

FR

***Cas n° COMP/M.7137 - EDF / DALKIA EN FRANCE***

Le texte en langue française est le seul disponible et faisant foi.

**REGLEMENT (EC) n° 139/2004  
SUR LES CONCENTRATIONS**

---

Article 6, paragraphe 1, point b) NON-OPPOSITION  
date: 25/06/2014

***En support électronique sur le site Internet EUR-Lex sous le  
numéro de document 32014M7137***



## COMMISSION EUROPÉENNE

Dans la version publique de cette décision, des informations ont été supprimées conformément à l'article 17 (2) du règlement du Conseil (CE) n° 139/2004 concernant la non-divulgence des secrets d'affaires et autres informations confidentielles. Les omissions sont donc indiquées par [...]. Quand cela était possible, les informations omises ont été remplacées par des fourchettes de chiffres ou une description générale.

Bruxelles, le 25.6.2014  
C(2014) 4438 final

PROCÉDURE DE CONTRÔLE DES  
OPÉRATIONS DE CONCENTRATION

### **A la partie notifiante:**

Madame, Monsieur,

**Objet:      Affaire M.7137 – EDF / Dalkia en France**  
**Décision de la Commission en application de l'article 6, paragraphe 1,**  
**point b du règlement (CE) n°139/2004 du Conseil<sup>1</sup>**

---

<sup>1</sup> JO L 24 du 29.1.2004, p. 1 («le règlement sur les concentrations»). Applicable à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2009, le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne («TFUE») a introduit divers changements, parmi lesquels le remplacement des termes «Communauté» par «Union» et «marché commun» par «marché intérieur». Les termes du TFUE seront utilisés dans cette décision.

## Table des matières

1.	LES PARTIES .....	6
2.	LA CONCENTRATION .....	7
3.	DIMENSION UE.....	8
4.	CONTEXTE GENERAL POUR L'EXAMEN DE L'OPERATION .....	8
5.	DEFINITION DES MARCHES PERTINENTS .....	9
5.1	Marché de la production et vente en gros d'électricité.....	9
5.1.1	Marché de produits pertinent .....	9
5.1.2	Marché géographique pertinent.....	10
5.1.3	Conclusion .....	11
5.2	Marché des services auxiliaires et de courant d'ajustement.....	11
5.2.1	Marché de produits pertinent .....	11
5.2.2	Marché géographique pertinent.....	12
5.2.3	Conclusion .....	12
5.3	Marché de l'effacement.....	12
5.3.1	Marché de produits pertinent .....	12
5.3.2	Marché géographique pertinent.....	13
5.3.3	Conclusion .....	13
5.4	Marché des garanties de capacité.....	13
5.4.1	Marché de produits pertinent .....	13
5.4.2	Marché géographique pertinent.....	14
5.4.3	Conclusion .....	14
5.5	Marchés de la fourniture d'électricité au détail .....	14
5.5.1	Marchés de produits pertinents .....	14
5.5.2	Marché géographique pertinent.....	16
5.5.3	Conclusion .....	16
5.6	Marchés de la fourniture de gaz .....	16
5.6.1	Marché de produits pertinent .....	16
5.6.2	Marché géographique pertinent.....	17
5.6.3	Conclusion .....	17

5.7	Marché(s) de la gestion/maintenance multi-technique.....	17
5.7.1	Marché de produits pertinent .....	17
5.7.2	Marché géographique pertinent.....	21
5.7.3	Conclusion .....	21
5.8	Marché de la production et de la fourniture de chaleur.....	21
5.8.1	Marché de produits pertinent .....	21
5.8.2	Marché géographique pertinent.....	22
5.8.3	Conclusion .....	22
5.9	Marché de la gestion déléguée de réseaux de chaleur/de froid.....	22
5.9.1	Présentation du secteur .....	22
5.9.2	Marchés de produits pertinents .....	23
5.9.3	Marché géographique pertinent.....	24
5.9.4	Conclusion .....	25
5.10	Marchés de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains.....	25
5.10.1	Marché de produits pertinent .....	25
5.10.2	Marché géographique pertinent.....	26
5.10.3	Conclusion .....	27
5.11	Marché des droits d'émission de CO <sub>2</sub> .....	27
5.11.1	Marché de produits pertinent .....	27
5.11.2	Marché géographique pertinent.....	28
5.11.3	Conclusion .....	28
5.12	Marché des certificats d'économie d'énergie .....	29
5.12.1	Marché de produits pertinent .....	29
5.12.2	Marché géographique pertinent.....	29
5.12.3	Conclusion .....	30
5.13	Marché de la gestion des déchets .....	30
5.13.1	Marché de produits pertinent .....	30
5.13.2	Marché géographique pertinent.....	31
5.13.3	Conclusion .....	32
6.	ANALYSE DES EFFETS DE L'OPERATION SUR LA CONCURRENCE .....	32
6.1	Cadre d'analyse pour les liens verticaux et les effets congloméraux .....	33
6.2	Contexte réglementaire du marché de la fourniture d'électricité de détail en France	35

6.2.1	Description du dispositif ARENH.....	36
6.2.2	Contrats de fourniture d'électricité au détail .....	37
6.2.3	Contestabilité des offres de marché et des tarifs réglementés d'EDF.....	38
6.2.4	Effet d'une atteinte possible du plafond ARENH .....	43
6.3	Aspects horizontaux des marchés de l'électricité.....	47
6.3.1	Marché français de la production et vente en gros d'électricité.....	47
6.3.2	Marché des services auxiliaires et du courant d'ajustement .....	51
6.3.3	Marché de l'effacement.....	51
6.3.4	Marché des garanties de capacité.....	52
6.3.5	Marché de la fourniture d'électricité au détail.....	53
6.4	Marché français de la gestion / maintenance multi-technique.....	54
6.4.1	Aspects horizontaux .....	55
6.4.2	Aspects congloméraux - Fourniture d'électricité/Gestion/maintenance multi-technique.....	58
6.4.3	Aspects verticaux - Fourniture d'électricité / Gestion-maintenance multi-technique .	79
6.4.4	Aspects non-horizontaux - Fourniture de gaz /Gestion/maintenance multi-technique	80
6.4.5	Autres effets non-horizontaux – Accès à l'information .....	81
6.4.6	Conclusion .....	85
6.5	Marchés français de la gestion déléguée de réseaux de chaleur/de froid.....	85
6.5.1	Aspects horizontaux : marché français de la gestion déléguée de réseaux de chaleur	85
6.5.2	Aspects non-horizontaux .....	86
6.5.3	Conclusion .....	93
6.6	Marchés français de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains ....	93
6.6.1	Aspects horizontaux .....	93
6.6.2	Aspects verticaux .....	97
6.6.3	Aspects congloméraux.....	98
6.6.4	Autres effets non-horizontaux – accès à l'information .....	102
6.6.5	Conclusion .....	104
6.7	Marché européen des droits d'émission de CO <sub>2</sub> .....	104
6.7.1	Aspects horizontaux .....	104
6.7.2	Aspects non horizontaux.....	104
6.7.3	Conclusion .....	105

6.8	Marché français des certificats d'économie d'énergie .....	105
6.8.1	Aspects horizontaux .....	105
6.8.2	Aspects non horizontaux.....	106
6.8.3	Conclusion.....	107
6.9	Marchés de la gestion des déchets.....	107
6.9.1	Aspects horizontaux .....	107
6.9.2	Aspects non-horizontaux .....	109
6.9.3	Conclusion .....	113
6.10	Effets coordonnés .....	113
6.10.1	Position des Parties.....	113
6.10.2	Analyse de la Commission.....	114
6.10.3	Conclusion.....	116
7.	CONCLUSION .....	116

1. Le 16 mai 2014, la Commission européenne a reçu notification, conformément à l'article 4 du règlement sur les concentrations, d'un projet de concentration par lequel l'entreprise Electricité de France (« **EDF** », France) acquiert, au sens de l'article 3, paragraphe 1, point b), du règlement sur les concentrations, le contrôle exclusif de Dalkia France, de Dalkia Investissement et des autres filiales de Dalkia actives en France (« **autres filiales de Dalkia Holding** »), par achat d'actions (« **l'Opération** »).<sup>2</sup>

## 1. LES PARTIES

2. **EDF** est une société anonyme dont l'actionnaire majoritaire est l'Etat français qui, au 31 décembre 2012, détenait 84,44 % du capital.
3. EDF et ses filiales sont principalement actives sur les marchés de l'électricité, notamment la production et la vente en gros d'électricité, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité en France et à l'étranger. EDF et ses filiales sont également actives, dans une moindre mesure, sur les marchés du gaz et de la fourniture de services énergétiques en France et à l'étranger. EDF est aussi active dans le secteur de la gestion des déchets, via sa filiale Tiru.
4. **Dalkia France** est principalement active dans les secteurs d'activités suivants en France:
  - la gestion déléguée de réseaux de chaleur et de froid ;
  - les services de gestion et de maintenance multi-technique pour les immeubles de bureaux, les immeubles commerciaux et les clients industriels (conduite, maintenance et entretien des installations techniques du bâtiment, à savoir le chauffage, la ventilation, la climatisation et l'électricité) et les services d'optimisation de la consommation d'énergie.
5. Dalkia France est également active, via sa filiale Citelum, dans le secteur de l'éclairage public urbain en France (et dans plusieurs Etats membres de l'Union européenne).
6. Dalkia France est aussi active dans le secteur de la gestion des déchets.
7. **Dalkia Investissement** est active uniquement en France à travers l'exploitation de quelques unités de cogénération produisant de l'électricité et, dans une moindre mesure, de la chaleur. En 2013, son activité a été significativement revue à la baisse en raison de l'arrêt de nombreuses installations de cogénération.
8. Les «**autres filiales de Dalkia**» incluent Industelec Services Ile-de-France (ci-après, « *Industelec Services IDF* »), Industelec Sud-Est (ci-après, « *Industelec S-E* »), Industelec Services Nord (ci-après, « *Industelec Services* ») et Dalkia Atlantique Services (ci-après « *Dalkia Atlantique Services* »). Ces sociétés sont actives dans le même périmètre d'activités que Dalkia France.
9. EDF et Dalkia sont aussi présentes sur le négoce et l'échange de quotas d'émissions de CO<sub>2</sub> en Europe.

---

<sup>2</sup> Publication au Journal officiel de l'Union européenne n° C 157 du 24.05.2014, p. 3.

10. Dalkia France, Dalkia Investissement et les autres filiales de Dalkia Holding (ensemble « **Dalkia** ») sont les cibles de l'Opération.

## 2. LA CONCENTRATION

11. L'Opération s'inscrit dans le cadre d'un projet d'accord entre EDF et Veolia Environnement visant au décroisement de leurs participations respectives dans le groupe Dalkia. A l'issue de cette opération globale de décroisement, Veolia Environnement prendra le contrôle des activités internationales du groupe Dalkia,<sup>3</sup> à l'exception de celles portées par sa filiale Citelum, tandis qu'EDF prendra le contrôle des activités françaises du groupe Dalkia, ainsi que de celles de Citelum, qui est active notamment en France et dans plusieurs Etats membres de l'Union européenne.<sup>4</sup>
12. L'Opération ne sera accompagnée d'aucune clause de non-concurrence.

### *Situation avant l'Opération*

13. Dalkia France est actuellement détenue directement et indirectement à 99,93 % par Dalkia Holding, elle-même détenue respectivement à hauteur de 66 % par Veolia Environnement et de 34 % par EDF. Dalkia France est actuellement contrôlée exclusivement par Veolia Environnement (*via* Dalkia Holding, elle-même contrôlée exclusivement par Veolia Environnement).
14. Dalkia Investissement est, quant à elle, actuellement détenue par Dalkia Holding et par EDF à hauteur de 50 % chacune. Dalkia Investissement est actuellement sous le contrôle conjoint de Veolia Environnement (*via* Dalkia Holding) et d'EDF.
15. Les autres filiales de Dalkia Holding sont, quant à elles, détenues par Dalkia Holding.
16. Le schéma ci-dessous présente l'actionnariat de Dalkia France, de Dalkia Investissement et des autres filiales de Dalkia Holding, avant l'Opération :

[...]

### *Situation après l'Opération*

17. Aux termes de l'Accord Cadre signé le 25 mars 2014 entre EDF, Veolia Environnement et Dalkia Holding, il a été convenu de l'acquisition par EDF de (i) [...] % des actions et droits de vote de Dalkia France, aujourd'hui détenus à hauteur de [...] % par Dalkia Holding et [...] % par Dalkia Valmy, (ii) de [...] % des actions et droits de vote de Dalkia Investissement également détenus par Dalkia Holding, *via* le rachat, par Dalkia Investissement, de l'intégralité de la participation détenue par Dalkia Holding (telle que définie ci-dessous) dans Dalkia Investissement en vue de l'annulation de ladite participation et (iii) des actions et droits de vote détenues par Dalkia Holding dans les autres filiales de Dalkia Holding. A l'issue de l'Opération, EDF détiendra donc [...] % des droits de vote et

<sup>3</sup> Décision M. 7145- *Veolia Environnement/Dalkia environnement* du 7 mai 2014.

<sup>4</sup> Les Parties sont simultanément actives en Belgique, République Tchèque, Espagne, Finlande, Norvège et Slovaquie. Toutefois, l'Opération ne donnera lieu à aucun chevauchement horizontal, ni à des effets verticaux ou congloméraux de nature à affecter la concurrence. Cf. §761 du Form CO.

du capital de Dalkia France et [...] % des droits de vote et du capital de Dalkia Investissement.

18. En outre, il est également prévu au titre de l'Accord Cadre visé ci-dessus qu'EDF acquiert les participations détenues par Dalkia Holding dans les autres filiales de Dalkia Holding.

19. Le schéma ci-dessous présente l'actionnariat de Dalkia France, de Dalkia Investissement et des autres filiales de Dalkia Holding, après l'Opération :

[...]

20. Suite à l'Opération, EDF exercera ainsi un contrôle exclusif sur Dalkia.

21. L'opération notifiée est donc une concentration selon l'article 3, paragraphe 1, point b du règlement sur les concentrations.

### **3. DIMENSION UE**

22. En 2013, les entreprises concernées réalisent un chiffre d'affaires mondial consolidé de plus d'EUR 5 milliards (EDF: EUR 75 594 millions; Dalkia: [...]).<sup>5</sup> Chacune d'entre elles réalise un chiffre d'affaires dans l'Union de plus d'EUR 250 millions (EDF: EUR [...]; Dalkia: EUR [...]). Bien que Dalkia réalise plus des deux tiers de son chiffre d'affaires total dans un seul et même État membre (la France), tel n'est pas le cas d'EDF.

23. L'opération notifiée a donc une dimension européenne selon l'article 1(2) du règlement sur les concentrations.

### **4. CONTEXTE GENERAL POUR L'EXAMEN DE L'OPERATION**

24. Par lettre du 12 décembre 2000,<sup>6</sup> le Ministre français de l'économie, des finances et de l'industrie avait autorisé l'opération notifiée par Vivendi Environnement, devenue Veolia Environnement, et EDF consistant, d'une part, en la prise de contrôle par Dalkia France, elle-même contrôlée exclusivement par Veolia Environnement, d'activités du pôle "services" d'EDF situées en France et, d'autre part, en la constitution de trois filiales au sein du groupe Dalkia placées sous le contrôle conjoint d'EDF et de Veolia Environnement, à savoir Dalkia Offre Globale,<sup>7</sup> Dalkia Investissement et Dalkia International.<sup>8</sup> Les autorités françaises avaient conditionné leur autorisation au respect de différents engagements et à la condition expresse qu'EDF ne soit pas en mesure d'exercer une influence déterminante sur Dalkia.

25. Depuis 2000, les circonstances de marché, au sens large, ont changé de manière significative. Notamment, la libéralisation du marché de l'électricité n'en était qu'à ses débuts; par exemple, seuls les grands clients industriels et commerciaux reliés au réseau de transport pouvaient choisir leur fournisseur d'électricité et EDF détenait un monopole légal sur la fourniture d'électricité aux clients non éligibles.

---

<sup>5</sup> Chiffre d'affaires calculé conformément à l'article 5 du règlement sur les concentrations.

<sup>6</sup> BOCCRF n° 02 du 23 février 2001.

<sup>7</sup> Renommée Edenkia, et vendue en 2011 au groupe Proxiserive (Form CO, paragraphe 149).

<sup>8</sup> Form CO, paragraphe 149.

Depuis 2007, tous les clients (résidentiels et non-résidentiels, grands et petits consommateurs) ont la liberté de choisir leur fournisseur, ce qui a ouvert l'ensemble du marché à la concurrence. Le cadre législatif et réglementaire de ce secteur a été modifié; ainsi la loi n°2010-1488 sur la Nouvelle Organisation des Marchés de l'Electricité du 7 décembre 2010, entrée en vigueur en France le 1<sup>er</sup> juillet 2011 (« Loi NOME »), tend à renforcer la concurrence en assurant la contestabilité des tarifs réglementés de vente ("TRV") par les fournisseurs alternatifs d'électricité (voir Section 6.2 de la présente Décision). Le principe de spécialité, qui s'appliquait à EDF en tant qu'établissement public industriel et commercial, a disparu en 2004.<sup>9</sup>

26. L'Opération sera examinée en fonction des circonstances actuelles. La Commission tiendra également compte de l'évolution future du marché qui est raisonnablement prévisible, comme par exemple la disparition des TRV "jaune" et "vert" au 1<sup>er</sup> janvier 2016 et ses conséquences (voir Section 6.2).<sup>10</sup>
27. Afin de prendre en compte les évolutions réglementaires prochaines (notamment la disparition au 1<sup>er</sup> janvier 2016 des TRV "jaune" et "vert"), dont les effets se feront sentir à moyen terme, ainsi que les caractéristiques des différents marchés en cause et leurs développements potentiels (par exemple la possible atteinte du plafond ARENH), l'analyse des effets de l'Opération est effectuée dans un horizon temporel d'une durée de 3 à 5 ans.

## 5. DEFINITION DES MARCHES PERTINENTS

### 5.1 Marché de la production et vente en gros d'électricité

#### 5.1.1 Marché de produits pertinent

28. Par le passé, la Commission<sup>11</sup> a consacré l'existence d'un marché de la production et de la vente en gros d'électricité, ces deux activités formant un seul et même marché.
29. Ce marché comporte la production d'électricité domestique ainsi que l'électricité importée physiquement *via* les interconnexions en vue de sa revente aux détaillants, aux négociants et, dans une moindre mesure, aux grands industriels consommateurs finaux. Du côté de l'offre, les acteurs du marché sont les producteurs d'électricité, les importateurs et les négociants.
30. Les Parties sont en accord avec cette approche.
31. La Commission a par le passé envisagé une distinction du marché de la production et vente en gros d'électricité entre électricité hors-pointe, électricité de pointe et électricité d'extrême-pointe. Dans la mesure où la capacité disponible aux

---

<sup>9</sup> Le principe de spécialité a été supprimé par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (JORF n° 145 du 11 août 2004). Cette évolution, qui a élargi les possibilités de diversification d'EDF, a été consacrée par la transformation d'EDF en société anonyme par décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 (JORF n° 269 du 19 novembre 2004).

<sup>10</sup> Par ailleurs, pour l'analyse des effets de l'Opération, la Commission s'est fondée davantage sur des données en valeur et en volume que sur des données en nombre de sites. Ces dernières données sont généralement moins représentatives des conditions concurrentielles à l'œuvre sur les marchés affectés.

<sup>11</sup> Cf. décision M.4180 *Gaz de France/Suez*. L'Autorité française de la concurrence (« l'Autorité ») a eu une approche similaire; cf. décision de l'Autorité de la Concurrence n°09-DCC-28 *Poweo/Österreichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft*.

interconnexions est plus forte en période hors-pointe, les importations pourraient alors exercer une plus grande pression concurrentielle qu'en période de pointe.<sup>12</sup> Cette question a cependant été laissée ouverte.<sup>13</sup>

32. Les Parties contestent la pertinence d'une distinction du marché de la production et vente en gros d'électricité entre électricité hors-pointe et électricité de pointe, dans la mesure où aucun moyen de production n'est par nature dédié à la production d'électricité en période de pointe, l'ensemble des moyens de production disponibles et produisant de l'électricité au moment d'une pointe de consommation participant, tous au même titre, à l'équilibre offre-demande.
33. La Commission considère que la cogénération, qui constitue la plus grande partie du parc de production de Dalkia, ne peut que marginalement être considérée comme une production de pointe.<sup>14</sup> La production par cogénération correspond davantage à une production de semi-base (lorsque la vapeur est produite pour alimenter un réseau de chaleur) ou à une production de base (lorsqu'il s'agit de vapeur industrielle). Cette distinction de la cogénération entre base, semi-base et pointe en fonction des utilisations a été confirmée par des répondants à l'enquête de marché.<sup>15</sup> En pratique, la grande majorité des unités de cogénérations fonctionne en continu pendant 5 mois (novembre à mars), et a donc une durée d'utilisation plus proche des moyens de production dits de semi-base. De plus, une grande partie de la production d'électricité par cogénération de Dalkia bénéficiant de l'obligation d'achat, elle bénéficie d'une priorité d'accès au réseau.
34. Une large majorité des entités ayant répondu à l'enquête de marché a confirmé l'existence d'un marché unique incluant la production et vente en gros d'électricité, domestique et importée, sans distinction entre production de base, semi-base, ou pointe.<sup>16</sup>

#### 5.1.2 *Marché géographique pertinent*

35. La Commission a généralement considéré le marché de la production et vente en gros comme étant de dimension nationale, notamment en raison de la faiblesse des interconnexions entre Etats voisins.<sup>17</sup>
36. Cependant, la Commission a envisagé la possibilité d'une délimitation géographique plus large de ce marché, par exemple dans le cas de l'Autriche<sup>18</sup> ou des pays nordiques.<sup>19</sup> Dans la décision *Gaz de France/Suez*, la Commission a indiqué qu'à la lumière des Directives 2003/53/CE et 2003/54/CE du Conseil, il convenait d'examiner la possibilité de l'émergence de marchés plus larges que nationaux, sans toutefois prendre de position définitive sur ce point.

---

<sup>12</sup> Cf. décisions M.5979 *KGHM / Tauron Wytwarzanie / JV* et M.5467 *RWE / Essent*.

<sup>13</sup> Concernant la France en particulier, l'Autorité, saisie d'une plainte d'un groupement de producteurs indépendants qui alléguait de pratiques anticoncurrentielles d'EDF sur un marché de "l'extrême pointe", a rejeté les griefs en concluant à l'absence de moyens de production dédiés à la production de pointe, et en analysant les griefs formulés sur "le marché de gros français de l'électricité". Cf. décision de l'Autorité n° 11-D-09 du 8 juin 2011 relative à des pratiques mises en œuvre par EDF et RTE dans le secteur de l'électricité, voir notamment pt. 239.

<sup>14</sup> Dalkia possède des groupes diesels dispatchables, correspondant à des moyens de pointe, qui ne représentent une capacité totale limitée à [...] MW. Ces groupes sont déjà contractualisés avec EDF ou RTE.

<sup>15</sup> Cf. réponses à la question 11 du questionnaire Q1-concurrents.

<sup>16</sup> Cf. notamment réponses à la question 7.1 du questionnaire Q1-concurrents et à la question 7.1 du questionnaire Q2-clients.

<sup>17</sup> Cf. décision COMP/M.4180 *Gaz de France/Suez*. Cf. lettre du Ministre français de l'économie, de l'industrie et de l'emploi C2008-42 – A2A/*Coriance*.

<sup>18</sup> Cf. décision COMP/M.2947 *Verbund / Energie Allianz*.

<sup>19</sup> Cf. décision COMP/M.3268 *Sydkraft / Graninge*.

37. Les Parties considèrent que la question de la dimension géographique du marché peut être laissée ouverte dans la mesure où, quelle que soit la définition retenue, l'Opération n'est pas susceptible d'entraîner de problèmes de concurrence sur le marché de la production et vente en gros d'électricité.
38. Une large majorité des entités ayant répondu à l'enquête de marché a confirmé la dimension nationale du marché de la production et vente en gros d'électricité en France, notamment au regard de capacités limitées d'interconnexion avec les Etats voisins. Certains répondants ont cependant jugé qu'il pourrait être pertinent de considérer un marché plus large, incluant la France, le Benelux et l'Allemagne.<sup>20</sup>
39. La Commission conclut que la dimension géographique des marchés de la production et vente en gros d'électricité est nationale.

### 5.1.3 Conclusion

40. En conséquence, pour les besoins la présente analyse, le marché pertinent examiné sera le marché français de la production et vente en gros d'électricité.

## 5.2 Marché des services auxiliaires et de courant d'ajustement

### 5.2.1 Marché de produits pertinent

41. Par le passé, la Commission a parfois identifié un marché des services auxiliaires et de courant d'ajustement, distinct du marché de la production et vente en gros d'électricité.<sup>21</sup> Le courant d'ajustement est utilisé par le gestionnaire de réseau pour équilibrer l'offre et la demande, et peut prendre la forme d'injections additionnelles d'électricité ou d'effacement de consommation d'électricité (voir aussi Section 5.3).
42. Il existe en France, depuis 2003,<sup>22</sup> un mécanisme d'ajustement géré par le gestionnaire du réseau de transport, RTE.<sup>23</sup> Dans le cadre de ce mécanisme, l'ensemble des détenteurs de moyens de production disponibles ont l'obligation, en permanence, de proposer au gestionnaire du réseau de transport les capacités disponibles permettant d'ajuster, en temps réel, l'offre et la demande d'électricité. Ce mécanisme fonctionne selon un principe d'appel d'offres permanent, le gestionnaire de réseau retenant les offres permettant d'assurer l'équilibre du réseau électrique au meilleur coût, le tout sous le contrôle étroit du régulateur sectoriel (la Commission de Régulation de l'Energie, « CRE »).
43. Les Parties considèrent que, s'il existe effectivement une « concurrence » entre les offres, seules les plus pertinentes au meilleur prix étant retenues, le caractère obligatoire de l'offre pour les détenteurs de capacités de production et les modalités de gestion du mécanisme d'ajustement par RTE font qu'il ne s'agit pas d'un marché fonctionnant librement au sens habituellement retenu en droit de la concurrence.

---

<sup>20</sup> Cf. réponses à la question 8.1 du questionnaire Q1-concurrents et à la question 10.1 du questionnaire Q2-clients.

<sup>21</sup> Voir notamment les Décisions n° COMP/M.3696 *E.ON/MOL* pour la Hongrie, et n° COMP/M. 4180 *GDF/Suez* pour la Belgique ainsi que la décision du 26 juillet 2008 en application de l'article 9 du règlement No 1/2003 dans les affaires COMP/39.388 – *marché allemand de la vente en gros d'électricité* et COMP/39.389 – *marché allemand du courant d'ajustement*, dans laquelle la Commission a considéré l'existence d'un abus de position dominante au sens de l'article 102 TFUE sur le marché allemand du courant d'ajustement secondaire et a accepté des engagements de la part de l'entreprise concernée en vue de mettre fin au possible abus.

<sup>22</sup> Mécanisme prévu par la loi 2000-108 du 10 février 2000.

<sup>23</sup> RTE est une filiale à 100% d'EDF.

### 5.2.2 *Marché géographique pertinent*

44. La Commission a généralement considéré le marché des services auxiliaires et de courant d'ajustement comme étant au plus de dimension nationale, et potentiellement de dimension régionale ou limitée au périmètre de régulation du gestionnaire de réseau compétent.<sup>24</sup>

### 5.2.3 *Conclusion*

45. En conséquence, pour les besoins la présente analyse, la Commission conclut que la question de la définition exacte du marché des services auxiliaires et du courant d'ajustement peut être laissée ouverte dans la mesure où, selon toute définition alternative de marché plausible, l'Opération ne soulève pas de doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur.

## 5.3 **Marché de l'effacement**

### 5.3.1 *Marché de produits pertinent*

46. Un effacement est une action temporaire de réduction de la consommation d'électricité d'un site donné ou d'un groupe d'acteurs (par rapport à sa consommation « normale ») déclenchée par un fournisseur d'électricité, un opérateur d'effacement (souvent dénommé « agrégateur ») ou par le consommateur lui-même. Un effacement diffère des économies d'énergies pérennes induites par des procédés techniques tels que l'isolation des bâtiments ou la substitution d'équipements anciens par des équipements plus économes en énergie.
47. L'effacement peut se substituer à l'installation de nouvelles capacités de production et contribuer à l'équilibrage du réseau lors d'une baisse de production ou d'une hausse de consommation, et permettre de compenser l'intermittence de la production à partir d'énergies renouvelables. Dans son avis sur le projet de décret portant sur l'effacement de consommation d'électricité,<sup>25</sup> l'Autorité estime, sur la base des auditions de certaines parties, que le marché de l'effacement pourrait représenter jusqu'à 15 à 20 GW, « soit l'équivalent d'une quinzaine de centrales nucléaires ».<sup>26</sup>
48. Différents mécanismes sont actuellement mis en place afin de dynamiser la participation de la demande et de l'adapter au cadre d'un marché concurrentiel en développement. Si les effacements se sont historiquement développés pour permettre aux fournisseurs d'équilibrer la veille pour le lendemain leur portefeuille de clientèle (via des incitations tarifaires), des expérimentations ont été menées au cours des dernières années dans le but de faire participer les effacements au mécanisme d'ajustement et, *in fine*, aux marchés de gros de l'énergie. La loi du 15 avril 2013<sup>27</sup> a pour la première fois donné un cadre légal à la valorisation des

---

<sup>24</sup> Cf. décisions M.5979 *KGHM/Tauron Wytwarzanie/JV*, M.5827 *Elia/IFM/50Hertz*, M.5707 *Tennet/E.ON*, M.4180 *Gaz de France / Suez*, M.3440 *EDP / ENI / GDP* ainsi que la décision du 26 juillet 2008 dans les affaires COMP/39.388 – *marché allemand de la vente en gros d'électricité* et COMP/39.389 – *marché allemand du courant d'ajustement*.

<sup>25</sup> Autorité de la concurrence, Avis n° 13-A-25 du 20 décembre 2013 concernant l'effacement de consommation dans le secteur de l'électricité.

<sup>26</sup> La puissance installée du parc en France était de 129 GW au 31 décembre 2012, Rapport CRE « le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel – Rapport 2012-2013 », janvier 2014, figure 53.

<sup>27</sup> Loi n°2013-312 du 15 avril 2013, portant notamment création de l'article L. 271-1 du Code de l'énergie.

effacements sur les marchés de gros de l'énergie, le marché des certificats de capacités et le mécanisme d'ajustement.

49. Toutefois, cette loi prévoit l'adoption d'un décret en Conseil d'Etat, qui n'a pour l'heure pas été adopté. Par ailleurs, l'adoption par le gestionnaire du réseau de transport de règles techniques approuvées par la CRE sera également nécessaire. Dans l'attente de l'adoption du cadre réglementaire définitif, les effacements ne peuvent être valorisés que de manière limitée dans le cadre de règles transitoires expérimentales.
50. Les Parties considèrent que, dans la mesure où le cadre réglementaire dans lequel les effacements seront amenés à se développer est encore incertain, il n'est aujourd'hui pas possible de définir un marché pertinent au sens du droit de la concurrence.
51. Il convient de noter que, dans la mesure où les effacements pourraient à terme être valorisés aussi bien dans le cadre du mécanisme d'ajustement que sur les marchés de gros et le marché des certificats de capacité, la Commission laisse ouverte la question de savoir si un éventuel marché de l'effacement ferait partie du marché des services auxiliaires et du courant d'ajustement, ferait partie du marché de la production et vente en gros d'électricité, ou constituerait un marché distinct de ces deux marchés dans la mesure où selon toute définition alternative de marché plausible, l'Opération ne soulève pas de doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur.

#### 5.3.2 *Marché géographique pertinent*

52. La question de la définition géographique pertinente d'un éventuel marché de l'effacement peut être laissée ouverte dans le cas présent dans la mesure où selon toute définition alternative de marché plausible, l'Opération ne soulève pas de doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur.

#### 5.3.3 *Conclusion*

53. En conséquence, pour les besoins la présente analyse, la Commission conclut que la question de la définition exacte d'un éventuel marché de l'effacement peut être laissée ouverte.

### **5.4 Marché des garanties de capacité**

#### 5.4.1 *Marché de produits pertinent*

54. En France, le mécanisme de capacité a pour base légale la loi NOME de 2010.<sup>28</sup> Ce mécanisme impose respectivement aux fournisseurs d'électricité d'une part, et aux opérateurs de capacité (de production ou d'effacement) d'autre part, l'obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement. Les fournisseurs doivent ainsi apporter la preuve qu'ils disposent des capacités nécessaires pour couvrir la demande de leur portefeuille de clients en période de pointe, obligation qui est vérifiée par la détention d'un volume défini de certificats de capacités. Les opérateurs de capacités doivent pour leur part conclure avec le gestionnaire du réseau de transport des contrats par lesquels ils s'engagent sur la disponibilité de

---

<sup>28</sup> Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME, portant notamment création des articles L. 335-1 à L. 335-6 du code de l'énergie.

leurs capacités durant les pointes de consommation, en contrepartie de quoi il leur est attribué des certificats de capacités. La loi organise un marché des certificats entre les opérateurs de capacité d'une part et les fournisseurs d'autre part.

55. A l'heure actuelle, des règles techniques étant encore en cours d'élaboration et un recours étant pendant devant le Conseil d'Etat contre le décret de mise en œuvre adopté en application de la loi NOME, les Parties soumettent qu'il n'est pas possible de définir un marché pertinent au sens du droit de la concurrence.
56. Les Parties considèrent de plus que, dans la mesure où le cadre réglementaire dans lequel les garanties de capacité seront amenées à se développer est encore incertain, il n'est aujourd'hui pas possible de définir un marché pertinent au sens du droit de la concurrence.
57. Il convient de noter que la Commission laisse ouverte la question de savoir si un éventuel marché des garanties de capacité ferait partie du marché des services auxiliaires et du courant d'ajustement ou constituerait un marché distinct dans la mesure où selon toute définition alternative de marché plausible, l'Opération ne soulève pas de doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur.

#### 5.4.2 *Marché géographique pertinent*

58. La Commission considère que la question de la définition géographique pertinente d'un éventuel marché des garanties de capacité peut être laissée ouverte dans le cas présent dans la mesure où selon toute définition alternative de marché plausible, l'Opération ne soulève pas de doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur.

#### 5.4.3 *Conclusion*

59. En conséquence, pour les besoins de la présente analyse, la Commission conclut que la question de la définition exacte d'un éventuel marché des garanties de capacité peut être laissée ouverte.

### 5.5 **Marchés de la fourniture d'électricité au détail**

#### 5.5.1 *Marchés de produits pertinents*

60. L'Opération ne concernant pas la clientèle des particuliers (Dalkia n'étant pas active aujourd'hui et n'ayant pas de projet d'entrée vis-à-vis de cette clientèle), les analyses de la Commission ne portent que sur la fourniture d'électricité aux clients non-résidentiels, professionnels, entreprises et entités publiques.
61. Par le passé, la Commission<sup>29</sup> a délimité plusieurs segments de clientèle en France sur la base de la consommation annuelle (GWh) et de la puissance de raccordement (kVA):
  - *Les grands clients industriels* dont la consommation annuelle est supérieure à 7 GWh;
  - *Les petits clients industriels et commerciaux* dont la consommation annuelle est inférieure à 7 GWh mais ayant une puissance de raccordement supérieure à 36 kVA;

---

<sup>29</sup> Cf. décision M.4994 *Electrabel/Compagnie Nationale du Rhône*. Cf. aussi décision de l'Autorité n° 07-D-43 du 10 décembre 2007 relative à des pratiques mises en œuvre par Electricité de France, point 24.

- *Les petits clients professionnels* ayant une puissance de raccordement inférieure à 36 kVA;
62. Toutefois, une distinction alternative pourrait être envisagée. En effet, la CRE distingue la clientèle sur le marché de l'électricité en France sur la base de la puissance souscrite et opère une distinction entre (i) les petits sites non résidentiels, ayant une puissance souscrite inférieure à 36 kVA, (ii) les sites non résidentiels de taille moyenne ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA mais inférieure à 250 KW et (iii) les grands sites non résidentiels avec une puissance souscrite supérieure à 250 KW.<sup>30</sup>
63. EDF adopte la première segmentation, évoquée au paragraphe 61, afin de mener son analyse concurrentielle, mais n'inclut dans la catégorie des grands clients industriels que les clients en offre de marché, et non pas les clients dont la consommation est annuelle est supérieure à 7 GWh mais encore aux TRV. Cette approche est conforme à la classification retenue par la Commission dans sa décision M.4994 *Electrabel / Compagnie Nationale du Rhône*. Cependant, depuis cette décision, les règles d'éligibilité et de réversibilité applicables à la fourniture d'électricité ont été revues. Etant donné que (i) la loi NOME a instauré un droit de retour aux TRV pour les clients ayant exercé leur éligibilité après le 7 décembre 2010, (ii) l'ensemble des TRV applicables aux clients non-résidentiels est contestable par les offres de marché proposées par les fournisseurs alternatifs (voir Section 6.2.3), et (iii) la loi NOME prévoit la disparition des TRV "jaune" et "vert" au 1<sup>er</sup> janvier 2016, la Commission considère qu'il est plus pertinent pour la présente analyse de ne pas distinguer les différents marchés de la fourniture d'électricité entre consommateurs ayant exercé leur éligibilité ou n'ayant pas exercé leur éligibilité. Ainsi, il n'est notamment pas pertinent de n'inclure dans la catégorie des grands clients industriels que les clients dont la consommation annuelle est supérieure à 7 GWh et ayant exercé leur éligibilité.
64. En tout état de cause, EDF estime que le résultat de l'analyse concurrentielle resterait inchangé si une distinction alternative était adoptée.
65. EDF précise par ailleurs qu'elle propose également à ses clients des prestations accessoires à la fourniture d'électricité, par exemple des duplicata de facture, des suivis de la consommation ou encore une assistance dépannage. La Commission considère que ces prestations, qui sont offertes à la fois aux clients bénéficiant des TRV et des offres de marché, et font l'objet d'une rémunération distincte, sont directement liées à la fourniture d'électricité, de faible valeur ajoutée et ne peuvent pas être assimilées à des « services énergétiques » au sens de ceux proposés par Dalkia.
66. La majorité des entités ayant répondu à l'enquête de marché a confirmé la pertinence de la distinction évoquée au paragraphe 61.<sup>31</sup> Certains répondants ont cependant souligné la pertinence et la plus grande simplicité d'une distinction fondée uniquement sur des seuils de puissance de raccordement, telle que la définition évoquée au paragraphe 62.

---

<sup>30</sup> Cf. décision M.4994 *Electrabel/Compagnie Nationale du Rhône*.

<sup>31</sup> Cf. réponses à la question 7.1 du questionnaire Q1-concurrents et à la question 8.1 du questionnaire Q2-clients.

### 5.5.2 *Marché géographique pertinent*

67. Les marchés de la fourniture d'électricité au détail ont été considérés par la Commission<sup>32</sup> comme étant de dimension nationale.
68. EDF estime cette approche pertinente pour les besoins de l'Opération.
69. Une large majorité des entités ayant répondu à l'enquête de marché a confirmé la dimension nationale des marchés de la fourniture d'électricité au détail en France.<sup>33</sup>

### 5.5.3 *Conclusion*

70. En conséquence, pour les besoins la présente analyse, les marchés pertinents examinés seront:
- le marché français de la fourniture d'électricité au détail aux grands clients industriels (dont la consommation annuelle est supérieure à 7 GWh, que ces clients soient en offre de marché ou en TRV);
  - le marché français de la fourniture d'électricité au détail aux petits clients industriels et commerciaux (dont la consommation annuelle est inférieure à 7 GWh mais ayant une puissance de raccordement supérieure à 36 kVA, que ces clients soient en offre de marché ou en TRV);
  - le marché français de la fourniture d'électricité au détail aux petits clients professionnels (ayant une puissance de raccordement inférieure à 36 kVA, que ces clients soient en offre de marché ou en TRV).
71. Cependant, la Commission note que l'analyse concurrentielle ne serait pas modifiée si les distinctions évoquées aux paragraphes 61 à 63 étaient retenues.

## 5.6 **Marchés de la fourniture de gaz**

### 5.6.1 *Marché de produits pertinent*

72. Dans le domaine du gaz, la Commission distingue traditionnellement, de l'amont à l'aval, les activités d'exploration/ production, de vente en gros, de transport, de stockage, de négoce et de fourniture de gaz. Par ailleurs, au sein du marché de la fourniture de gaz, la Commission a distingué : (i) la fourniture de gaz aux grands clients industriels, (ii) la fourniture de gaz aux petits clients industriels et commerciaux, (iii) la fourniture de gaz aux centrales électriques fonctionnant à partir de gaz, (iv) la fourniture de gaz aux revendeurs intermédiaires (entreprises locales de distribution) et (v) la fourniture de gaz aux consommateurs résidentiels<sup>34</sup>. La Commission a aussi notamment considéré que, pour chaque marché concerné, il convenait d'opérer une distinction en fonction du type de gaz<sup>35</sup> : le gaz H (haut pouvoir calorifique) et le gaz L (faible pouvoir calorifique).

<sup>32</sup> Cf. décisions M.3440 *EDP/ENI/GDP* et M.4994 *Electrabel/Compagnie Nationale du Rhône*. Cf. aussi décisions de l'Autorité n° 11-DCC-142 *Poweo/Direct Energie* et n° 09-DCC-28 *Poweo/ Österreichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft*.

<sup>33</sup> Cf. réponses à la question 9.1 du questionnaire Q1-concurrents et à la question 10.1 du questionnaire Q2-clients.

<sup>34</sup> Cf. décisions M.4180 *Gaz de France/Suez* et M.5220 *ENI/Distrigaz*. Cf. lettre du Ministre français de l'économie, de l'industrie et de l'emploi C2008-42 – A2A/*Coriance*.

<sup>35</sup> Cf. décision M.4180 *Gaz de France/Suez*.

73. Les Parties considèrent que la question de la délimitation exacte des marchés de produits peut être laissée ouverte dans la mesure où Dalkia n'est pas présente sur le marché de la fourniture de gaz et où, quelle que soit l'hypothèse retenue, les conclusions de l'analyse concurrentielle demeureront inchangées.
74. Comme pour le marché de la fourniture d'électricité, la nécessité de distinguer les marchés de la fourniture de gaz entre consommateurs ayant exercé leur éligibilité ou non doit être examinée. A ce propos, la Commission note que l'article L. 445-4 du code de l'énergie donne la possibilité pour les petits consommateurs de gaz (c'est-à-dire ayant souscrit une consommation annuelle de moins de 30 000 KWh par an) de bénéficier à tout moment des TRV, et donc, le cas échéant, de revenir aux TRV. Cette possibilité de réversibilité est certes aujourd'hui plus restreinte pour les gros consommateurs, mais l'article 25 de la loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation pour les clients consommant plus 30 000 KWh prévoit la fin progressive des TRV entre le 19 juin 2014 et le 1<sup>er</sup> janvier 2016.<sup>36</sup> Dès lors, la Commission estime que les marchés de la fourniture de gaz pourraient inclure les TRV et les offres de marchés. Les parts de marché des Parties seront présentées en ligne avec cette approche. Ce point peut cependant être laissé ouvert pour les besoins de l'analyse du cas présent.

#### 5.6.2 *Marché géographique pertinent*

75. La Commission a considéré que les marchés du gaz ont une dimension nationale (marché de gros) ou infranationale (fourniture)<sup>37</sup> compte-tenu des conditions de concurrence hétérogènes entre les différentes zones d'équilibrage.<sup>38</sup> En France, il existe trois zones d'équilibrage depuis 2009 : la zone Nord, la zone Sud et la zone Sud-Ouest.
76. Compte tenu de la présence marginale d'EDF sur les marchés de fourniture de gaz, les Parties considèrent que l'analyse peut s'effectuer au niveau national.

#### 5.6.3 *Conclusion*

77. En conséquence, pour les besoins la présente analyse, la Commission conclut que la question de la définition exacte du marché de la fourniture de gaz peut être laissée ouverte dans la mesure où selon toute définition alternative de marché plausible, l'Opération ne soulève pas de doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur.

### 5.7 **Marché(s) de la gestion/maintenance multi-technique**

#### 5.7.1 *Marché de produits pertinent*

78. Dans sa pratique décisionnelle, la Commission a identifié à la fois un marché de services dits de *facility management* et un marché des services de gestion énergétique.

---

<sup>36</sup> EDF, définition du marché du gaz, 17 juin 2014. Voir aussi Rapport CRE « le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel – Rapport 2012-2013 », janvier 2014, p.116-117.

<sup>37</sup> Cf. décisions M.4180 *Gaz de France/Suez* et M.5220 *ENI/Distrigaz*. Voir aussi lettre du Ministre français de l'économie, de l'industrie et de l'emploi C2008-42 – *A2A/Coriance*.

<sup>38</sup> Une zone d'équilibrage est une zone géographique du réseau de transport de gaz sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz.

79. Les services de *facility management* sont des services de gestion d'immeubles qui englobent la gestion technique des immeubles (gestion de l'énergie, contrôle, entretien et maintenance des installations techniques), la gestion commerciale (comptabilité) et la gestion générale des immeubles (services de sécurité, nettoyage ou gardiennage).<sup>39</sup>
80. Le marché des services de gestion énergétique inclut des activités de conseil sur la réduction de la consommation d'énergie, la mise en place de systèmes de gestion de l'énergie, une assistance dans la fourniture d'énergie et dans la gestion et la maintenance d'équipements liés à la consommation énergétique des clients, dans le but de réduire la consommation d'énergie des clients.<sup>40</sup>
81. La Commission a aussi défini un marché de la gestion ou de la maintenance multi-technique qui regroupe des activités d'entretien et d'optimisation du rendement de l'ensemble des installations techniques présentes chez les clients qui exploitent des bâtiments et souhaitent en déléguer la gestion. L'ensemble des installations techniques comprend (selon le bâtiment) des chaudières et des systèmes climatiques, des installations mécaniques (tuyauterie, chaudronnerie, usinages), des réseaux électriques et tout ce qui concerne les outils de process industriel.<sup>41</sup>
82. La Commission a laissé ouverte dans sa pratique décisionnelle d'autres distinctions possibles, par exemple selon le critère « type de client » en entreprises industrielles, des entreprises du tertiaire ou des particuliers (en général des copropriétés)<sup>42</sup>, « type de bâtiment » ou « type de service ».
83. Les Parties considèrent qu'un marché de la gestion/maintenance multi-technique incluant les services d'optimisation de la consommation énergétique devrait être retenu. De plus, les Parties ne considèrent pas qu'il soit nécessaire de distinguer le marché selon d'autres critères tels que les types de clientèle, de bâtiments, de services, ou encore par stade de prestation de services.<sup>43</sup>
84. Les Parties expliquent que du côté de la demande, les clients lancent des appels d'offres en vertu desquels les candidats doivent concevoir/installer/gérer/maintenir des installations techniques peu consommatrices d'énergie et un réseau optimisé en terme de consommation énergétique. Du côté de l'offre, des filiales de grands groupes, actives dans le secteur du bâtiment et des travaux publics et initialement spécialisées dans la conception et l'installation d'équipements techniques, offrent de plus en plus de services de gestion/maintenance, tandis que les sociétés spécialisées dans la gestion/maintenance associent à leurs offres de services d'optimisation de consommation énergétique des prestations de conception/installation d'équipements techniques, permettant de réduire les consommations d'énergie.
85. Les Parties notent aussi que les « services énergétiques », qui visent à permettre à des consommateurs d'énergie, entreprises ou entités publiques, d'améliorer leur performance énergétique, peuvent recouvrir une grande variété de prestations incluant la conception, la mise en œuvre, la commercialisation, l'exploitation et/ou

---

<sup>39</sup> Cf. décisions M.3653 *Siemens/VA Tech*, point 461 et M.6020 *ACS/Hochtief*, points 15-17.

<sup>40</sup> Cf. décision M.6020 *ACS/Hochtief*, points 18-19.

<sup>41</sup> Cf. décision M.4180 *GDF/Suez*, point 1037.

<sup>42</sup> Cf. décision M.4180 *GDF/Suez*, point 1038.

<sup>43</sup> Cf. Form CO, paragraphes 693-717.

la maintenance d'installations relevant des activités de production d'énergie, de chauffage ou encore de climatisation.

86. La majorité des clients et des concurrents ayant répondu à l'enquête de marché considèrent que l'ensemble des services de gestion technique des immeubles (la gestion de l'énergie, les contrôles, l'entretien et la maintenance des installations techniques) et les services de gestion énergétique (comme définis ci-dessus) font partie d'un même marché de gestion/maintenance multi-technique.<sup>44</sup>
87. Les concurrents fournissent souvent à la fois des services d'efficacité énergétique tels que la rénovation et les travaux visant à améliorer l'enveloppe des bâtiments et l'efficacité des systèmes de production d'énergie, l'installation et la gestion de systèmes intelligents de mesure, le contrôle et le pilotage de la consommation d'énergie, des services de gestion/maintenance des systèmes climatiques (chauffage et climatisation), des services de gestion/maintenance des installations mécaniques (tuyauterie, chaudronnerie, usinages), des services de gestion générale des sites et bâtiments ou d'optimisation des processus industriels. Ils fournissent aussi des services de gestion/maintenance de systèmes électriques.
88. La Commission ne considère pas qu'il soit nécessaire de distinguer les services d'optimisation énergétique des autres services de gestion/maintenance multi-technique.<sup>45</sup> En effet, si les services d'optimisation énergétique et de gestion/maintenance sont en général des offres "sur mesure" pour chaque client ou bâtiment, la majorité des concurrents est en mesure de proposer des offres globales incluant à la fois l'optimisation énergétique et la gestion/maintenance multi-technique.
89. De plus, les contrats spécifiques pour les services d'optimisation des consommations énergétiques dénommés "contrats de performance énergétique" ("**CPE**")<sup>46</sup> doivent aussi être inclus dans le marché de gestion/maintenance multi-technique.
90. Le CPE a évolué afin que les acteurs publics puissent aussi recourir à de tels contrats; ainsi le Code des marchés publics a été modifié pour permettre de déroger au principe d'allotissement des marchés publics.<sup>47</sup> Cette modification vise principalement l'introduction des CPE dans la commande publique et plus largement de tout marché comportant des engagements de performance mesurables, définis notamment en termes de niveau d'activité, de qualité de service, d'efficacité énergétique ou d'incidence écologique.
91. Les CPE existent sous trois formes : (i) Contrat de Partenariat de Performance Énergétique (CPPE), (ii) Marché Public de Performance Énergétique (MPPE) et (iii) Marché de Performance Énergétique. Les deux premiers sont régis par le code des marchés publics. De plus, il existe plusieurs types de contrats CPE. Le premier type est le *CPE fourniture et services* qui cible entre 10 et 20% de réduction de consommation. Ces contrats sont en général de courte durée (entre 3 et 10 ans). Le deuxième type est le *CPE travaux et services*, pour lequel la durée des contrats est

---

<sup>44</sup> V. réponses à la question 32 du questionnaire Q1 - concurrents et à la question 25 du questionnaire Q2 - clients.

<sup>45</sup> Dalkia estime que la part des contrats comportant des engagements de réduction des consommations (contrats avec un intéressement explicite à la réduction des consommations d'énergie) est de l'ordre de 20 % des contrats en nombre et 40% des contrats en valeur, cf. Form CO, paragraphe 414.

<sup>46</sup> Le CPE est défini dans la Directive 2006/32/CE du 5 avril 2006 sur l'efficacité énergétique et le cadre réglementaire français.

<sup>47</sup> Cf. minutes de l'entretien téléphonique avec ADEME du 3 avril 2014. Voir aussi notamment Section 6.4.2.1.2.

plus longue pour permettre l'amortissement des travaux (durée supérieure à 15 ans). Les réductions de consommation ciblées sont également plus importantes (au-delà de 20%). Le troisième type de CPE englobe les deux premiers types (*travaux, fournitures et services*). Ce sont les CPE dont la durée est la plus longue et les économies d'énergie visées les plus importantes (contrat de 20 ans et plus pour des économies de l'ordre de 40%).

92. Dalkia et la majorité de ses concurrents proposent des CPE en France. L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie ("ADEME") a mentionné que les deux acteurs majeurs qui proposent des CPE en France sont Dalkia (parfois associée avec EDF Optimal Solutions, "EOS") et Cofely (filiale de GDF Suez). Les autres sont: Idex Energie, Bouygues, Eiffage, Vinci, Johnson Controls et Spie. Par contre, l'ADEME explique que le nombre de CPE reste limité en France.
93. L'ADEME a pu collecter des informations plus précises sur 55 projets CPE. De ces 55 projets, 26 étaient réalisés par Dalkia et/ou EDF Optimal Solutions et 21 par Cofely. Il y avait 12 projets de plus d'un million d'euros, dont 6 étaient réalisés par Dalkia, et 3 ou 4 par Cofely. La Mission d'appui aux partenariats public-privé (MAPPP) a indiqué quant à elle qu'*"il existe quelques CPE, mais il est difficile de les caractériser car ils sont souvent intégrés dans un ensemble plus vaste."*
94. Pour Dalkia, les CPE représentent en 2013 de l'ordre de [...] % de son chiffre d'affaires réalisé au titre des services d'optimisation énergétique.<sup>48</sup>
95. Si le CPE constitue un type de service particulièrement visible, dans le domaine de l'exploitation des équipements thermiques, les contrats tendent à évoluer vers des prestations intégrant des objectifs de résultat et un intéressement des exploitants (par exemple, contrats de type « Marchés de Température avec Intéressement »).<sup>49</sup>
96. La majorité des concurrents de Dalkia a indiqué proposer à la fois des contrats CPE et des contrats conçus sur le "modèle CPE".<sup>50</sup> La majorité des clients ayant répondu à l'enquête de marché ont indiqué que les services de performance énergétique qu'ils achètent donnent "toujours" ou "parfois" lieu à un engagement de performance énergétique de la part du prestataire.<sup>51</sup>
97. Dans le cadre des prestations de maintenance multi-technique, Dalkia fournit des services aux data centers,<sup>52</sup> mais il n'est pas pertinent de traiter ce service de manière séparée.
98. Finalement, la Commission considère qu'aucune autre distinction ne semblerait utile dans la mesure où une typologie d'offres ou de demande n'a pas été identifiée. En effet, les clients ont des attentes spécifiques qui nécessitent une offre «sur-mesure», qui porte sur les mêmes prestations de services de gestion/maintenance multi-technique; les concurrents sont en mesure d'en proposer de telles offres.
99. Au vu de ce qui précède, la Commission considère que le marché pertinent est le marché de la gestion/maintenance multi-technique incluant les services

---

<sup>48</sup> Form CO, para 401.

<sup>49</sup> Etat des lieux et analyse du marché français des services d'efficacité énergétique.

<sup>50</sup> Cf. réponses à la question 35.2 du questionnaire Q1 – concurrents.

<sup>51</sup> Cf. réponses à la question 28 du questionnaire Q2 – clients.

<sup>52</sup> Il y aurait 150 à 200 data centers en France ; ce nombre est en croissance (dans une fourchette de 15 à 25% par an).

d'optimisation de la consommation énergétique, sans qu'il soit nécessaire d'identifier d'autres distinctions.

### 5.7.2 *Marché géographique pertinent*

100. Par le passé, la Commission a considéré les marchés de *facility management* et de services de gestion énergétique comme étant de dimension nationale,<sup>53</sup> en laissant parfois la question ouverte.<sup>54</sup>
101. Les Parties considèrent que le marché de la gestion/maintenance multi-technique relève d'une dimension nationale. La majorité des acteurs ayant répondu à l'enquête de marché, ont confirmé la validité d'une dimension nationale du marché de la gestion/maintenance multi-technique, dans la mesure où, si une présence locale est souvent nécessaire, un certain nombre d'acteurs disposent d'une présence commerciale et technique en maillage suffisamment fin sur l'ensemble du territoire.<sup>55</sup> Certains répondants expliquent toutefois que la gestion/maintenance multi-technique nécessite une présence locale forte (techniciens itinérants, agence de proximité) et que l'intensité de la concurrence varie d'une région à l'autre. Ils considèrent donc que le marché en cause aurait une dimension régionale, voire locale. La Commission note à ce sujet que, du point de vue de l'offre, il existe de nombreux acteurs qui sont en mesure à proposer des services de gestion/maintenance multi-technique au niveau national.<sup>56</sup> De plus, les appels d'offres lancés par les acheteurs publics pour les services de gestion/maintenance multi-technique font l'objet d'une publicité au moins au niveau national.
102. La Commission considère dès lors que le marché géographique pertinent est national.

### 5.7.3 *Conclusion*

103. En conséquence, pour les besoins la présente analyse, les effets de l'Opération seront analysés sur le marché français de la gestion/maintenance multi-technique incluant les services d'optimisation de la consommation énergétique.

## 5.8 **Marché de la production et de la fourniture de chaleur**

### 5.8.1 *Marché de produits pertinent*

104. Selon la pratique décisionnelle de la Commission,<sup>57</sup> l'activité de production et de fourniture de chaleur concerne l'exploitation de systèmes pour la production et la livraison de chaleur, comme par exemple le chauffage urbain.
105. L'analyse concurrentielle menée par les Parties est en accord avec cette approche.

---

<sup>53</sup> Cf. décision M.4180 *GDF/Suez*, point 1040.

<sup>54</sup> Cf. décisions M.3653 *Siemens/VA Tech*, point 461 – dimension EEE laissé ouverte et M.6020 *ACS/Hochtief* – dimension nationale laissée ouverte, points 16 et 18.

<sup>55</sup> Voir réponses aux questions 37 du questionnaire Q1 - concurrents et 30 du Q2 - clients.

<sup>56</sup> Cf. minutes de l'entretien téléphonique avec BNP Paribas du 16 mai 2014 et minutes de l'entretien téléphonique avec Nexity du 12 mai 2014.

<sup>57</sup> Décisions de la Commission n° COMP/M.1803 – *Electrabel/EPON* du 7 février 2000, point 14 et n° COMP/M.5793 – *Dalkia CZ/NWR Energy* du 12 mai 2010, point 13. Voir aussi décision de l'Autorité n° 11-DCC-41 du 11 mars 2011 relative à l'acquisition du contrôle exclusif par la société NeoElectra Group de certains actifs de la société SEEM, point 16.

### 5.8.2 *Marché géographique pertinent*

106. La chaleur est distribuée par l'intermédiaire de réseaux qui appartiennent à l'opérateur local. En règle générale, ces réseaux ne sont pas connectés les uns aux autres et ne peuvent donc pas se substituer les uns aux autres.
107. La Commission<sup>58</sup> considère que le périmètre géographique du marché de la production et de la fourniture de chaleur est local et limité au réseau concerné en raison de la perte d'efficacité engendrée par le transport sur de longues distances.
108. Dans la mesure où Dalkia détient seulement [...] centrales de cogénération vendant de la chaleur à des tiers tandis qu'EDF n'est pas active sur le marché de la production et de la fourniture de chaleur, les Parties estiment que la définition peut être laissée ouverte mais que les effets de l'Opération devraient s'analyser au niveau national.

### 5.8.3 *Conclusion*

109. En conséquence, pour les besoins la présente analyse, la Commission conclut que la question de la définition exacte du marché de la production et de la fourniture de chaleur peut être laissée ouverte dans la mesure où selon toute définition alternative de marché plausible, l'Opération ne soulève pas de doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur.

## **5.9 Marché de la gestion déléguée de réseaux de chaleur/de froid**

### 5.9.1 *Présentation du secteur*

110. Les réseaux de chaleur sont des systèmes collectifs de distribution de chaleur, générée sous forme d'eau chaude ou de vapeur par des unités génératrices centralisées, utilisant diverses sources d'énergie primaire (essentiellement le gaz, le charbon, le fioul lourd, la biomasse, la géothermie). En 2011, étaient dénombrés 458 réseaux de chaleur en France.<sup>59</sup>
111. En ce qui concerne les réseaux de froid, la source primaire d'énergie est l'électricité.
112. En France, environ 66 % des réseaux de chaleur et de froid sont détenus par des entités publiques tandis qu'approximativement 34% le sont par des entités privées.<sup>60</sup>
113. Les réseaux publics de chaleur sont soit directement gérés par les autorités publiques, soit gérés par un tiers dans le cadre d'un contrat de gestion déléguée. En France, il existe quatre modes de gestion des réseaux publics de chaleur, à savoir : la gestion directe par la collectivité propriétaire du réseau de chaleur,<sup>61</sup> la gestion dans le cadre d'une régie intéressée<sup>62</sup> ou d'une gérance,<sup>63</sup> la gestion dans le cadre

---

<sup>58</sup> Décisions de la Commission n°5365 – *IPO/EnBW/PRAHA/PT* du 6 octobre 2009, point 16 et n° COMP/M.5793 – *Dalkia CZ/NWR Energy* précitée, point 16. En ce qui concerne la France, voir décision de l'Autorité n° 11-DCC-41 – *NeoElectra/SEEM*, point 17.

<sup>59</sup> Form CO, § 353-354.

<sup>60</sup> Cf. Réponse d'EDF du 23 Mai à la RFI-EDF-2.

<sup>61</sup> Seulement 10 % environ des réseaux de chaleur sont gérés directement par les autorités locales, en régie.

<sup>62</sup> Dans le cadre d'une régie, la commune supporte la totalité du risque inhérent à l'exploitation et au financement des installations. Le prestataire extérieur est consulté pour l'établissement du tarif et reçoit de la collectivité une rémunération qui comprend une part fixe et un intéressement.

d'un partenariat public-privé (ci-après, « PPP »),<sup>64</sup> et la gestion dans le cadre d'une délégation de service public.<sup>65</sup>

114. La délégation de service public est le mode de gestion retenu pour 62 % des réseaux publics de chaleur ce qui représente plus de 82 % de l'énergie finale produite. Elle peut être passée sous forme de concession (mode le plus souvent choisi)<sup>66</sup> ou sous forme d'affermage.<sup>67</sup> La passation d'une délégation de service public est soumise à une procédure de mise en concurrence.<sup>68</sup>
115. Les réseaux de chaleur « privés », c'est-à-dire détenus par des clients industriels ou commerciaux, sont au nombre de 156, dont 92% font l'objet d'une gestion déléguée à un tiers.<sup>69</sup> Cette gestion est généralement confiée à un opérateur spécialisé dans le cadre de contrats privés de chauffage urbain en application des dispositions du décret n°81-436 du 4 mai 1981.
116. En ce qui concerne les réseaux de froid, 15 réseaux de froid étaient recensés en France en 2011, la gestion de la majorité d'entre eux étant détenue par une entité publique et faisant l'objet d'une délégation de service public.

#### 5.9.2 *Marchés de produits pertinents*

117. Selon la pratique décisionnelle de la Commission, les réseaux de chaleur doivent être distingués des réseaux de froid qui n'utilisent ni les mêmes réseaux, ni les mêmes moyens de production que les réseaux de chaleur, et dont les utilisateurs finaux sont différents.<sup>70</sup> Cette distinction a été confirmée par une majorité des entités ayant répondu à l'enquête de marché.<sup>71</sup>

#### *Gestion déléguée de réseaux de chaleur.*

118. Par le passé, la Commission a considéré que la gestion de réseaux de chaleur déléguée à un tiers constituait un marché distinct des réseaux gérés directement par les entités publiques, notamment par le biais d'une régie. En effet, la difficulté pour une collectivité de créer en son sein l'expertise nécessaire à la reprise d'un réseau

---

<sup>63</sup> La gérance s'apparente à la régie intéressée hormis le fait que le gérant n'intervient pas dans le mécanisme de fixation du prix et ne tire de ses activités qu'une rémunération indépendante des résultats réalisés.

<sup>64</sup> Un PPP est un contrat dans lequel le cocontractant de la collectivité publique fournit une prestation de service à la collectivité publique, le paiement de cette prestation étant assuré par la collectivité publique qui assume le risque lié à l'exploitation du service (alors que, dans le cadre de la gestion déléguée, le risque d'exploitation est transféré au délégataire de service public, ce dernier se rémunérant en général sur les usagers du service).  
<sup>65</sup> D'après les Parties, la durée moyenne des contrats de gestion déléguée varie entre 16 et 25 ans.

<sup>66</sup> La concession de service public est le mode le plus utilisé, dans le cadre de laquelle le concessionnaire finance et réalise les installations et exploite ensuite le réseau pendant la durée du contrat afin d'amortir les investissements consentis et de dégager un bénéfice.

<sup>67</sup> L'affermage est un mécanisme dans le cadre duquel le réseau est créé par la collectivité puis exploité par un tiers ; la collectivité finance et réalise les installations et les ouvrages qui sont ensuite mis à la disposition d'un fermier chargé de les exploiter pour fournir le service aux usagers ; le fermier verse à la collectivité une redevance pour l'utilisation des installations et se rémunère auprès des usagers.

<sup>68</sup> Article L. 1411-1 du code général des collectivités territoriales.

<sup>69</sup> Cf. Réponse d'EDF du 28 Mai à la RFI-EDF-3.

<sup>70</sup> Cf. Décision M.4180 – *Gaz de France/Suez*, note de bas de page 618. Voir aussi décision de l'Autorité n°11-DCC-41 – *NeoElectra/SEEM* précitée, point 8.

<sup>71</sup> Cf. réponses à la question 63.1 du questionnaire Q2-clients-tous les marchés; réponses à la question 79.1 du questionnaire Q1-concurrents.

de régie excluant d'intégrer ce type d'exploitation au marché de la gestion des réseaux de chaleur sur lequel les opérateurs spécialisés interviennent.<sup>72</sup>

119. L'analyse proposée par les Parties est en accord avec cette distinction.
120. Dans le cadre de l'enquête de marché, une majorité des réponses a confirmé la pertinence d'une distinction entre la gestion déléguée de réseaux de chaleur, d'une part, et l'exploitation directe de réseaux de chaleur par leur propriétaire, d'autre part.<sup>73</sup>

*Gestion déléguée des réseaux de froid.*

121. Dans sa décision *Elyo/Cofathec/Climespace*,<sup>74</sup> la Commission a envisagé, sans toutefois prendre de position définitive, l'existence d'un marché distinct de la gestion déléguée des réseaux de froid sur lequel elle a analysé les effets de l'opération examinée.
122. L'analyse proposée par les Parties est en accord avec cette distinction.
123. Dans le cadre de l'enquête de marché, une majorité des réponses a confirmé la pertinence d'une distinction entre la gestion déléguée de réseaux de froid, d'une part, et l'exploitation directe de réseaux de froid par leur propriétaire, d'autre part.<sup>75</sup>
124. En l'espèce et au regard des effets de l'Opération, la Commission conclut que la question de l'existence de marchés de produits distincts de (i) la gestion déléguée de réseaux de chaleur<sup>76</sup> et de (ii) la gestion déléguée de réseaux de froid peut être laissée ouverte pour les besoins de la présente analyse dans la mesure où selon toute définition alternative de marché plausible, l'Opération ne soulève pas de doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur.

*5.9.3 Marché géographique pertinent*

125. La Commission a considéré que la gestion déléguée de réseaux de chaleur avait une dimension nationale.<sup>77</sup>
126. De même, dans la décision *Elyo/Cofatech/Climespace*, la Commission a analysé les effets de la transaction sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de froid au niveau national.

---

<sup>72</sup> Cf. Décision *Gaz de France/Suez* précitée, points 941 et 942. Voir aussi décisions de l'Autorité n° 11-DCC-34 – *Ne Varietur/GDF Suez*, point 23 ; n° 11-DCC-41 – *NeoElectra/SEEM*, points 9 et 10 et n° 11-DCC-140 – *Cube/Idex*, points 9 et 10.

<sup>73</sup> Cf. réponses à la question 64.1 du questionnaire Q2-clients; réponses à la question 80.1 du questionnaire Q1-concurrents.

<sup>74</sup> Cf. Décision M.2704 du 5 mars 2002, points 14 à 16.

<sup>75</sup> Cf. réponses à la question 64.1 du questionnaire Q2-clients; réponses à la question 80.1 du questionnaire Q1-concurrents.

<sup>76</sup> Les Parties proposent de ne pas inclure les PPP de réseaux de chaleur dans le marché de la gestion déléguée des réseaux de chaleur mais dans le marché de la gestion/maintenance multi-technique. Elles estiment qu'ils ne correspondent pas au modèle d'affaire des réseaux de chaleur, à savoir une ou plusieurs sources de chaleur, un réseau de canalisations empruntant la voirie publique ou privée et aboutissant à des postes de chaleurs aux utilisateurs, qui sont juridiquement différents du fournisseur de chaleur. Les PPP concernent quant à eux un seul client maître d'ouvrage, l'opération en question pouvant inclure la réalisation d'un réseau de chaleur. Le chiffre d'affaires représenté par les PPP étant en tout état de cause insignifiant ([...] % des volumes de chaleur de Dalkia), leur inclusion dans l'un ou l'autre des marchés ne change pas l'analyse concurrentielle sur aucun d'eux.

<sup>77</sup> Voir entre autres Décision M.4180 – *Gaz de France/Suez*, points 943 à 945. Voir aussi décision de l'Autorité de concurrence n 11-DCC-41 – *NeoElectra/SEEM*, point 11.

127. Les Parties sont en accord avec cette approche.
128. Les clients ayant répondu dans le cadre de l'enquête de marché ont majoritairement confirmé que, tant pour la gestion déléguée des réseaux de chaleur que pour la gestion déléguée des réseaux de froid, le marché devait être considéré comme étant de dimension nationale.<sup>78</sup> Certains concurrents ont estimé que les deux marchés devaient être analysés au niveau régional arguant qu'une présence au niveau local apportait un avantage concurrentiel lors de la soumission d'offres.<sup>79</sup>
129. Compte tenu de la durée d'engagement et des montants investis, une présence commerciale au niveau local semble être un atout. Toutefois, les acteurs les plus importants sont implantés sur l'ensemble du territoire et sont capables de répondre à des appels d'offres n'importe où en France. En pratique, les soumissionnaires aux appels d'offres formulés par les clients, notamment par les entités publiques, sont pour la plupart des acteurs actifs sur l'ensemble du territoire.<sup>80</sup>
130. La Commission conclut que la dimension géographique des marchés de la gestion déléguée de réseaux de chaleur et de froid est nationale.

#### 5.9.4 Conclusion

131. En conclusion, les effets de l'Opération seront analysés respectivement sur (i) le marché français de la gestion déléguée de réseaux de chaleur et (ii) le marché français de la gestion déléguée de réseaux de froid.

### 5.10 Marchés de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains

#### 5.10.1 Marché de produits pertinent

132. La Commission a défini l'éclairage public comme regroupant (i) l'éclairage des voies et des lieux publics, (ii) les feux de signalisation et (iii) l'illumination de lieux, de monuments et de bâtiments (ces illuminations pouvant être permanentes, saisonnières ou ponctuelles).<sup>81</sup>
133. Dans sa pratique décisionnelle,<sup>82</sup> la Commission a considéré que l'activité relative à l'éclairage public entre dans le champ :
- d'une part, du marché des installations électriques, regroupant l'installation et la rénovation des équipements électriques (c'est-à-dire câblage et lignes électriques, mécanismes d'automatisation, éclairage, etc.) ;
  - d'autre part, du marché de la gestion des installations techniques, regroupant l'entretien et la maintenance des équipements électriques (c'est-à-dire maintenance et gestion technique d'immeubles, gestion de sites, l'entretien des installations de chauffage et de climatisation, gestion de l'éclairage public, etc.).

<sup>78</sup> Cf. réponses aux questions 65.1 et 66.1 du questionnaire Q2-clients.

<sup>79</sup> Cf. réponses aux questions 81.1 et 82.1 du questionnaire Q1-concurrents.

<sup>80</sup> Cf. réponses à la question 70 du questionnaire Q2-clients-tous les marchés.

<sup>81</sup> Décision de la Commission M.5464 - Véolia Eau/Société des eaux de Marseille/Société des eaux d'Arles/Société Stéphanoise des eaux du 30 juillet 2009, point 37.

<sup>82</sup> Décisions de la Commission M.5464 - Véolia Eau/Société des eaux de Marseille/Société des eaux d'Arles/Société Stéphanoise des eaux, points 37 à 39 ; M.2362 - Dalkia Holding/Clemessy du 23 août 2001, points 12 à 14 et M.916 - Lyonnaise des Eaux / Suez, du 5 juin 1997.

134. Les Parties sont en accord avec cette approche.
135. Les résultats de l'enquête de marché ne permettent pas de confirmer ou d'infirmier cette approche. Si certains concurrents retiennent également cette distinction, un concurrent considère que ces *"deux marchés peuvent être liés"*, tandis qu'un autre retient *"un marché plus large de génie électrique segmenté en installation (et rénovation) et en maintenance (et entretien) dans lequel rentre effectivement l'activité d'éclairage public"*.<sup>83</sup> De même un client souligne que *"les deux entités installation et gestion de l'éclairage public sont intégrées dans le marché à performance énergétique"*.<sup>84</sup>
136. En outre, les Parties considèrent que les équipements électriques urbains dits "intelligents", comprenant par exemple les systèmes de contrôle d'accès, vidéo-protection, radars de feux rouges et bornes de chargement de véhicules, font partie du même marché de produits que les équipements d'éclairage public urbain dits "traditionnels". Ces nouveaux équipements électriques urbains sont développés par les mêmes acteurs que ceux présents dans le secteur de l'éclairage public, exploités dans les mêmes lieux publics que les installations d'éclairage public (et, en général, rattachés aux réseaux d'éclairage public pour leur alimentation en électricité), nécessitent les mêmes moyens matériels et humains pour leur installation et leur entretien/maintenance et sont attribués selon les mêmes outils contractuels.
137. Les résultats de l'enquête de marché ne permettent pas de confirmer ou d'infirmier cette approche. Concernant les installations d'éclairage public, un concurrent *"anticipe une convergence des marchés "traditionnels" et "intelligents" vers ce que l'on appelle le smart city"*, tandis qu'un autre précise que *"les acteurs des équipements d'éclairage public traditionnels sont tous plus ou moins aussi acteurs à des degrés divers sur les équipements électriques urbains intelligents, [même si] il existe des acteurs sur les équipements électriques urbains intelligents qui ne sont pas acteurs des marchés des équipements d'éclairage public traditionnel (ex. en vidéo-protection)"*.<sup>85</sup>
138. Concernant la gestion de l'éclairage public, un concurrent souligne que *"les situations sont variables en fonction de la taille de la ville concernée et de ses moyens financiers"*. Un client précise que *"la gestion de l'éclairage public reste un domaine spécifique qui éventuellement peut prendre en compte d'autres prestations, souvent pour combler un manque d'attrait du marché lancé"*.<sup>86</sup>
139. Au vu de ce qui précède, la Commission considère que le marché pertinent est le marché de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains, ainsi que ses éventuelles distinctions. En l'espèce et au regard des effets de l'Opération selon toute définition alternative de marché plausible, la Commission conclut que la question de la définition exacte du ou des marchés de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains peut être laissée ouverte pour les besoins de la présente analyse.

#### 5.10.2 Marché géographique pertinent

140. Par le passé, la Commission a considéré que le ou les marchés de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains étaient de dimension nationale en distinguant

<sup>83</sup> Réponses de Serce et Vinci Energies à la question 56 du questionnaire Q1- Concurrents.

<sup>84</sup> Réponse de Mairie de Paris TDF-IDF à la question 46 du questionnaire Q2- Clients.

<sup>85</sup> Réponses de Schneider Electric et Vinci Energies à la question 57 du questionnaire Q1- Concurrents.

<sup>86</sup> Réponse de Serce à la question 58 du questionnaire Q1- Concurrents, et de Ville de Châlons-en-Champagne à la question 48 du questionnaire Q2- Clients.

entre la dimension au moins nationale pour les services de gestion et une dimension nationale ou locale pour les services de maintenance<sup>87</sup>.

141. Les Parties considèrent que le ou les marchés de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains sont de dimension essentiellement nationale.
142. La majorité des opérateurs ayant répondu à l'enquête de marché a confirmé la dimension nationale du ou des marchés de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains. Un concurrent a toutefois considéré que la dimension de ces marchés était "*plus locale : communes et communautés de communes. Dans les zones rurales éventuellement des regroupements au niveau départemental*". Néanmoins, ce même acteur a indiqué être capable, seul ou avec des sous-traitants, de répondre à des appels d'offres partout en France, tout en précisant disposer "*des compétences et d'environ 300 implantations en France ce qui nous donne la proximité nécessaire pour traiter ces dossiers*".<sup>88</sup>
143. D'autre part, de nombreux acteurs nationaux sont directement concurrents des Parties sur ces marchés, comme Bouygues Energies & Services, Cofely Ineo (GDF Suez) ou Citeos (Vinci Energies). Ce dernier indique ainsi que "*[ses] entreprises sont implantées géographiquement sur le territoire français et une implantation locale est souvent un atout pour réaliser ces marchés*".<sup>89</sup>
144. La Commission conclut que le ou les marchés de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains sont de dimension nationale.

### 5.10.3 Conclusion

145. En conséquence, les effets de l'Opération seront analysés sur le marché français de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains, et ses éventuelles distinctions, tout en laissant ouverte la distinction entre installation et gestion de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains d'une part, et entre équipements électriques urbains "traditionnels" et "intelligents" d'autre part.

## 5.11 Marché des droits d'émission de CO<sub>2</sub>

### 5.11.1 Marché de produits pertinent

146. Par le passé, la Commission a considéré que le marché des droits d'émission de CO<sub>2</sub> inclut, d'une part, les certificats d'émission européens (« *EU Emission allowances* » ou « *EUA* »)<sup>90</sup> et, d'autre part, potentiellement, les unités de Réduction Certifiée des Emissions (« *CER* »)<sup>91</sup> qui sont émises dans le cadre du

---

<sup>87</sup> Décisions de la Commission n° COMP/M.5464 - *Véolia Eau/Société des eaux de Marseille/Société des eaux d'Arles/Société Stéphanoise des eaux*, point 40; n° COMP/M.2362 - *Dalkia Holding/Clemessy*, point 15 et n° COMP/M.1803 - *Electrabel / EPON*, point 27.

<sup>88</sup> Réponses de SPIE aux questions 59 et 60 du questionnaire Q1- Concurrents.

<sup>89</sup> Réponse de Vinci Energies à la question 60 du questionnaire Q1- Concurrents.

<sup>90</sup> L'EUA est un mécanisme de droits d'émissions de CO<sub>2</sub> mis en œuvre au sein de l'UE dans le cadre de la ratification du protocole de Kyoto. Cette bourse du carbone est un instrument fondé sur le marché visant à réduire l'émission globale de CO<sub>2</sub> et à atteindre les objectifs fixés pour l'UE au sein du protocole de Kyoto.

<sup>91</sup> Les CER sont des crédits, transmissibles et négociables, qui sont inscrits au compte des émissions d'une entreprise, d'une institution, d'un pays, après constatation d'une diminution de ses émissions de gaz à effet de serre. L'unité de CER correspond à une tonne d'émissions en équivalent CO<sub>2</sub>.

mécanisme institué par le protocole de Kyoto, mais a laissé ouverte la définition du marché de produits.<sup>92</sup>

147. Le marché des droits d'émission de CO<sub>2</sub> comporte la vente ou l'achat sur le marché européen des quotas d'émission de CO<sub>2</sub>. Le marché est lié aux objectifs définis dans la Directive 2003/87/CE<sup>93</sup> selon laquelle les quotas d'émission de gaz à effet de serre sont répartis au niveau de chaque Etat membre entre les entreprises. En France, un plan d'allocation de quotas a été déterminé afin de fixer les plafonds d'émission de CO<sub>2</sub> des sites industriels et de production d'énergie les plus pollueurs pour une période donnée. Ce plan fournit le cadre dans lequel le marché européen du CO<sub>2</sub>, visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre, permet aux opérateurs d'acquérir ou de céder les permis d'émission leur permettant de respecter leurs quotas.
148. Les Parties considèrent qu'il est pertinent d'inclure les CER au sein du marché du négoce des droits d'émission de CO<sub>2</sub> dès lors que les installations concernées ont le droit d'échanger un pourcentage des EUA qui leur ont été alloués par des CER. Le marché pertinent est donc celui du négoce des droits d'émission de CO<sub>2</sub> incluant tant les EUA que les CER. En tout état de cause, en l'absence de toute difficulté du point de vue du droit de la concurrence, les Parties considèrent que la définition exacte du marché peut être laissée ouverte.
149. En l'espèce et au regard des effets de l'Opération sur le marché hypothétique des droits d'émission de CO<sub>2</sub>, la Commission conclut que la question de la définition exacte du marché peut être laissée ouverte pour les besoins de la présente analyse.

#### 5.11.2 *Marché géographique pertinent*

150. En ce qui concerne la dimension géographique, ce marché des droits d'émission de CO<sub>2</sub> a été considéré comme étant de dimension européenne.<sup>94</sup>
151. EDF considère que la question de la dimension géographique du marché peut être laissée ouverte dans la mesure où, quelle que soit la définition retenue, l'Opération n'est pas susceptible d'entraîner de problèmes de concurrence sur le marché des droits d'émission de CO<sub>2</sub>.
152. La Commission conclut que pour les besoins la présente analyse, le marché des droits d'émission de CO<sub>2</sub> est de dimension européenne.

#### 5.11.3 *Conclusion*

153. En conséquence, pour les besoins la présente analyse, la Commission conclut que la question de la définition exacte du marché européen des droits d'émission de CO<sub>2</sub> peut être laissée ouverte dans la mesure où selon toute définition alternative de marché plausible, l'Opération ne soulève pas de doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur.

---

<sup>92</sup> Décision de la Commission n° COMP/M.5793 – *Dalkia CZ/NWR Energy*, point 18. Décision de la Commission n° COMP/M.5224 – *EdF/British Energy*, points 138 -140; COMP/M.3868 – *DONG/Elsam/Energi E2*, point 277; COMP/M.5496 - *VATTENFALL/NUON ENERGY*, point 9.

<sup>93</sup> Directive n° 2003/87/CE du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil (*JOCE* n° L 275 du 25 octobre 2003).

<sup>94</sup> Décisions de la Commission n° COMP/M.5793 – *Dalkia CZ/NWR Energy*, point 18 et n° COMP/M.5224 – *EDF/British Energy*, point 140.

## 5.12 Marché des certificats d'économie d'énergie

### 5.12.1 Marché de produits pertinent

154. Le dispositif des certificats d'économie d'énergie (« CEE ») a été mis en place par les pouvoirs publics français<sup>95</sup> et repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée aux fournisseurs d'énergies (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2011, carburants pour automobiles), appelés les "obligés", qui sont ainsi incités à promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès de leurs clients (ménages, entités publiques ou industriels) et auprès de leurs salariés, mais aussi à réaliser des actions d'économies d'énergie sur leur propre patrimoine.
155. Un objectif national triennal d'économies d'énergie est fixé à 345 TWh cumac (TWhc)<sup>96</sup> pour la période 2011/2013, dont 90 TWhc affectés aux distributeurs de carburant. Un objectif supplémentaire de 115 TWhc a été fixé pour 2014 et un objectif de 660 TWhc pour la période 2015-2017 a été annoncé. Les CEE sont obtenus à la suite d'actions entreprises en propre par les opérateurs, ou par l'achat auprès d'autres acteurs ayant mené des opérations d'économies d'énergie. En cas de non-respect de leurs obligations, les obligés sont tenus de verser une pénalité libératoire de deux centimes d'euro par kWhc manquant.
156. Selon les Parties, le dispositif des CEE correspond plus à un dispositif réglementaire obligatoire qu'à un marché au sens du droit de la concurrence.
157. La Commission n'a pas de précédents sur ce marché.
158. En l'espèce et au regard des effets de l'Opération sur le marché hypothétique des droits d'émission des CEE, la Commission conclut que la question de la définition exacte du marché peut être laissée ouverte pour les besoins de la présente analyse.

### 5.12.2 Marché géographique pertinent

159. Même si la Commission n'a pas encore défini un marché des CEE, les Parties considèrent qu'un tel marché, s'il devait être identifié, serait de dimension nationale car la loi n° 2005-781 du 13 mai 2005 a créé un registre national des certificats d'économies d'énergie et transactions où toutes les transactions relatives aux CEE sont enregistrées et le prix moyen des transactions publié.
160. Vu que les CEE ont été mis en place par les autorités nationales, reposent sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée au niveau national et que les CEE peuvent être obtenus dans le cadre de ce dispositif seulement en France, la Commission conclut que le marché des CEE est de dimension nationale pour les besoins de la présente analyse.

---

<sup>95</sup> Il est encadré par les articles 14 à 17 de la Loi POPE modifiée par la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, dite « Loi Grenelle II » (*JORF* n° 160 du 13 juillet 2010, p. 12905). Les modalités de fixation des obligations d'économies d'énergie sont définies dans le décret du 29 décembre 2010 (Décret n° 2010-1663 du 29 décembre 2010 relatif aux obligations d'économies d'énergie dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie, *JORF* n° 0302 du 30 décembre 2010, p. 23222) pour la période comprise entre le 1<sup>er</sup> janvier 2011 et le 31 décembre 2013, prolongé par le décret du 20 décembre 2013 pour l'année 2014 (Décret n° 2013-1199 du 20 décembre 2013 modifiant le décret n° 2010-1663 précité et le décret n° 2010-1664 du 29 décembre 2010 relatif aux certificats d'économies d'énergie, *JORF* n° 0297 du 22 décembre 2013, p. 20917).

<sup>96</sup> Cumac pour « cumulé » et « actualisé », correspondant aux TWh économisés durant la durée de vie conventionnelle fixée d'un équipement, corrigé d'un coefficient d'actualisation annuel de 4 %

### 5.12.3 Conclusion

161. En conséquence, pour les besoins la présente analyse, la Commission conclut que la question de la définition exacte du marché français des CEE peut être laissée ouverte dans la mesure où selon toute définition alternative de marché plausible, l'Opération ne soulève pas de doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur.

## 5.13 Marché de la gestion des déchets

### 5.13.1 Marché de produits pertinent

162. En France, la gestion des déchets, et plus particulièrement leur élimination, relève de la compétence des communes. Les entités publiques peuvent assurer les services de collecte et de traitement des déchets directement en régie ou déléguer ces activités à des prestataires extérieurs. Dans ce dernier cas, elles peuvent (i) faire appel à un prestataire de service choisi dans le cadre d'une procédure de marché public et mise en concurrence<sup>97</sup> ou (ii) confier l'organisation de ces services à un opérateur privé *via* une délégation de service public.<sup>98</sup>
163. Le secteur de la gestion des déchets recouvre les activités de collecte, de transport, de traitement, de réutilisation et d'élimination des déchets dans le but de réduire leurs effets sur la santé humaine et l'environnement.<sup>99</sup>
164. La Commission<sup>100</sup> a considéré qu'il existait autant de marchés de services dans le secteur de la propreté que de grands types de déchets : (i) les déchets banals<sup>101</sup> ; (ii) les déchets industriels spéciaux;<sup>102</sup> (iii) les déchets qui font l'objet de réglementations spéciales.<sup>103</sup>
165. S'agissant des déchets banals, la Commission a considéré que les activités de collecte et de traitement de ces déchets constituent des marchés distincts. La gestion de déchets banals comprend plusieurs services comme la collecte, le traitement et la valorisation, qui doivent être distingués.<sup>104</sup>

---

<sup>97</sup> Le contrat pourra alors être conclu à plusieurs stades : celui de la conception/construction des installations nécessaires, c'est-à-dire, notamment des unités d'incinération des ordures ménagères, des centres de traitement par biométhanisation, ou des centres d'enfouissement (marché de travaux) ou celui de l'exploitation, l'entretien des équipements ou encore la collecte des déchets (marché de service).

<sup>98</sup> Article L. 1411-1 du code général des collectivités territoriales.

<sup>99</sup> Lettre du ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi, C2007-168, du 28 février 2008, aux conseils de la société Veolia Propreté SA, relative à une concentration dans le secteur de la gestion et traitement des déchets, page 2.

<sup>100</sup> Voir notamment les décisions de la Commission n° COMP/M.5464 – *Veolia Eau/Société des Eaux de Marseille/Société des Eaux d'Arles/Société Stéphanoise des Eaux* du 30 juillet 2009, point 24 ; n° IV/M.916 - *Lyonnaise des Eaux /Suez*, précitée, point n° 22 et n° IV/M.1059 - *Suez Lyonnaise des Eaux /BFI* du 19 décembre 1997, point 11.

<sup>101</sup> Décisions *Lyonnaise des Eaux/Suez*, § 22 ; COMP/M.1059 – *Suez Lyonnaise des Eaux/BFI*, 19 décembre 1997, point 12.

<sup>102</sup> Ibidem.

<sup>103</sup> L'Autorité a adopté une approche similaire; voir notamment la lettre du ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi, n° C2007-168 du 23 janvier 2008, aux conseils de la société Veolia Propreté SA, relative à une concentration dans le secteur de la gestion et traitement des déchets et les décisions de l'Autorité n° 10-DCC-114 du 10 septembre 2010 relative à la prise de contrôle exclusif de la société ISS Environnement par la société Paprec France, point 6 ; n° 13-DCC-44 du 4 avril 2013 relative à la création d'une entreprise commune par les sociétés SNN et Recycling Invest, point 8 et n° 13-DCC-02 du 7 janvier 2013 relative à la création d'une entreprise commune par les sociétés Routière de l'Est Parisien et Compagnie Maritime Marfret, point 16.

<sup>104</sup> Décisions de la Commission n° COMP/M.5464 – *Veolia Eau/Société des Eaux de Marseille/Société des Eaux d'Arles/Société Stéphanoise des Eaux* du 30 juillet 2009, point 26.

166. La valorisation consiste à extraire des déchets les matières « valorisables », c'est-à-dire les matières qui peuvent être revendues, à savoir, selon les cas, des matières comme le verre, les papiers et cartons, les plastiques, les métaux ferreux ou les métaux non-ferreux. Cette valorisation intervient avant l'incinération; ce qui est incinéré étant le reste des déchets, c'est-à-dire tout ce qui n'a pas été extrait préalablement à l'incinération.
167. La Commission<sup>105</sup> a envisagé de distinguer le secteur du traitement des déchets banals selon le type de traitement. Ainsi, la Commission a retenu l'existence de deux marchés distincts, d'une part, la mise en décharge des déchets banals et, d'autre part, l'incinération des déchets banals.<sup>106</sup>
168. Selon la pratique décisionnelle de la Commission,<sup>107</sup> l'activité de valorisation des déchets pourrait être distinguée en autant de marchés que de types de matières à valoriser : ferraille, verre, papiers-cartons, plastiques, bois, déchets de chantier, boues d'épuration, etc.
169. Les Parties sont d'accord avec cette distinction, et indiquent que leurs activités ne se recoupent que sur les marchés de la valorisation des métaux ferreux et de la valorisation des métaux non ferreux.
170. En l'espèce et au regard des effets de l'Opération sur le marché de la gestion des déchets, la Commission conclut que les marchés de produits pertinents sont : (i) le marché de l'incinération des déchets banals, (ii) le marché de la valorisation des métaux ferreux et (iii) le marché de la valorisation des métaux non-ferreux.

### 5.13.2 *Marché géographique pertinent*

171. Les Parties considèrent que la dimension géographique des marchés de l'incinération peut être considérée comme étant départementale. Les Parties considèrent que les marchés de la valorisation peuvent être définis comme étant au moins de dimension nationale.
172. S'agissant du traitement des déchets banals, la Commission a considéré que cette activité a une dimension géographique infra-nationale.<sup>108</sup> En France, la Commission a considéré que la dimension géographique des marchés du traitement des déchets banals était départementale,<sup>109</sup> et dans sa pratique décisionnelle postérieure, la question de la délimitation départementale ou régionale de ce marché a été laissée ouverte.<sup>110</sup>

<sup>105</sup> Décision de la Commission n° IV/M.916 - *Lyonnaise des Eaux /Suez*, point n° 23 et n° IV/M.1059 - *Suez Lyonnaise des Eaux /BFI*, point 17. L'Autorité a adopté une approche similaire; voir décision de l'Autorité n° 13-DCC-44 - *SNN et Recycling Invest*, point 19

<sup>106</sup> Décisions de la Commission n° IV/M.1059 - *Suez Lyonnaise des Eaux /BFI*, point 12 et n° IV/M.916 - *Lyonnaise des Eaux /Suez*, point n° 23.

<sup>107</sup> Décision de la Commission n° COMP/M.5464 – *Veolia Eau/Société des Eaux de Marseille/Société des Eaux d'Arles/Société Stéphanoise des Eaux*, point 29. Voir aussi Lettre du ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi précitée, n° C2007-168, page 12 ; décisions précitées de l'Autorité n° 13-DCC-44 - *SNN et Recycling Invest*, point 21 et n° 13-DCC-02 - *Sociétés Routière de l'Est Parisien et Compagnie Maritime Marfret*, point 20.

<sup>108</sup> Décision de la Commission n° IV/M.916 - *Lyonnaise des Eaux /Suez*, point n° 28. L'Autorité a adopté une approche similaire, voir lettre du ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi précitée, n° C2007-168, page 9 ; décisions précitées de l'Autorité n° 10-DCC-114 - *ISS Environnement/Paprec France*, point 22 ; n° 13-DCC-44 - *SNN et Recycling Invest*, point 24 et n° 13-DCC-02 du 7 janvier 2013 relative à la création d'une entreprise commune par les sociétés Routière de l'Est Parisien et Compagnie Maritime Marfret, point 21.

<sup>109</sup> Décision de la Commission n° IV/M.916 - *Lyonnaise des Eaux /Suez*, point n° 28.

<sup>110</sup> Décision de la Commission n° COMP/M.5464 – *Veolia Eau/Société des Eaux de Marseille/Société des Eaux d'Arles/Société Stéphanoise des Eaux*, point 34.

173. S'agissant de la valorisation des déchets, il n'y a pas de précédent de la Commission. Toutefois, le ministre français de l'économie, dans sa décision Veolia/Bartin Recycling Group SAS s'est prononcé pour une définition de marché de dimension au moins nationale, pour plusieurs raisons : (i) la valeur économique de certains matériaux peut justifier des coûts de transport, (ii) une couverture locale insuffisante des installations de traitement et (iii) des conditions de concurrence homogènes sur le territoire français.<sup>111</sup>
174. En l'espèce et au regard des effets de l'Opération sur le marché de la gestion des déchets, la Commission conclut que la question de la définition du marché géographique de la gestion des déchets peut être laissée ouverte pour les besoins de la présente analyse en ce qui concerne la dimension départementale ou régionale du marché de l'incinération des déchets banals.

### 5.13.3 Conclusion

175. En conséquence, les effets de l'Opération seront analysés sur (i) les marchés départementaux/régionaux de l'incinération des déchets banals et (ii) les marchés français de la valorisation des déchets banals, en particulier la valorisation des métaux ferreux et non ferreux.

## 6. ANALYSE DES EFFETS DE L'OPERATION SUR LA CONCURRENCE

176. L'analyse des effets non horizontaux de l'Opération réclame un examen détaillé. C'est pourquoi, le cadre général d'analyse des liens verticaux et des effets congloméraux sera d'abord précisé (Section 6.1). Ensuite, les éléments importants de contexte communs pour l'analyse de plusieurs marchés et des effets non horizontaux seront présentés (Section 6.2); notamment, les grands principes applicables au secteur de l'électricité en France sont étudiés (l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (« ARENH »), les contrats de fourniture d'électricité, la contestabilité des offres de marchés et des TRV, ainsi que les effets d'une atteinte possible du plafond ARENH).
177. Ces éléments de contexte commun de la Section 6.2. sous-tendent en effet l'analyse des effets de l'Opération sur les différents marchés, à savoir: les marchés de l'électricité (Section 6.3), le marché français de la gestion/maintenance multi-technique (Section 6.4), les marchés français de la gestion déléguée de réseaux de chaleur et de froid (Section 6.5), les marchés français de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains (Section 6.6), le marché européen des droits d'émission de CO2 (Section 6.7), le marché français des CEE (Section 6.8), et les marchés de la gestion des déchets (Section 6.9).
178. Enfin la Commission examinera l'occurrence de possibles effets coordonnés induits par l'Opération (Section 6.10).

---

<sup>111</sup> Voir lettre du ministre de l'économie, des finances et de l'emploi du 23 janvier 2008, aux conseils de la société Veolia Propreté SA, relative à une concentration dans le secteur de la gestion et traitement des déchets.

## 6.1 Cadre d'analyse pour les liens verticaux et les effets congloméraux

179. Il est important de noter que les concentrations non horizontales sont généralement moins susceptibles de créer des problèmes de concurrence que les concentrations horizontales.<sup>112</sup>
180. Les concentrations non horizontales ne constituent pas une menace pour la concurrence effective, à moins que l'entité issue de la concentration n'ait un degré de pouvoir de marché significatif (qui ne se traduit pas nécessairement par une position dominante) sur au moins un des marchés concernés.<sup>113</sup>
181. Selon les Lignes directrices sur l'appréciation des concentrations non horizontales au regard du règlement du Conseil relatif au contrôle des concentrations entre entreprises ("les Lignes directrices non horizontales")<sup>114</sup>, *"la distinction entre les concentrations conglomérales et les concentrations horizontales peut être subtile, par exemple dans le cas où une concentration conglomérale concerne des produits qui ne se substituent que faiblement l'un à l'autre. Il en va de même pour la distinction entre les concentrations conglomérales et les concentrations verticales. À titre d'exemple, certaines entreprises peuvent fournir des produits avec les intrants déjà intégrés (relations verticales), tandis que d'autres laissent aux clients le soin de sélectionner et d'assembler eux-mêmes les intrants (relations conglomérales)."*<sup>115</sup>
182. Les concentrations non horizontales peuvent néanmoins entraver la concurrence effective d'une manière significative, en particulier en créant ou en renforçant une position dominante. Une concentration non horizontale peut notamment modifier la capacité et l'incitation des parties à la concentration et de leurs concurrents à se concurrencer, portant en cela préjudice aux consommateurs.<sup>116</sup> De plus, une concentration non horizontale peut entraver de manière significative la concurrence effective lorsqu'elle entraîne un verrouillage du marché qui crée des effets anticoncurrentiels.
183. La Commission examine les divers enchaînements de cause à effet, afin de retenir celui dont la probabilité est la plus forte.<sup>117</sup>
184. Dans les concentrations non horizontales, deux scénarios d'effets verticaux peuvent arriver : (i) le verrouillage du marché des intrants et/ou (ii) le verrouillage de la clientèle. De plus, dans le cas d'une concentration de type congloméral comme celle de l'Opération, il est important d'analyser également en particulier le verrouillage du marché par des ventes groupées.

### *Verrouillage du marché des intrants*

185. Il convient d'analyser si l'Opération est susceptible de créer des effets verticaux en accroissant les coûts des concurrents situés en aval en restreignant leur accès à un intrant important (verrouillage du marché des intrants).

---

<sup>112</sup> Lignes directrices non horizontales, paragraphe 11.

<sup>113</sup> Lignes directrices non horizontales, paragraphe 23.

<sup>114</sup> OJ C 265 du 18/10/2008, p. 6–25.

<sup>115</sup> Lignes directrices non horizontales, note de bas de page 5.

<sup>116</sup> Lignes directrices non horizontales, paragraphe 15.

<sup>117</sup> Lignes directrices non horizontales, paragraphe 21.

186. Le verrouillage du marché peut dissuader les entreprises rivales d'entrer ou de se développer sur le marché, ou les inciter à en sortir. Il peut donc y avoir verrouillage du marché même si les entreprises rivales n'ayant pas accès au marché ne sont pas contraintes de quitter ce dernier: il suffit qu'elles soient désavantagées et donc poussées à se montrer moins efficaces sur le marché.
187. Lors de l'évaluation de la probabilité d'un scénario de verrouillage anticoncurrentiel du marché des intrants, la Commission examine trois facteurs cumulatifs qui sont souvent examinés ensemble, ceux-ci étant étroitement liés.<sup>118</sup>
188. Premièrement, la Commission regarde si l'entité issue de la concentration aurait, à l'issue de l'opération de concentration, la capacité de verrouiller l'accès aux intrants de manière significative.
189. Deuxièmement, la Commission examine si l'entité fusionnée aurait une incitation à verrouiller le marché. Pour ce faire, la société verticalement intégrée prendra en compte la manière dont ses fournitures d'intrants aux concurrents situés en aval affecteront non seulement les bénéfices de sa division située en amont mais aussi de sa division située en aval.<sup>119</sup>
190. Enfin, la Commission analyse si une stratégie de verrouillage du marché des intrants entraverait de manière significative la concurrence effective sur le marché situé en aval.<sup>120</sup>

#### *Verrouillage de la clientèle*

191. En ce qui concerne la capacité à verrouiller la clientèle, la Commission examine si les concurrents situés en amont (existants ou potentiels) disposent de suffisamment d'autres débouchés économiques sur le marché situé en aval pour écouler leur production. A cet égard, la Commission souligne que pour que le verrouillage de clientèle soit jugé préoccupant, il faut que la concentration verticale concerne une société qui est un client important disposant d'un pouvoir substantiel sur le marché situé en aval.<sup>121</sup>
192. Dans le cas présent, les risques de verrouillage de l'accès à la clientèle peuvent être écartés eu égard en particulier à la faible part de marché des Parties sur les marchés concernés. Les risques de verrouillage de l'accès à la clientèle sont analysés plus en détail et écartés pour les services de gestion/maintenance multi-technique et pour la gestion de réseaux de chaleur et de froid, comme expliqué dans les sections correspondantes ci-dessous.

#### *Verrouillage du marché par des ventes groupées*

193. Le principal motif de préoccupation lié aux concentrations conglomerales concerne le verrouillage du marché. La combinaison de produits sur des marchés liés peut conférer à l'entité fusionnée la capacité et l'incitation d'exploiter, par un effet de

---

<sup>118</sup> Lignes directrices non horizontales, paragraphe 32.

<sup>119</sup> Lignes directrices non horizontales, paragraphe 40.

<sup>120</sup> Lignes directrices non horizontales, paragraphe 47.

<sup>121</sup> Lignes directrices non horizontales, paragraphe 61.

levier,<sup>122</sup> la forte position qu'elle occupe sur un marché en recourant à des ventes liées ou groupées ou encore à d'autres pratiques d'exclusion.

194. Les ventes liées et groupées constituent, en tant que telles, des pratiques courantes n'ayant que rarement des effets anticoncurrentiels. Ces pratiques peuvent néanmoins provoquer, dans certains cas, une réduction de la capacité ou de l'incitation des concurrents existants ou potentiels à faire face à la concurrence. Elles peuvent réduire la pression concurrentielle qui pèse sur l'entité issue de la concentration, lui permettant d'augmenter ses prix.
195. Il convient d'analyser si l'Opération est susceptible d'engendrer des situations de vente groupée mixte.
196. Lors de l'évaluation de la probabilité d'un tel scénario, la Commission examine, premièrement, si l'entité issue de la concentration aurait la capacité d'évincer ses concurrents, deuxièmement, si elle aurait une incitation économique à le faire et, troisièmement, si une stratégie de verrouillage du marché aurait une incidence négative significative sur la concurrence, portant ainsi préjudice aux consommateurs. Dans la pratique, ces facteurs sont souvent examinés ensemble car ils sont étroitement imbriqués.<sup>123</sup>

*Liens non-horizontaux analysés dans la présente décision*

197. Dans le cas d'espèce, la Commission analyse ci-dessous les liens non-horizontaux dans les marchés suivants:
  - fourniture d'électricité et services de gestion/maintenance multi-technique ;
  - fourniture de gaz et services de gestion/maintenance multi-technique;
  - fourniture d'électricité et gestion déléguée des réseaux de chaleur;
  - fourniture d'électricité et gestion déléguée des réseaux de froid;
  - fourniture de gaz et gestion déléguée des réseaux de chaleur;
  - fourniture d'électricité et services d'éclairage public et autres équipements électriques urbains;
  - CEE et services de gestion/maintenance multi-technique, de gestion déléguée de réseaux de chaleur et de froid et d'éclairage public;
  - incinération des déchets banals et production/vente en gros d'électricité;
  - incinération des déchets banals et gestion déléguée de réseaux de chaleur.

## **6.2 Contexte réglementaire du marché de la fourniture d'électricité de détail en France**

198. La Commission décrit dans les Sections 6.2.1 à 6.2.4 des éléments de contexte qui sont communs à toutes ses analyses et qui concernent notamment le fonctionnement du marché de la fourniture de l'électricité au détail en France. En particulier, ces éléments sont pertinents pour l'analyse de la capacité des concurrents d'EDF de proposer des offres de fourniture d'électricité à même de concurrencer les offres de marché proposées par EDF et les TRV, y compris après l'Opération.

---

<sup>122</sup> S'il n'existe pas de définition traditionnelle de la notion d'«exploitation par effet de levier», celle-ci implique, dans un sens neutre, la capacité pour une entreprise d'augmenter les ventes d'un produit sur un marché (le «marché lié» ou «marché groupé») en exploitant la forte position sur le marché d'un autre produit auquel le premier produit est lié ou groupé (le «marché liant» ou «marché exerçant un effet de levier»).

<sup>123</sup> Lignes directrices non horizontales, paragraphe 94.

199. Ces éléments sous-tendent l'analyse des effets de l'Opération sur les différents marchés.
200. D'abord, la Commission décrit le dispositif ARENH qui donne droit aux fournisseurs alternatifs d'électricité d'acheter de l'électricité à EDF dans des conditions réglementées (Section 6.2.1).
201. La Commission examine ensuite les deux types de contrats de la fourniture d'électricité au détail en France: (i) les offres de marché, proposées par EDF et ses concurrents, et (ii) les TRV, proposées exclusivement par EDF ou les entreprises locales de distribution ("**ELD**") dans leurs zones de concession respectives.<sup>124</sup> (Section 6.2.2) La Commission montre que les concurrents d'EDF ont la capacité de proposer des offres de fourniture d'électricité à même de concurrencer EDF sur ces deux types d'offres, les offres de marché proposées par EDF et des TRV étant "contestables" (Section 6.2.3).
202. Enfin, la Commission examine les effets d'une possible atteinte du plafond du volume d'électricité disponible dans le cadre du dispositif ARENH (Section 6.2.4).

#### 6.2.1 Description du dispositif ARENH

203. La loi NOME a instauré le dispositif d'ARENH. Ce dispositif donne droit aux fournisseurs alternatifs d'électricité d'acheter de l'électricité à EDF à un prix régulé et pour des volumes déterminés par la CRE. L'article L.336-1 du code de l'énergie dispose que "*cet accès régulé est consenti à des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour Electricité de France de l'utilisation de ses centrales nucléaires*". Le dispositif est effectif du 1er juillet 2011 au 31 décembre 2025,<sup>125</sup> et exclusivement destiné à la consommation des clients finals situés en France métropolitaine.
204. Le volume annuel total d'ARENH cédé à l'ensemble des fournisseurs est plafonné à 100 TWh (net de pertes sur le réseau).<sup>126</sup>
205. La CRE est chargée de la gestion du dispositif et du calcul des droits des fournisseurs alternatifs. Les droits à l'ARENH sont déterminés par la CRE en référence à la consommation totale et au profil de consommation des clients du fournisseur en France.
206. Le prix de l'ARENH est actuellement fixé, de façon transitoire, à 42 euros par MWh.<sup>127</sup> Un décret fixant la méthodologie de calcul de prix de l'ARENH au-delà

<sup>124</sup> A l'exception des clients souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA en offre de marché depuis une date antérieure au 7 décembre 2010, qui n'ont plus la possibilité de souscrire une offre au TRV.

<sup>125</sup> Article L336-8 du Code de l'énergie.

<sup>126</sup> Le transit de l'électricité sur les réseaux électriques génère des pertes d'énergie. Selon RTE, le taux de pertes sur l'ensemble des réseaux de transport et de distribution représente environ 8 % de la consommation intérieure nette dont 2,5 % sur le réseau de transport (Voir « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité en France » édition 2013, disponible sur le lien suivant : [http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque\\_docs/vie\\_systeme/annuelles/bilan\\_previsionnel/bilan\\_actualisation\\_2013\\_v2.pdf](http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_actualisation_2013_v2.pdf)). L'article L. 336-3 de code de l'énergie dispose ainsi que les droits des fournisseurs sont augmentés à compter du 1er août 2013, « pour tenir compte des quantités d'électricité qu'ils fournissent aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes ». Il précise aussi que « ces volumes s'ajoutent au plafond fixé en application de l'article L336-2 », c'est-à-dire aux 100 TWh. Ces droits ARENH pour les pertes de réseaux sont estimés par EDF à [...] TWh pour 2014 et environ [...] TWh respectivement pour 2015 et 2016.

<sup>127</sup> En application de l'article L. 337-15 du code de l'énergie, le prix de l'ARENH a été fixé pendant une période transitoire de 3 ans à compter de la promulgation de la loi NOME par arrêté des Ministres de l'Economie et de l'Energie, après avis de la CRE.

de la période transitoire doit être pris par les Ministres de l'Économie et de l'Énergie. A ce titre, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat ("DGEC") du Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a soumis à consultation le projet de décret fixant la méthodologie du prix de l'ARENH avec une échéance de réponse fixée au 14 mars 2014. Le projet de décret doit maintenant faire l'objet d'un avis de l'Autorité, de la CRE, du Conseil supérieur de l'énergie et du Conseil d'État. Il sera également soumis à la Commission européenne.

207. L'article L. 337-14 du code de l'énergie précise que le prix doit être représentatif des conditions économiques de production d'électricité par des centrales nucléaires historiques sur la durée du dispositif de l'ARENH et tenir compte de l'addition : (i) d'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité ; (ii) des coûts d'exploitation ; (iii) des coûts d'investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation ; (iv) des coûts prévisionnels liés aux charges pesant à long terme sur les exploitants d'installations nucléaires de base.
208. En application de cette méthodologie, le niveau de prix de l'ARENH sera ensuite fixé chaque année par arrêté des Ministres de l'Économie et de l'Énergie sur proposition de la CRE.

#### 6.2.2 *Contrats de fourniture d'électricité au détail*

209. S'agissant de la fourniture d'électricité au détail, les clients ont le choix entre deux types de contrats : (i) des offres de marché, proposées par EDF et ses concurrents et (ii) des TRV, proposés exclusivement par EDF ou les ELD dans leurs zones de concession respectives.<sup>128</sup> Les ELD sont les entreprises ou régies qui assurent la distribution et/ou la fourniture d'électricité sur un territoire déterminé, non desservi par ERDF.<sup>129</sup>
210. La principale différence entre les offres de marché et les TRV réside dans le fait que le niveau de prix et les modalités contractuelles de ces derniers sont déterminés par les pouvoirs publics<sup>130</sup> alors qu'en offre de marché le prix et les modalités contractuelles résultent de l'accord entre les parties prenantes au contrat.
211. Les TRV intègrent le coût de l'acheminement de l'électricité, transport et distribution (contrat unique).<sup>131</sup>
212. L'éligibilité des clients non résidentiels aux différents TRV est fondée sur la puissance de raccordement; puissance inférieure à 36 kVA pour le tarif "bleu", puissance comprise entre 36 kVA et 250 kVA pour le tarif "jaune", et puissance supérieure à 250 kVA pour le tarif "vert". Les acheteurs publics bénéficient pour la très grande majorité d'entre eux du tarif "bleu", ainsi que de l'option du tarif "bleu

---

<sup>128</sup> A l'exception des clients souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA en offre de marché depuis une date antérieure au 7 décembre 2010, qui n'ont plus la possibilité de souscrire une offre au TRV.

<sup>129</sup> Filiale à 100% du groupe EDF, ERDF est le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur 95 % du territoire français continental.

<sup>130</sup> Selon les Parties, les TRV sont des contrats mono-sites (c'est-à-dire un contrat par site de consommation) qui peuvent être résiliés sans pénalité.

<sup>131</sup> Le client en offre de marché peut aussi choisir s'il souhaite un contrat unique (c'est-à-dire incluant l'acheminement) ou un contrat portant exclusivement sur la fourniture. Dans ce dernier cas, il devra conclure directement avec le gestionnaire du réseau de distribution et/ou de transport (selon le niveau de puissance sollicité) un ou des contrats d'accès au réseau.

éclairage public" réservée aux services communaux et intercommunaux d'éclairage public.

213. Les contrats en offre de marché peuvent être multi-sites, simplifiant la gestion pour le client. Ils sont généralement à durée déterminée (typiquement un an), reconductibles ou non. Les conditions de résiliation anticipée sont précisées dans les conditions générales de vente. Selon les types de clients et leurs besoins, les offres de marché peuvent notamment être à prix fixes ou indexés en tout ou partie, sur l'ARENH et/ou le marché de gros.
214. [...]. Certains prix (notamment pour les grands clients industriels) peuvent être basés, au moins en partie, sur la courbe de charge du client. Par ailleurs, [...].
215. La politique commerciale d'EDF est de ne pas proposer des contrats d'une durée excédant [...], sauf cas particuliers (demandes de clients). A cet égard, la concurrence pour les grands clients industriels s'organise autour de durées de contrats comprises entre un et trois ans, trois ans étant l'horizon de marché de gros le plus lointain existant à ce jour.
216. La loi NOME<sup>132</sup> prévoit la disparition des TRV "jaune" et "vert" au 31 décembre 2015. En revanche, l'ensemble des options du TRV "bleu", y compris son option "bleu éclairage public", sera maintenu après cette date. Un mécanisme de réversibilité entre TRV et offres de marché est prévu sans conditions (notamment de délai) pour ces tarifs.<sup>133</sup>

### 6.2.3 Contestabilité des offres de marché et des tarifs réglementés d'EDF

217. Selon les Parties, le cadre réglementaire et notamment le mécanisme ARENH permet aux fournisseurs alternatifs d'électricité de contester les offres de marché ainsi que les TRV d'EDF.

#### 6.2.3.1 Construction par "mimétisme" des offres d'EDF

218. Les Parties expliquent que grâce à l'ARENH, chaque fournisseur d'électricité peut s'approvisionner en électricité dans des conditions économiques équivalentes à celles d'EDF. En complément de l'ARENH, les concurrents peuvent se fournir en électricité soit en s'approvisionnant sur le marché de gros,<sup>134</sup> soit en recourant à leurs propres unités de production, soit en utilisant des droits de tirage que certains d'entre eux détiennent sur la production nucléaire d'EDF.
219. EDF a indiqué à la Commission avoir été conduite à proposer à ses clients des offres de marché répliquant, par mimétisme, la structure des offres de ses concurrents construites sur la base de l'ARENH. Les offres de marché d'EDF sont

---

<sup>132</sup> Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité.

<sup>133</sup> Article L.337-7 du Code de l'énergie pour les TRV "bleus". Concernant les TRV "jaune" et "vert", l'article L.337-9 du Code de l'énergie prévoit une réversibilité sous conditions : l'entreprise consommatrice ne doit pas avoir exercé son éligibilité aux offres de marché avant la promulgation de la loi NOME (7 décembre 2010). L'entreprise pourra alors revenir aux TRV à la double condition (i) qu'elle soit en mesure de faire valoir une année complète d'éligibilité et (ii) qu'elle s'engage pour une durée supérieure à un an aux TRV.

<sup>134</sup> Les Parties notent que les prix à terme sur le marché de gros ont diminué sensiblement jusqu'à un niveau très proche du prix actuel de l'ARENH. Depuis environ un an, le prix du *calendar year ahead* pour livraison 2014 est resté relativement stable, dans une fourchette de 42-44 euros/MWh. A la date du 30 avril 2014, le prix du ruban annuel pour livraison en 2015 était de 42,11€/MWh et celui du ruban annuel pour livraison en 2016 était de 41,53€/MWh.

construites de façon à couvrir les coûts suivants: (i) coût d'approvisionnement d'électricité, (ii) mark up de couverture des risques, (iii) coûts commerciaux.

220. Concernant le coût d'approvisionnement en électricité (environ [...] % du coût de la fourniture de l'électricité<sup>135</sup>), afin de se placer dans les mêmes conditions économiques que ses concurrents, EDF calcule pour chaque client (i) les quantités de droits ARENH générées par le profil de consommation du client et (ii) les quantités de "complément de courbe" visant à couvrir sur le marché de gros les besoins complémentaires en électricité de ce client.
221. Il convient de rappeler dans ce contexte que, [enquête de la Commission].<sup>136</sup> [enquête de la Commission].
222. EDF confirme que cette politique commerciale ne s'applique pas uniquement aux grands clients industriels, mais bien à l'ensemble des offres de marché proposées par EDF.
223. L'enquête n'a pas mis à jour d'éléments matériels permettant de penser qu'EDF pourrait être incitée à modifier dans le futur cette politique de mimétisme.

#### 6.2.3.2 Conditions d'accès à l'ARENH

224. La Commission a examiné si les modalités d'accès à l'ARENH génèrent pour les fournisseurs alternatifs des contraintes et des coûts supplémentaires que l'entité fusionnée ne supporterait pas à l'issue de l'Opération.
225. A titre liminaire, la Commission note que l'Opération n'aura pas d'effet direct sur les conditions d'accès à l'ARENH, qui sont définies par les pouvoirs publics français.
226. La Commission note qu'outre le prix, de nombreuses conditions sont incluses dans la fourniture de l'ARENH : (i) un droit ARENH;<sup>137</sup> (ii) un profil de livraison;<sup>138</sup> (iii) un complément de prix;<sup>139</sup> (iv) la règle de monotonie;<sup>140</sup> (v) la garantie bancaire<sup>141</sup> (égale à deux fois le volume mensuel maximal de livraison multiplié par le prix de l'ARENH) ; (vi) les dates de commande;<sup>142</sup> (vii) les délais de paiement des factures ARENH à EDF;<sup>143</sup> et (viii) les frais de la Caisse des Dépôts et Consignations.<sup>144</sup>
227. Selon les Parties, ces conditions visent à mettre ces fournisseurs dans des conditions économiques équivalentes à celles d'EDF quant à l'accès à l'énergie nucléaire du parc historique. Elles n'ont pas pour objectif d'ajouter des surcoûts.
228. Premièrement, la Commission note que le calcul des droits ARENH a été réalisé de telle façon que, si l'ARENH était destinée à la totalité des consommations sur le

<sup>135</sup> Voir la note [...], communiquée en Annexe 4 à la réponse d'EDF du 4 mars 2014 au QP1, p. 11.

<sup>136</sup> Voir la note [...], communiquée en Annexe 4 à la réponse d'EDF du 4 mars 2014 au QP1, p. 11.

<sup>137</sup> Arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits.

<sup>138</sup> Arrêté du 16 mai 2011 définissant les profils des produits.

<sup>139</sup> Article L336-5 du code de l'énergie, article 10 du décret 2011-466 du 28 avril 2011 et délibérations de la CRE.

<sup>140</sup> III de l'article 4 du décret 2011-466 du 28 avril 2011.

<sup>141</sup> Article 9 du modèle d'accord cadre en annexe de l'arrêté du 28 avril 2011 modifié pris en application de l'article L336-2 du code de l'énergie.

<sup>142</sup> II de l'article 1er et III de l'article 3 du décret 2011-466 du 28 avril 2011.

<sup>143</sup> I de l'article 8 du décret 2011-466 du 28 avril 2011.

<sup>144</sup> III de l'article 7 du décret 2011-466 du 28 avril 2011 et délibérations de la CRE sur le montant exact.

territoire métropolitain continental, le volume total d'ARENH représenterait la part de la production nucléaire, hors contrats long terme destinés à l'export, dans la consommation des consommateurs finals en France.<sup>145</sup> La Commission considère que cela équivaut à placer les fournisseurs alternatifs dans la même situation que celle d'EDF pour la part de sa production électrique d'origine nucléaire, le reste de la demande devant être sourcée sur les marchés de gros ou produite en propre.

229. Deuxièmement, concernant le profil de livraison, la Commission note qu'il a pour objectif de refléter la modulation du parc électronucléaire français, et donc de refléter au plus près la production réelle d'EDF cédée au titre de l'ARENH.<sup>146</sup> De plus, le profil de livraison ne concerne que les petits consommateurs (puissance souscrite inférieure à 36 kVA) et aura disparu au 1<sup>er</sup> janvier 2016. Dès lors, la Commission considère qu'il ne donnera pas un avantage concurrentiel matériel à l'entité fusionnée vis-à-vis de ses concurrents.
230. Le calcul des droits ARENH et du profil de livraison ont tous deux reçu un avis favorable de la CRE avant leur transposition en décrets.<sup>147</sup>
231. Troisièmement, concernant le complément de prix en cas de dépassement des droits d'ARENH, celui est composé de deux termes, CP1 et CP2.<sup>148</sup> La Commission note que :<sup>149</sup>
- le coefficient CP1 vise à neutraliser les gains qui sont réalisés par un fournisseur qui demanderait une quantité excédentaire d'ARENH au regard de son portefeuille de clients, afin d'en opérer la revente sur les marchés de gros. Il ne constitue pas un surcoût pour le fournisseur vis-à-vis d'EDF, puisqu'il consiste simplement à restituer le bénéfice issu de la revente sur les marchés des droits ARENH excédentaires. De plus, la CRE constate qu'en 2011 et 2012, aucun fournisseur alternatif n'a été soumis à ce coefficient ;
  - le coefficient CP2 vise à inciter les fournisseurs à la meilleure prévision de leurs volumes de ventes, et s'applique dès lors que l'écart entre le volume prévisionnel et réalisé excède une marge de tolérance. Il n'induit pas non plus de pénalisation des fournisseurs alternatifs vis-à-vis d'EDF attendu que (i) 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, et (ii) ce terme est reversé à l'ensemble des fournisseurs bénéficiant de l'ARENH au prorata de leurs volumes d'ARENH constatés. De plus, la CRE précise qu'en 2011, aucun fournisseur alternatif n'a été soumis à ce coefficient, et en 2012, un seul

---

<sup>145</sup> Délibération de la CRE du 12 mai 2011 portant avis sur les projets d'arrêtés relatifs au calcul des droits et aux profils des produits cédés par Electricité de France dans le cadre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

<sup>146</sup> Délibération de la CRE du 12 mai 2011 *op. cit.*

<sup>147</sup> Délibération de la CRE du 12 mai 2011, *op. cit.*

<sup>148</sup> Le terme CP1 est égal à la somme pour chaque catégorie de consommateurs, de la différence, si elle est positive, entre la valorisation sur le marché, sur l'année calendaire considérée, de la quantité de produit excédentaire et le montant correspondant à l'achat de cette quantité au prix de l'électricité nucléaire historique. Le terme CP2 est égal à la différence, si elle est positive, entre, d'une part, la valorisation sur le marché, sur l'année calendaire considérée, de la quantité de produit égale à la somme pour chaque catégorie de consommateurs, si elle est positive, de la quantité de produit excessive et, d'autre part, le montant correspondant à l'achat de cette quantité au prix de l'électricité nucléaire historique. Source : article 10 du décret 2011-466 du 28 avril 2011.

<sup>149</sup> CRE, Le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel - Rapport 2012-2013, 22 janvier 2014, p. 58.

fournisseur a subi un coût supplémentaire de 212 539 EUR au titre du CP2.

232. Quatrièmement, les règles de monotonie ont été fixées par la réglementation pour éviter des arbitrages entre semestres par les fournisseurs entre l'ARENH et le prix de marché, et obéir à la logique de "cessions annuelles" prévue par la loi NOME. [...].
233. Cinquièmement, les garanties bancaires fixées dans l'accord cadre sont la contrepartie des règles de livraison de l'ARENH par EDF et des délais de paiement par les acheteurs d'ARENH. Sans ces garanties bancaires, EDF devrait supporter seule le risque de contrepartie généré par des fournisseurs au profil financier fragile, tout en ayant l'obligation de livrer l'énergie avant paiement. S'il représente un coût pour les fournisseurs, ce point ne constitue pas un bénéfice pour EDF.
234. Sixièmement, les frais de la Caisse des Dépôts et Consignations sont à la charge des fournisseurs, puisque ceux-ci ont exigé l'anonymisation des volumes cédés par EDF à chacun d'entre eux. Des coûts de gestion sont donc générés par la création de cette interface.
235. Septièmement, les dates des guichets semestriels (15 mai et 15 novembre) ne sont pas une contrainte matérielle pour les concurrents d'EDF. En effet, les demandes d'ARENH ne sont pas obligatoires mais optionnelles. Ainsi, les fournisseurs peuvent contractualiser avec leurs clients puis décider ou non de demander de l'ARENH à EDF. Si le prix de marché passe en-dessous du prix de l'ARENH, les fournisseurs peuvent renoncer à l'ARENH. La Commission considère que cette optionalité a une valeur importante.
236. Enfin, les prix ARENH ne comprennent pas les coûts d'acheminement et d'utilisation du réseau. Les coûts liés à l'acheminement et à l'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité ne relèvent pas de l'activité de fourniture au détail d'électricité. En effet la CRE a expliqué que « *Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) rémunèrent les gestionnaires de réseaux publics pour compenser les charges qu'ils engagent pour l'exploitation, le développement et l'entretien des réseaux. Le coût de l'utilisation du réseau est facturé au fournisseur par le gestionnaire de réseau auquel est raccordé le consommateur. Ce coût figure sur la facture du consommateur, dont il représente environ 46 %* ». <sup>150</sup> Le TURPE, élaboré par la CRE, est le même pour tous les clients finals en fonction de leur puissance de raccordement au réseau.
237. La CRE précise enfin qu'au total, *"selon les fournisseurs et les clients, l'ensemble [des frais complémentaires venant, le cas échéant, s'ajouter au prix d'achat de l'ARENH] peuvent représenter de l'ordre de 50 centimes d'euro par mégawattheure de surcoût pour un fournisseur de clients industriels par rapport au fournisseur historique"*. <sup>151</sup> Ces éventuels surcoûts ne représentent ainsi qu'environ 1,2% du prix de l'ARENH actuel (42 €/MWh).
238. La Commission note qu'un concurrent souligne que *"parmi les conditions incluses dans la fourniture de l'ARENH, seuls le mécanisme de calcul des droits et le profilage de livraison seraient susceptibles d'engendrer des coûts supplémentaires*

<sup>150</sup> Formulaire CO, paragraphe 250.

<sup>151</sup> CRE, Le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel - Rapport 2012-2013, 22 janvier 2014, p. 67.

*non négligeables pour les fournisseurs alternatifs*".<sup>152</sup> Ces deux conditions ont été traitées ci-avant.

239. La Commission considère que, sur le marché des petits et grands clients industriels, l'ARENH a contribué à un accroissement des parts de marché des fournisseurs alternatifs (de [20-30] % en 2010 à [30-40] % en 2013 – voir aussi Section 6.3.5),<sup>153</sup> alors même que les prix de gros se maintenaient globalement sur cette période à un niveau supérieur au prix de l'ARENH.
240. Au vu de ce qui précède, la Commission considère que les conditions d'accès à l'ARENH ne génèrent pas des coûts de nature à procurer un avantage concurrentiel matériel à l'entité fusionnée vis-à-vis de ses concurrents.

### 6.2.3.3 Contestabilité des tarifs réglementés

241. Les Parties expliquent que l'ensemble des TRV à destination des clients non résidentiels est à ce jour contestable en moyenne par les fournisseurs alternatifs.
242. S'agissant des TRV "jaune" et "vert", les Parties expliquent que leur disparition va modifier en profondeur le jeu concurrentiel, les entreprises et entités publiques qui en bénéficient étant obligées de basculer sur des offres de marché au 1er janvier 2016. S'agissant des TRV "bleu", qui ont été pérennisés sans condition de durée, la loi NOME prévoit que ceux-ci devront être calculés par superposition des différents coûts concernés, à savoir (i) coût d'approvisionnement (sur base de l'ARENH et des prix de marchés pour le complément), (ii) coût d'accès au réseau, et (iii) coûts commerciaux standards d'un opérateur agissant sur le marché de détail.
243. Selon la CRE, les TRV "jaune", "vert", et "bleu" à destination des clients non résidentiels sont effectivement contestables en moyenne par les fournisseurs alternatifs à ce jour. Plus précisément, la CRE indique que :<sup>154</sup>
- pour les petits clients professionnels, *"avec un prix de l'ARENH à 42 €/MWh et les prix de marché de gros observables en 2013, ces tarifs sont contestables en moyenne par les fournisseurs alternatifs. Un accroissement du rythme d'ouverture à la concurrence est en conséquence attendu sur ce segment"* ;
  - pour les moyens et grands sites professionnels, *"le contexte (prix de l'ARENH à 42 €/MWh et prix de marché de gros inférieurs à 50 €/MWh) rend désormais contestables, en moyenne, ces tarifs par les fournisseurs alternatifs"*.
244. Enfin, en application de la loi NOME, une nouvelle méthodologie de calcul des TRV "bleu" doit être fixée par décret. Aux termes de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, cette méthodologie doit respecter une méthode de construction qui consistera en un empilement (i) des coûts d'approvisionnement ARENH, (ii) des coûts du complément d'approvisionnement de marché, (iii) des coûts associés à la garantie de capacité, (iv) des coûts d'acheminement, (v) des coûts commerciaux et

<sup>152</sup> Minutes de l'entretien téléphonique avec GDF Suez en date du 16 mai 2014.

<sup>153</sup> Calculs de la Commission sur la base de la réponse des Parties du 13 juin à la RFI – EDF – 7.

<sup>154</sup> CRE, *Le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel – Rapport 2012-2013*, 22 janvier 2014, p.5.

(vi) d'une rémunération normale.<sup>155</sup> Selon le même raisonnement détaillé dans la partie précédente traitant de la contestabilité des offres de marché d'EDF, les TRV "bleu" seront donc contestables par construction, puisque leur définition consistera en un empilement de coûts répliquant les coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs.

#### 6.2.3.4 Conclusion

245. Au regard de l'ensemble des informations disponibles, dans la mesure où (i) EDF réplique pour la définition de ses offres de marché les coûts d'approvisionnement de ses concurrents au titre de l'ARENH et sur les marchés de gros, (ii) les modalités d'accès à l'ARENH ne sont pas susceptibles de conférer un avantage concurrentiel matériel à l'entité fusionnée, et (iii) EDF est concurrencée sur les marchés de la fourniture d'électricité en France par une quinzaine de fournisseurs alternatifs, la Commission considère que ces derniers ont la capacité de proposer des offres de fourniture d'électricité à même de concurrencer les offres de marché proposées par EDF, y compris après l'Opération.
246. De plus, dans la mesure où (i) les TRV sont aujourd'hui contestables en moyenne par les fournisseurs alternatifs, et (ii) cette contestabilité n'est pas amenée à changer pour les TRV "bleu" restant en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2016, la Commission considère qu'en moyenne les fournisseurs alternatifs ont la capacité de proposer des offres de fourniture d'électricité à même de concurrencer les TRV proposés par EDF, y compris après l'Opération.

#### 6.2.4 *Effet d'une atteinte possible du plafond ARENH*

##### 6.2.4.1 Position des Parties

247. Les Parties considèrent qu'au regard des volumes d'électricité hypothétiquement concernés, le développement éventuel d'offres combinées par les concurrents de l'entité fusionnée ne sera pas contraint par le plafond de l'ARENH.<sup>156</sup>
248. Même à supposer que les clients services énergétiques puissent être potentiellement intéressés par des offres combinées services énergétiques et fourniture d'électricité, ce qui n'est pas avéré, les volumes concernés resteraient marginaux par rapport au volume de l'ARENH offert aux fournisseurs d'électricité.
249. Le raisonnement théorique suivant illustre, d'après les Parties, l'absence de tout risque d'atteinte du plafond de l'ARENH même en admettant que les offres groupées se développent. Ainsi, supposant (i) qu'un nombre très important de clients Dalkia ([...]) décident de recourir à des offres combinant fourniture d'électricité en offre de marché et services énergétiques et (ii) que ces clients consomment environ [...] GWh d'électricité par an, tous usages confondus (ce qui est une fourchette moyenne haute utilisée à titre conservateur), alors le volume d'électricité concerné par les offres combinées serait de [...] TWh à comparer avec les 100 TWh du plafond de l'ARENH.
250. Ce calcul théorique présenté à titre d'exemple permet de mettre en évidence qu'aucune atteinte au plafond de l'ARENH ne peut résulter du développement hypothétique des offres groupées sur le marché. En effet, même si un nombre

---

<sup>155</sup> Minutes de l'entretien téléphonique avec la CRE en date du 7 mars 2014.

<sup>156</sup> EDF, soumission du 17 juin 2014, "Absence de risque d'atteinte au plafond de l'ARENH".

significatif de clients de Dalkia ayant une consommation électrique moyenne élevée devaient s'orienter vers ce type d'offres, les volumes d'électricité concernés resteraient marginaux.

#### 6.2.4.2 Analyse de la Commission

251. Une atteinte du plafond de l'ARENH pourrait limiter la capacité des fournisseurs alternatifs à proposer des offres concurrençant les offres de marché d'EDF ou à contester les TRV. Cela pourrait avoir des conséquences quant à l'analyse des effets de l'Opération, notamment en rendant plus difficile la possibilité pour des concurrents de l'entité fusionnée de proposer des offres groupées incluant la fourniture d'électricité et d'autres services (notamment des services de gestion/maintenance multi-technique et des services d'éclairage public), par eux-mêmes ou en se groupant avec un fournisseur alternatif d'électricité.
252. Depuis le début du dispositif ARENH, le 1<sup>er</sup> juillet 2011, EDF a livré au titre de l'ARENH 30,1 TWh en 2011, 60,8 TWh<sup>157</sup> en 2012 et 64,3 TWh<sup>158</sup> en 2013.<sup>159</sup> Toutefois, dans la mesure où les TRV "jaune" et "vert" représentent une consommation annuelle d'électricité de l'ordre de 110 TWh, la CRE et certains répondants à l'enquête de marché<sup>160</sup> jugent possible le scénario d'une atteinte du plafond de l'ARENH dans les années suivants la disparition des TRV "jaune" et "vert" au 1<sup>er</sup> janvier 2016.
253. En effet, la disparition des TRV "jaune" et "vert" au 1er janvier 2016 va faire basculer l'ensemble des gros et moyens clients industriels et commerciaux en offre de marché. La CRE anticipe que les clients, notamment ceux consommant de gros volumes, vont en partie se reporter sur les fournisseurs alternatifs.<sup>161</sup>
254. L'atteinte, ou non, du plafond ARENH à un horizon de 3 à 5 ans dépendra en particulier de l'écart constaté entre le prix ARENH et le prix *calendar*<sup>162</sup> sur les marchés de gros et d'éléments liés à la liquidité du marché.<sup>163</sup> Les fournisseurs alternatifs ont par le passé demandé des volumes élevés d'ARENH (en part du volume d'électricité fourni à leurs clients) notamment car le prix de l'ARENH était plus bas que le prix *calendar*. Cette part ARENH du volume fourni pourrait baisser significativement si le prix *calendar* devait se maintenir durablement au niveau ou sous le niveau du prix ARENH. Les fournisseurs alternatifs pourraient alors recourir davantage aux marchés de gros pour leur approvisionnement en électricité.

---

<sup>157</sup> Dont 50,5 TWh pour les consommateurs "C1" (consommation supérieure à 36 kVA) et 10,3 TWh pour les consommateurs "C2" (consommation inférieure à 36 kVA).

<sup>158</sup> Dont 53,4 TWh pour les consommateurs "C1" (consommation supérieure à 36kVA) et 10,9 TWh pour les consommateurs "C2" (consommation inférieure à 36 kVA).

<sup>159</sup> Cf. Form CO, paragraphe 226.

<sup>160</sup> Rapport CRE « le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel – Rapport 2012-2013 », janvier 2014, p.20: «*Les tarifs jaunes et verts, qui représentent près de 120 TWh au total, soit 42 % des volumes livrés par EDF aux tarifs réglementés, sont amenés à disparaître avant le 31 décembre 2015. Les clients qui en bénéficient devront alors souscrire une offre de marché chez un fournisseur alternatif ou chez EDF, avec pour conséquence une atteinte possible du plafond de 100 TWh fixé par la loi pour l'ARENH (cf. section 2).*» (note de bas de page omise, soulignement ajouté) Voir aussi réponses à la question 23 du questionnaire Q1-concurrents.

<sup>161</sup> Minutes de l'entretien téléphonique avec la CRE en date du 7 mars 2014.

<sup>162</sup> Le produit *calendar year-ahead* correspond à la livraison d'un ruban d'électricité comparable au produit ARENH.

<sup>163</sup> Selon les observatoires trimestriels de la CRE, au cours de l'année 2013, les livraisons nettes physiques entre acteurs résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH) se sont établies à 263,7 TWh soit environ 53 % de la consommation française de l'année. Plus généralement, 573 TWh ont été échangés sur les marchés de gros en 2013 dont environ 100 TWh en Spot (Day Ahead+ IJ) (EDF, soumission du 17 juin 2014, "Absence de risque d'atteinte au plafond de l'ARENH").

255. En faisant l'hypothèse conservatrice d'une demande ARENH couvrant 80% du volume de fourniture,<sup>164</sup> le plafond serait atteint si 44%<sup>165</sup> des clients encore aux TRV "jaune" et "vert" au 31 décembre 2012 choisissaient une offre de marché auprès d'un concurrent d'EDF.
256. En faisant l'hypothèse alternative d'une part d'ARENH de 50% des volumes fournis (au lieu de 80%), le plafond serait atteint si 71%<sup>166</sup> des clients encore aux TRV "jaune" et "vert" au 31 décembre 2012 choisissaient une offre de marché auprès d'un concurrent d'EDF. Cela repousserait dans le temps l'atteinte théorique du plafond ARENH.
257. Depuis environ un an, le prix du «*calendar year ahead*» pour livraison 2014 est resté relativement stable, dans une fourchette de 42-44 euros/MWh. A la date du 30 avril 2014, le prix du ruban annuel pour livraison en 2015 était de 42,11€/MWh et celui du ruban annuel pour livraison en 2016 était de 41,53€/MWh.<sup>167</sup>
258. En cas d'atteinte du plafond de l'ARENH, les parts de marché d'EDF sur les marchés de la fourniture d'électricité seraient plus basses que ses parts de marché actuelles, puisqu'une demande accrue de volumes ARENH traduirait une augmentation des volumes fournis par les fournisseurs alternatifs et donc, sur un marché en faible croissance,<sup>168</sup> une augmentation des parts de marché de ces derniers.
259. En cas d'atteinte du plafond de l'ARENH, l'article L. 336-3 du code de l'énergie prévoit que, «*si la somme des volumes maximaux [...] pour chacun des fournisseurs excède le volume global maximal fixé en application de l'article L. 336-2 [100 TWh], la Commission de régulation de l'énergie répartit ce dernier entre les fournisseurs de manière à permettre le développement de la concurrence sur l'ensemble des segments du marché de détail*». Le décret fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique définit quant à lui une méthode par défaut de répartition des 100 TWh en l'absence de décision explicite de la CRE : «*A défaut, la répartition s'effectue au prorata des quantités de produits maximales compte non tenu des quantités de produit maximales pour les acheteurs pour les pertes*».<sup>169</sup>
260. Dans ce contexte, la Commission a estimé les parts de marché d'EDF en cas d'atteinte du plafond ARENH, dans deux scénarios possibles envisageant différentes répartitions des volumes ARENH entre les différentes distinctions du marché de la fourniture d'électricité.
261. Dans un Scénario 1, le volume de droits ARENH "C1"<sup>170</sup> est reparti entre (i) grands industriels et (ii) petits industriels et commerciaux au prorata des volumes encore

<sup>164</sup> Cf. minutes de l'entretien avec la CRE en date du 7 mars 2014.

<sup>165</sup> La fourniture de 110 TWh d'électricité correspond, en faisant l'hypothèse d'une demande d'ARENH à hauteur de 80% du volume de fourniture, à une demande ARENH de 88 TWh. Les volumes ARENH disponibles au 31 décembre 2012 étaient de 39,2 TWh (100 TWh – 60,8 TWh), soit 44% de ces 88 TWh. Il conviendrait par ailleurs de prendre en compte les clients quittant les différents TRV "Bleu" pour passer en offre de marché.

<sup>166</sup> La fourniture de 110 TWh d'électricité correspond, en faisant l'hypothèse d'une demande d'ARENH à hauteur de 50% du volume de fourniture, à une demande ARENH de 55 TWh. Les volumes ARENH disponibles au 31 décembre 2012 étaient de 39,2 TWh (100 TWh – 60,8 TWh), soit 71% de ces 55 TWh.

<sup>167</sup> Form CO, paragraphe 262.

<sup>168</sup> Voir ci-dessous les hypothèses de croissance de la consommation finale d'électricité retenues.

<sup>169</sup> Décret n° 2011-466 du 28 avril 2011, article 4, V, alinéa 4.

<sup>170</sup> Dans le contexte d'un maintien des TRV "bleu" post-2016 et de la mise en place d'une méthodologie de définition des tarifs par "empilement" (rendant les TRV contestables par construction), il est fait l'hypothèse

en TRV sur chacun des marchés au 31 décembre 2012.<sup>171</sup> Les volumes disponibles s'orientent donc davantage vers les petits industriels et commerciaux, marché sur lequel la concurrence a été moins vive par le passé. Un tel scénario serait cohérent, en cas de rationnement, avec une attribution prioritaire par la CRE des volumes ARENH disponibles vers les marchés les moins ouverts à la concurrence.

262. Dans un Scénario 2, le volume de droits ARENH "C1" est reparti entre (i) grands industriels et (ii) petits industriels et commerciaux au prorata des volumes déjà fournis par les fournisseurs alternatifs sur chacun des marchés au 31 décembre 2012.<sup>172</sup> La dynamique concurrentielle passée est projetée dans le futur; les volumes disponibles s'orientent donc davantage encore vers les grands industriels.
263. Pour chaque scénario, les deux hypothèses de part de demande ARENH dans les volumes fournis sont testées: 80% et 50%.
264. En 2018, en faisant l'hypothèse réaliste d'une faible croissance de la consommation finale d'électricité ([...] % par an<sup>173</sup>), une atteinte du plafond ARENH correspondrait à une part de marché d'EDF située entre [20-30]% et [50-60]% sur le marché des grands industriels, entre [40-50]% et [70-80]% sur le marché des petits industriels et commerciaux, et entre [80-90]% et [80-90]% sur le marché des petits professionnels.

*Tableau 1 – Estimation des parts de marché d'EDF en cas d'atteinte du plafond ARENH en 2018<sup>174</sup>*

	<b>Grands indust.</b> >7GWh	<b>Petits ind. &amp; com.</b> >36kVA et <7GWh	<b>Petits pros</b> <36kVA
<b>PdM 2012</b>	[50-60]%	[80-90]%	[80-90]%
<b>PdM 2018</b>			
<b>Scénario 1 - 80% ARENH</b>	[50-60]%	[60-70]%	[80-90]%
<b>Scénario 1 - 50% ARENH</b>	[40-50]%	[40-50]%	[80-90]%
<b>Scénario 2 - 80% ARENH</b>	[30-40]%	[70-80]%	[80-90]%
<b>Scénario 2 - 50% ARENH</b>	[20-30]%	[70-80]%	[80-90]%

*Source : Calculs de la Commission sur la base de données EDF et CRE.*

265. Compte tenu de la structure de la demande d'électricité, des volumes en cause, ainsi que des prix de gros de l'électricité, il apparaît improbable que le plafond de l'ARENH soit atteint d'ici 2018. De plus, la Commission estime que le scénario le plus probable à moyen terme se situerait entre les hypothèses de 50% et 80% d'ARENH, mais avec une orientation à la baisse du taux d'utilisation de l'ARENH, se situant donc en fin de période d'examen plus proche des 50% que des 80%.

---

raisonnable d'un doublement de la consommation d'ARENH sur les volumes "C2", c'est à dire les profils de consommation des TRV "bleu" (résidentiels et professionnels) en 2018, par rapport au niveau de consommation de 2012. Les conclusions tirées par la Commission de l'analyse des effets de l'Opération ne seraient pas matériellement affectées dans l'hypothèse, moins probable, d'un triplement de la part de marché d'EDF.

<sup>171</sup>

Une répartition similaire est effectuée au sein des clients "C2" entre (i) petits professionnels et (ii) résidentiels.

<sup>172</sup>

Une répartition similaire est effectuée au sein des clients "C2" entre (i) petits professionnels et (ii) résidentiels.

<sup>173</sup>

La Commission, dans ses prévisions *EU Energy, transport and GHG emissions trends to 2050*, envisage une hausse de la consommation finale d'électricité en France de 0,3% par an sur la période 2010-2020. RTE, dans son édition 2013 du *Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*, envisage une hausse de 0,5% par an sur la période 2012-2018. [...]. Le choix d'une croissance de 0,3% ou [...] % n'a pas d'impact matériel sur les estimations de parts de marché d'EDF à l'horizon 2018.

<sup>174</sup>

Les clients résidentiels sont pris en compte dans la simulation (une part des droits ARENH leur est attribuée) mais ne sont pas illustrés dans le tableau car ce marché n'est pas affecté par l'Opération.

266. La Commission estime par ailleurs que, en cas d'atteinte du plafond ARENH, une répartition de type "Scenario 1" serait plus probable qu'une répartition de type "Scenario 2", dans la mesure où elle correspondrait davantage à l'esprit de l'article L. 336-3 du code de l'énergie, prévoyant que le volume global d'ARENH doit être reparti "entre les fournisseurs de manière à permettre le développement de la concurrence sur l'ensemble des segments du marché de détail".
267. En conséquence, la Commission estime que les parts de marché d'EDF pourraient, à l'horizon 2018, être situées entre [40-50] % et [50-60] % sur le marché des grands clients industriels, entre [50-60] % et [60-70] % sur le marché des petits clients industriels et commerciaux et entre [80-90] % et [80-90] % sur le marché des petits professionnels.
268. Au regard notamment de l'appétence limitée exprimée pour des offres groupées combinant fourniture d'électricité et services de gestion maintenance multi-technique (en particulier de la part des grands clients industriels) et de la capacité limitée des entités publiques à contracter de telles offres groupées (voir Section 6.4.2), la Commission considère que de telles parts de marché laisseraient aux concurrents de Dalkia la possibilité d'entrer en partenariat avec des concurrents d'EDF pour proposer des offres groupées similaires, et ainsi concurrencer les offres groupées de l'entité fusionnée.<sup>175</sup>

#### 6.2.4.3 Conclusion

269. En conclusion, l'atteinte éventuelle du plafond ARENH en 2018-2019 n'aurait pas pour effet le plus probable de limiter significativement la capacité des concurrents de l'entité fusionnée sur les marchés aval ou connexes au marché de la fourniture d'électricité d'acheter de l'électricité auprès de fournisseurs alternatifs dans des volumes suffisants et à un coût compétitif.

### 6.3 Aspects horizontaux des marchés de l'électricité

#### 6.3.1 *Marché français de la production et vente en gros d'électricité*

270. Sur le marché français de la production et vente en gros d'électricité, EDF détenait en 2012 une position dominante, avec une part de marché représentant environ [70-80] % de la capacité totale installée et environ [80-90] % de la production nette d'électricité.
271. De son côté, Dalkia détenait en 2012 une part de marché représentant environ [0-5] % de la capacité totale installée et [0-5] % de la production nette d'électricité. Les Parties précisent que l'activité de production électrique de Dalkia a été réduite en 2013 en raison de l'arrêt de certaines unités de cogénération, d'une puissance cumulée d'environ [...] MW.
272. Les parts de marché des Parties et de leurs principaux concurrents sont présentées dans le Tableau 2.

<sup>175</sup>

Cela est moins vrai sur le segment des petits professionnels mais, comme expliqué en Section 6.4.2.2., ces clients constituent une part marginale de la clientèle de Dalkia et sont peu susceptibles de représenter des volumes significatifs d'offres combinées.

Tableau 2 – Parts de marché d'EDF et de ses principaux concurrents sur le marché français de la production et vente en gros d'électricité

2012	Capacité		Production	
	MW	PdM (%)	TWh	PdM (%)
EDF	[...]	[70-80] %	[...]	[80-90] %
Dalkia	[...]	[0-5] %	[...]	[0-5] %
<b>EDF + Dalkia</b>	[...]	<b>[70-80] %</b>	[...]	<b>[80-90] %</b>
GDF Suez	[...]	[5-10] %	[...]	[5-10] %
E.ON	[...]	[0-5] %	[...]	[0-5] %
ENEL	[...]	[0-5] %	[...]	[0-5] %
Autres	[...]	[10-20] %	[...]	[0-5] %
<b>Total</b>	128,672	100%	542	100%

Source: estimations d'EDF à partir des données publiques de RTE et des concurrents

### 6.3.1.1 Position des Parties

273. Le parc de production de Dalkia est composé très majoritairement (pour [90-100] % environ) d'unités de cogénération, le reste étant constitué de groupes diesel dispatchables de faible puissance (moins de [...] MW).
274. La très grande majorité de l'électricité produite par les unités de cogénération de Dalkia est revendue à EDF dans le cadre du régime d'obligation d'achat imposé à EDF en application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000. Dans le cadre de ce régime, l'électricité produite par les centrales de cogénération bénéficiant de l'obligation d'achat est rachetée par EDF, ou toute ELD sur sa zone de desserte, à un tarif d'achat subventionné et prédéfini, dépendant du type de cogénération installée (gaz ou biomasse).
275. L'obligation d'achat est, pour les cogénérations, d'une durée de 12 ans à compter de la mise en production. Cependant, les installations de cogénération de moins de 12 MW ont la possibilité de souscrire un deuxième contrat d'obligation d'achat, aux mêmes conditions que le premier, sous la condition que les installations correspondantes aient été rénovées dans des conditions précisément définies<sup>176</sup>. Les installations de plus de 12 MW ne peuvent souscrire qu'un contrat d'obligation d'achat d'une durée de 12 ans, non renouvelable. A l'issue de ce contrat, les producteurs peuvent donc, soit arrêter leur production électrique, soit la valoriser sur le marché de la production et de la vente en gros d'électricité.
276. En 2013, [90-100]% de l'électricité produite par les installations de cogénération de Dalkia (non destinée aux clients propriétaires des installations) a été revendue à EDF dans le cadre du régime d'obligation d'achat ([80-90]% en 2012), le reste étant vendu sur les marchés de gros.
277. La principale incitation à vendre sous obligation d'achat tient à l'écart significatif existant entre le prix d'achat au titre du régime (prix moyen de 120 €/MWh) et le prix de valorisation sur les marchés de gros.
278. Du fait de la longue durée des contrats d'obligation d'achat (12 ans, renouvelable une fois sous conditions), seule une petite partie des installations de cogénération de Dalkia est amenée à sortir du régime d'obligation au cours des prochaines années.

<sup>176</sup>

Conditions définies par l'arrêté du 14 décembre 2006.

279. Au-delà de l'horizon des obligations d'achat, l'impact structurel du transfert des capacités de production de Dalkia à EDF apparaît limité. En effet, les ventes sur le marché de gros ne concernent que les installations en fin d'obligation d'achat pour lesquelles les clients ont estimé que le maintien en fonctionnement des installations présentait encore un intérêt économique. La valorisation de l'électricité constitue une part importante de l'équilibre économique d'une installation de cogénération (l'autre part étant la vente de vapeur). La sortie du régime d'obligation d'achat signifie ainsi, dans de nombreux cas, l'arrêt définitif de la cogénération. Entre 2011 et 2013, Dalkia a ainsi arrêté [...] installations de cogénération car la sortie du contrat d'obligation d'achat ne permettait pas le maintien d'une activité de production rentable. Il peut être raisonnablement considéré qu'il en ira de même d'un certain nombre d'installations de cogénération sortant de l'obligation d'achat dans les prochaines années.
280. Dalkia estime que le pourcentage de ses ventes d'électricité hors obligation d'achat ne saurait dépasser, chaque année jusqu'en 2019, [10-20] % de la production de ses installations de cogénération.
281. Concernant les groupes diesel dispatchables possédés par Dalkia, ils ne bénéficient pas d'une obligation d'achat par EDF. Leur production est actuellement valorisée par Dalkia auprès d'EDF ou de RTE. La capacité cumulée de ces groupes est limitée ([...] MW au total).
282. Au total, compte-tenu de la présence marginale de Dalkia sur le marché de la production et vente en gros d'électricité, essentiellement soumise au régime de l'obligation d'achat, les Parties considèrent que l'Opération n'est pas susceptible de soulever de problème de concurrence sur ce marché en France.

#### 6.3.1.2 Analyse de la Commission

283. Les Lignes directrices horizontales indiquent que « *la création ou le renforcement d'une position dominante est une forme majeure d'une (...) atteinte à la concurrence* ». <sup>177</sup> De plus, "*une concentration peut entraver de manière significative la concurrence effective sur un marché en supprimant d'importantes pressions concurrentielles sur un ou plusieurs vendeurs, dont le pouvoir de marché se trouve en conséquence accru (...)*". <sup>178</sup>
284. La pratique décisionnelle de la Commission n'a pas systématiquement considéré qu'un incrément de part de marché de la part d'un opérateur en position dominante constitue en soi un renforcement de la position dominante de cet opérateur. Dans certains cas, la Commission a considéré qu'une addition de part de marché même inférieure à 5% était de nature à soulever des problèmes de concurrence. <sup>179</sup> Dans d'autres cas, une telle addition n'a pas été considérée comme problématique, notamment lorsque l'entreprise acquise n'exerçait pas, avant l'opération, une contrainte concurrentielle significative sur l'acquéreur, ou lorsque d'autres

<sup>177</sup> Lignes directrices sur l'appréciation des concentrations horizontales au regard du règlement du Conseil relatif au contrôle des concentrations entre entreprises (JO C 31, 5.2.2004, p. 5), paragraphe 2.

<sup>178</sup> Lignes directrices sur l'appréciation des concentrations horizontales au regard du règlement du Conseil relatif au contrôle des concentrations entre entreprises (JO C 31, 5.2.2004, p. 5), paragraphe 24.

<sup>179</sup> Voir notamment Décision M.4603 *La Poste / Swiss Post / JV*, Décision M.5355 *BASF / Ciba*, Décision M.5855 *Deutsche Bahn / Arriva*. Voir aussi Décision M.5978 *GDF Suez/International Power* dans laquelle la Commission a considéré que le risque de hausse des prix sur le marché de la production et vente en gros d'électricité était essentiellement lié, non pas à l'incrément de [0-5]% suscité par l'opération en cause, mais notamment par l'accès à des informations sensibles concernant la stratégie d'un concurrent de GDF-Suez sur le marché concerné.

concurrents pouvaient continuer à exercer une telle contrainte concurrentielle après l'opération.<sup>180</sup>

285. Dans le cas présent, une très large partie de l'électricité produite par Dalkia est déjà acquise par EDF au titre de l'obligation d'achat imposée à cette dernière. Ceci constitue pour EDF une obligation légale à long terme.
286. Les volumes vendus par Dalkia à EDF au titre de l'obligation d'achat ne sont pas amenés à diminuer de manière significative dans un horizon de 3 à 5 ans. Les ventes d'électricité hors obligation d'achat resteront inférieures à [10-20] % de la production des installations de cogénération. En effet, les installations de cogénération dont l'obligation d'achat expire au cours de la période de 5 ans allant de 2014 à 2018 représentent moins de [10-20]% de la production totale des installations de cogénération de Dalkia.<sup>181</sup> Parmi ces [10-20]%, une partie verra son contrat d'obligation d'achat renouvelé à expiration, une autre partie ne sera plus rentable hors obligation d'achat et sera arrêtée, seule la part restante de ces [10-20]% sera effectivement vendue sur le marché de gros.
287. Dès lors, la Commission considère que Dalkia n'exerce pas de contrainte concurrentielle significative sur EDF sur le marché de la production et vente en gros d'électricité.<sup>182</sup> Ainsi, l'Opération n'emporte pas de risque d'augmentation sensible des prix sur ce marché après l'Opération.
288. Dans le cadre de l'enquête de marché, si les réponses des concurrents ne sont pas conclusives,<sup>183</sup> une large majorité de clients ayant répondu a confirmé ne pas considérer Dalkia comme un acteur important sur le marché de la production et vente en gros d'électricité en France.<sup>184</sup>
289. De plus, même si le produit en question est le même (l'électricité), l'activité de production d'électricité de Dalkia est essentiellement liée au fonctionnement d'installations de cogénération. Les caractéristiques de production d'électricité par cogénération<sup>185</sup> font de Dalkia un concurrent distant d'EDF, notamment par rapport à d'autres opérateurs comme GDF-Suez, CNR, SHEM, E.ON, Alpiq et Poweo.<sup>186</sup> Au surplus, les éléments du dossier indiquent que Dalkia n'avait pas pour projet de renforcer sa présence sur le marché de la production et vente en gros d'électricité, via ses installations de cogénération ou d'autres moyens de production.

---

<sup>180</sup> Voir notamment Décision M.4110 E.On / *Endesa*, Décision M.5355 *BASF / Ciba*.

<sup>181</sup> Le parc de cogénérations détenues par Dalkia se caractérise à fin 2013 par une puissance installée proche de [...] MW. Sur les 5 prochaines années, [...] sites (pour une puissance de [...] MW) vont être soumis au renouvellement de leur contrat d'obligation d'achat (EDF, note "Absence de tout risque horizontal lié aux unités de cogénération détenues par Dalkia" du 16 juin 2014).

<sup>182</sup> Par ailleurs, dans la mesure où les unités de cogénération fonctionnent typiquement en continu pendant plusieurs mois d'hiver et bénéficient d'une priorité d'accès au réseau (pour celles bénéficiant de l'obligation d'achat), la Commission considère également que Dalkia exercerait une contrainte concurrentielle très limitée sur un hypothétique marché de la production et vente en gros d'électricité de pointe.

<sup>183</sup> Cf. réponses à la question 10 du questionnaire Q1-concurrents. Une même proportion de répondants considère Dalkia comme un concurrent significatif et comme un concurrent non-significatif.

<sup>184</sup> Cf. réponses à la question 11 du questionnaire Q2-clients.

<sup>185</sup> Par exemple, les installations de cogénération fonctionnent en général durant les mois d'octobre à avril (voire novembre à mars - Cf. réponses à la question 11 du questionnaire Q1-concurrents). De plus, la plupart des installations de cogénération de Dalkia sont raccordées au réseau de distribution.

<sup>186</sup> Rapport CRE « le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel – Rapport 2012-2013 », Figure 54 "Répartition des moyens de production raccordés au réseau de transport par filière et exploitant".

### 6.3.1.3 Conclusion

290. Au vu de ce qui précède, l'Opération ne soulève pas des doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur en raison des chevauchements horizontaux des activités des Parties sur le marché de la production et vente en gros d'électricité en France.

### 6.3.2 *Marché des services auxiliaires et du courant d'ajustement*

#### 6.3.2.1 Position des Parties

291. Du fait de l'obligation légale pour tout détenteur de capacités de production de proposer ses unités disponibles à RTE, les Parties considèrent que l'opération sera sans impact sur le mécanisme d'ajustement puisque tant EDF que Dalkia resteront obligés de proposer leurs capacités disponibles le cas échéant.

#### 6.3.2.2 Analyse de la Commission

292. Dans le cadre du mécanisme d'ajustement, l'ensemble des détenteurs de moyens de production disponibles ont l'obligation, en permanence, de proposer au gestionnaire du réseau de transport les capacités disponibles permettant d'ajuster, en temps réel, l'offre et la demande d'électricité. L'opération n'aura donc pas d'impact sur la participation des Parties au mécanisme d'ajustement, géré par RTE.

293. S'il existe effectivement une concurrence entre les offres, seules les plus pertinentes au meilleur prix étant retenues, le caractère obligatoire de l'offre pour les détenteurs de capacités de production et les modalités de gestion du mécanisme d'ajustement par RTE sous le contrôle de la CRE limitent l'impact concurrentiel éventuel de l'Opération sur le mécanisme d'ajustement.

#### 6.3.2.3 Conclusion

294. Au vu de ce qui précède, l'Opération ne soulève pas des doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur en raison des chevauchements horizontaux des activités des Parties sur un hypothétique marché des services auxiliaires et du courant d'ajustement en France.

### 6.3.3 *Marché de l'effacement*

#### 6.3.3.1 Position des Parties

295. A ce jour, Dalkia n'a pas estimé nécessaire de se déclarer opérateur d'effacement. Dalkia ne propose actuellement aucune offre visant à valoriser de l'effacement dans le cadre du mécanisme d'ajustement, d'appels d'offres ou encore sur le marché de gros. En revanche, Dalkia participe à expérimentation en cours via un démonstrateur en région PACA.

#### 6.3.3.2 Analyse de la Commission

296. Dans la mesure où Dalkia ne propose actuellement aucune offre de valorisation d'effacement, et dans la mesure où le cadre réglementaire applicable à l'avenir pour la valorisation d'effacement est encore incertain, la Commission considère que l'Opération n'est pas de nature à poser de problèmes concurrentiels sur un éventuel marché de l'effacement.

297. La Commission note que l’Autorité a souligné dans son avis concernant l’effacement<sup>187</sup> qu’ « EDF a une connaissance très précise des consommateurs susceptibles de constituer les gisements d’effacement de consommation les plus significatifs. ». L’Autorité a ainsi identifié dans son avis des facteurs susceptibles de créer un risque d’éviction des concurrents d’EDF sur le marché de l’effacement: l’utilisation croisée de bases de données de clientèle, et la commercialisation d’offres liées de fourniture et d’effacement, dans le cadre de TRV ou d’offres libres.
298. La Commission note cependant que ces risques d’éviction ne sont pas spécifiques à l’Opération.

### 6.3.3.3 Conclusion

299. Au vu de ce qui précède, l’Opération ne soulève pas des doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur en raison des chevauchements horizontaux des activités des Parties sur un hypothétique marché de l’effacement en France.

### 6.3.4 *Marché des garanties de capacité*

#### 6.3.4.1 Analyse des Parties

300. Les Parties considèrent que l’émergence du mécanisme de capacité est sans impact sur l’analyse concurrentielle de l’Opération à plusieurs titres.
301. Tout d’abord, aux termes de l’article L. 335-5 du code de l’énergie, l’acheteur de l’électricité produite en France à partir d’énergies renouvelables ou par cogénération est subrogé au producteur de cette électricité pour la délivrance des garanties de capacité correspondantes. Ainsi, indépendamment de l’Opération, EDF sera en tout état de cause subrogée de par la loi à Dalkia pour la plus grande partie des capacités de cette dernière.
302. En ce qui concerne les capacités de production de Dalkia non soumises à l’obligation d’achat, Dalkia devra les faire certifier et pourra valoriser ses certificats auprès d’EDF ou de tout autre fournisseur à des conditions de marché.
303. A cet égard, les Parties soulignent que, en réponse à une préoccupation exprimée par l’Autorité dans son avis sur le mécanisme de capacités, l’article 16 du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 impose que chaque fournisseur et chaque exploitant de capacités ouvre un compte dans le registre tenu par le gestionnaire du réseau de transport. Ce registre contiendra les informations relatives à toutes les transactions permettant au régulateur sectoriel et à l’autorité de la concurrence de contrôler que les transactions – y compris les transactions intra-EDF SA et intra-groupe EDF – se font bien à des conditions de marché.

#### 6.3.4.2 Position de la Commission

304. Au regard de la subrogation d’EDF à Dalkia pour les obligations de garanties correspondant à la majeure partie des capacités de Dalkia, ainsi que des obligations de transparence applicables aux garanties qui seront valorisées par Dalkia sur le

---

<sup>187</sup> Avis de l’Autorité n° 13-A-25 du 20 décembre 2013 concernant l’effacement de consommation dans le secteur de l’électricité.

futur marché, la Commission considère que l'Opération n'est pas de nature à poser de problèmes concurrentiels sur un éventuel marché des garanties de capacité.

### 6.3.4.3 Conclusion

305. Au vu de ce qui précède, l'Opération ne soulève pas des doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur en raison des chevauchements horizontaux des activités des Parties sur un hypothétique marché des garanties de capacité en France.

### 6.3.5 Marché de la fourniture d'électricité au détail

306. Dalkia n'est pas présente sur les marchés de la fourniture d'électricité au détail.

307. EDF, au travers de ses offres de marché et de ses offres aux TRV, dispose de parts de marché significatives sur chacun des marchés de la fourniture d'électricité au détail.

308. Sur le marché français de la fourniture d'électricité au détail aux grands clients industriels (dont la consommation annuelle est supérieure à 7 GWh), la part de marché d'EDF s'élevait à environ [50-60]% en 2012 et [50-60]% en 2013.<sup>188</sup> Les parts de marché des principaux concurrents d'EDF sont résumées dans le Tableau 3.

*Tableau 3 – Parts de marché d'EDF et de ses principaux concurrents sur le marché français de la fourniture d'électricité au détail aux grands clients industriels*

	<b>EDF</b>	<b>GDF Suez</b>	<b>E.ON</b>	<b>Vattenfal</b>	<b>ENEL</b>	<b>ALPIQ</b>
<b>2013</b>	<b>[50-60] %</b>	[10-20]- [10-20]%	[5-10]- [10-20]%	[0-5]- [5-10]%	[0-5]- [5-10]%	[0-5]- [5-10]%
<b>2012</b>	<b>[50-60] %</b>	[10-20]- [10-20]%	[5-10]- [10-20]%	[0-5]- [5-10]%	[0-5]- [5-10]%	[0-5]- [5-10]%
<b>2011</b>	<b>[60-70] %</b>	[5-10]- [10-20]%	[5-10]- [10-20]%	[0-5]- [5-10]%	[5-10]- [10-20]%	[0-5]- [5-10]%
<b>2010</b>	<b>[60-70] %</b>	[0-5]- [0-5]%	[5-10]- [10-20]%	[0-5]- [0-5]%	[0-5]- [0-5]%	[5-10]- [10-20]%

Source: calculs Commission sur la base des données EDF<sup>189</sup>

309. Sur le marché français de la fourniture d'électricité au détail aux petits clients industriels et commerciaux (dont la consommation annuelle est inférieure à 7 GWh mais ayant une puissance de raccordement supérieure à 36 kVA), la part de marché d'EDF s'élevait à environ [80-90] % en 2012 et [70-80] % en 2013. Les parts de marché des principaux concurrents d'EDF sont résumées dans le Tableau 4.

<sup>188</sup> Contrairement à la méthodologie utilisée par EDF, cette part de marché inclut les clients dont la consommation excède 7 GWh par an, mais bénéficiant encore d'un TRV. La part de marché d'EDF sur un marché des clients dont la consommation excède 7 GWh mais uniquement en offre de marché était de [40-50] % en 2012 et [30-40] % en 2013.

<sup>189</sup> EDF a estimé à environ [...] TWh la consommation des grands clients industriels (consommation supérieure à 7 GWh par an) encore aux TRV "jaune" ou "vert" en 2012. Ces [...] TWh, inclus dans la catégorie petits clients industriels et commerciaux dans les données fournies par EDF, ont été attribués aux grands clients industriels dans les calculs de la Commission (d'où une part de marché d'EDF plus élevée sur les grands clients industriels et plus faible sur les petits clients industriels et commerciaux, par rapport aux parts de marché transmises par EDF). Cette estimation a également été utilisée pour 2013, 2011 et 2010. En tout état de cause, l'incertitude sur cette valeur n'a pas d'influence matérielle sur les conclusions de l'analyse.

*Tableau 4 – Parts de marché d'EDF et de ses principaux concurrents sur le marché français de la fourniture d'électricité au détail aux petits clients industriels et commerciaux*

	<b>EDF</b>	<b>GDF Suez</b>	<b>Direct Energie</b>	<b>Autres</b>
<b>2013</b>	<b>[70-80] %</b>	[5-10]-[10-20] %	[0-5]-[5-10] %	[0-5]-[5-10] %
<b>2012</b>	<b>[80-90] %</b>	[0-5]-[5-10] %	[0-5]-[5-10] %	[0-5]-[5-10] %
<b>2011</b>	<b>[80-90] %</b>	[0-5]-[5-10] %	[0-5]-[5-10] %	[0-5]-[5-10] %
<b>2010</b>	<b>[80-90] %</b>	[0-5]-[5-10] %	[0-5]-[5-10] %	[0-5]-[5-10] %

*Source: calculs Commission sur la base des données EDF*

310. Sur le marché français de la fourniture d'électricité au détail aux petits clients professionnels (ayant une puissance de raccordement inférieure à 36 kVA), la part de marché d'EDF s'élevait à environ [80-90] % en 2012 et [80-90] % en 2013. Les parts de marché des principaux concurrents d'EDF sont résumées dans le Tableau 5.

*Tableau 5 – Parts de marché d'EDF et de ses principaux concurrents sur le marché français de la fourniture d'électricité au détail aux petits clients professionnels*

	<b>EDF</b>	<b>GDF Suez</b>	<b>Direct Energie</b>	<b>Autres</b>
<b>2013</b>	<b>[80-90]%</b>	0-5%	0-5%	0-5%
<b>2012</b>	<b>[80-90]%</b>	0-5%	0-5%	5-10%
<b>2011</b>	<b>[80-90]%</b>	0-5%	0-5%	5-10%
<b>2010</b>	<b>[80-90]%</b>	0-5%	0-5%	5-10%

*Source: données EDF*

311. Au regard de ces parts de marché, la Commission conclut qu'EDF dispose d'un pouvoir de marché très fort sur chacun des marchés de la fourniture d'électricité au détail en France, voire d'une position dominante sur les marchés des petits clients industriels et commerciaux et des petits clients professionnels.

#### **6.4 Marché français de la gestion / maintenance multi-technique**

312. Les activités des Parties se chevauchent horizontalement sur le marché français de la gestion/maintenance multi-technique. Ce marché est aussi connexe au marché de la fourniture d'électricité au détail.
313. Dans les sections suivantes, la Commission analyse le chevauchement horizontal entre les Parties sur le marché français des services de gestion/maintenance multi-technique (Section 6.4.1), le risque de verrouillage du marché suite à l'Opération considérant le lien de connexité ou le potentiel lien vertical entre le marché de la fourniture d'électricité et le marché de la gestion/maintenance multi-technique (Sections 6.4.2 et 6.4.3), les risques de verrouillage considérant le lien entre le marché de la fourniture du gaz et les services de gestion/maintenance multi-technique (Section 6.4.4) et finalement les autres effets non-horizontaux éventuellement liés à l'accès par Dalkia aux informations détenues par EDF (Section 6.4.5).
314. Les Parties considèrent que le chevauchement horizontal et les autres liens verticaux/conglomérats ne soulèvent pas de problèmes de concurrence.

## 6.4.1 Aspects horizontaux

### 6.4.1.1 Activités des Parties et parts de marché

315. Dalkia propose principalement des offres globales incluant des prestations de gestion/maintenance/exploitation des équipements techniques et thermiques (systèmes de chauffage, d'eau chaude sanitaire et de froid, systèmes électriques, etc.).
316. Dalkia propose également des services d'optimisation des consommations d'énergies qui peuvent intégrer des prestations de conception/réalisation d'installations nouvelles ou de modernisation d'installations existantes. Dans ce contexte, Dalkia propose aussi des CPE. Les CPE prennent en considération les consommations en énergie (principalement en gaz) pour pouvoir définir, puis mesurer, les objectifs de performance énergétique. Les objectifs d'amélioration de l'efficacité énergétique doivent y être clairement fixés, exprimés en unité physique et être vérifiables et mesurables.
317. EDF, *via* ses filiales, propose des services de gestion/maintenance multi-technique. Elle offre également des services d'optimisation de la consommation énergétique aux entités publiques et aux entreprises dans le cadre d'une offre de conseil seule ou d'une prestation globale.
318. Le marché de services de gestion/maintenance multi-technique rassemble une grande variété de services et prestations à destination de différents types de clients et les activités des Parties apparaissent principalement comme complémentaires.
319. Les services inclus dans les informations et données sur le marché de la gestion/maintenance multi-technique comprennent<sup>190</sup> (i) les prestations de gestion thermique : conduite et maintenance des installations thermiques, gros entretien et renouvellement des installations thermiques, gestion de l'énergie thermique (fourniture de chaleur et de froid) dans le cas des prestations d'optimisation énergétique; (ii) les prestations de gestion multi-technique : conduite et maintenance, gros entretien et renouvellement des installations techniques du bâtiment, à savoir le chauffage, la ventilation, la climatisation et l'électricité (courants forts et courants faibles), ainsi que la gestion des énergies (fourniture de chaleur, de vapeur, de froid, d'air comprimé, etc.) dans le cas des prestations d'optimisation énergétique et (iii) les services d'optimisation des consommations d'énergie (hors électricité) pour les besoins des grands opérateurs d'immeubles collectifs ou d'équipements publics et sites industriels commerciaux.
320. Les Parties estiment que Dalkia détenait une part de marché en valeur comprise entre [20-30]% et [20-30]% en 2012 et entre [20-30] % et [20-30] % en 2013 sur le marché de la gestion/maintenance multi-technique en France<sup>191</sup>. Quant à EDF, les Parties estiment qu'elle détenait une part de marché marginale. Les parts de marché combinées des Parties sur le marché de la gestion/maintenance multi-technique en France étaient entre [20-30] et [20-30] % en 2012 et entre [20-30] et [20-30] % en 2013.<sup>192</sup> L'incrément de parts de marché suscité par l'Opération, tel que recalculé par la Commission, est marginal à moins de [0-5]%.

---

<sup>190</sup> EDF, réponse au RFI2.

<sup>191</sup> EDF, réponse du 3 juin 2014 au RFI4; recalculé.

<sup>192</sup> Parts de marché calculées sur la base des chiffres d'affaires de chacune des Parties et la taille de marché telle qu'estimé par les Parties entre EUR 8 et 9,5 milliards. La Commission a examiné la cohérence d'ensemble des données fournies par les Parties en ce qui concerne en particulier la taille du marché français de la

#### 6.4.1.2 Description du marché et structure de la concurrence sur le marché

321. Le marché de la gestion/maintenance multi-technique est un marché avec un grand nombre de fournisseurs de services de taille différente<sup>193</sup>. Outre les sociétés pour lesquels le métier traditionnel repose sur des prestations de gestion/maintenance multi-technique, d'autres acteurs issus d'horizons divers tels que des industriels/équipementiers ou des installateurs provenant principalement du monde du Bâtiment/Travaux Public ("BTP") sont aussi actifs sur ce marché. Il existe en outre un très grand nombre d'acteurs locaux ou régionaux<sup>194</sup>.
322. Les Parties estiment que les principaux concurrents sont Cofely Ineo, Vinci Energies, Idex, Bouygues Energies & Services ou Spie avec les parts de marché suivantes en 2012 et 2013<sup>195</sup>:

*Tableau 6 - Principaux concurrents  
sur le marché de la gestion/maintenance multi-technique*

Principaux concurrents	2012	2013
Cofely Ineo (GDF Suez)	[20-30]-[20-30]%	[20-30]-[20-30]%
Vinci Energies	[10-20]-[10-20]%	[20-30]-[20-30]%
Idex	5-10%	5-10%
Bouygues Energies & Services	0-5%	0-5%
Spie	0-5%	0-5%
Eiffage	0-5%	0-5%

*Source: Form CO et réponse EDF à RF15*

323. Une étude de 2013, "*Le marché français des services d'efficacité énergétique*" par Les Echos Etudes ("étude Les Echos"), comprend la monographie de 15 acteurs principaux sur les services énergétiques en France.<sup>196</sup> En plus des concurrents identifiés dans le Tableaux 6, l'étude Les Echos identifie Enel, Ergelis, Groupe ES, Primagaz, Schneider Electric, Siemens et Voltalis.
324. Une large majorité des clients ont identifié Cofely Ineo, filiale de GDF Suez comme le concurrent le plus important de Dalkia et EDF sur le marché de la

---

gestion/maintenance multi-technique. La fourchette estimée par les Parties, entre EUR 8 et 9,5 milliards en 2013, pourrait être un peu élevée. Une valeur basse plus prudente de la fourchette s'établirait autour d'EUR 7 milliards. Cela ne modifierait pas les conclusions de la Commission sur l'ensemble des effets de l'Opération, puisque notamment la part de marché combinée des parties resterait autour de [30-40]% et que les parts de marché relatives des concurrents seraient affectées de manière proportionnelle.

<sup>193</sup> Cf. minutes de l'entretien téléphonique avec Areva du 14 avril 2014, et minutes de l'entretien téléphonique avec Renault du 25 mars 2014.

<sup>194</sup> Cf. minutes de l'entretien téléphonique avec Areva du 14 avril 2014 minutes de l'entretien téléphonique avec Renault du 25 mars 2014 minutes de l'entretien téléphonique avec BNP Paribas du 16 mai 2014 et réponses aux questions 24 et 32 du questionnaire Q2 – clients.

<sup>195</sup> Pour une mise en perspective au niveau européen, dans les services énergétiques, en 2012, l'entité fusionnée aurait un équivalent chiffre d'affaires d'environ EUR [...], Cofely environ EUR [...], Vinci EUR [...], Dalkia International (Veolia Environnement) EUR [...], Spie EUR [...], Bouygues EUR [...], etc... Voir annexe 5.4.2 au Form CO, p.13.

<sup>196</sup> Annexe 5.4.3 au Form CO, pages 135 ff.

gestion/maintenance multi-technique en France<sup>197</sup>. D'autres concurrents ont aussi été identifiés comme concurrents majeurs, en particulier Vinci ou Bouygues. Dans l'étude Les Echos, les "prétendants" les mieux placés sur les services d'efficacité énergétique dits "actifs" et "passifs"<sup>198</sup> sont GDF Suez (par sa filiale Cofely), Bouygues et Schneider Electric tandis qu'EDF, Dalkia et d'autres concurrents sont identifiées comme "challengers"<sup>199</sup>.

325. Par ailleurs, les Parties vont continuer à être mises en concurrence par leurs clients après l'Opération. En effet, la majorité des concurrents ont expliqué que le moyen typiquement utilisé par leurs clients pour les sélectionner comme fournisseur de services de gestion/maintenance multi-technique est la procédure des appels d'offres.<sup>200</sup> Cela s'applique tant pour les clients publics, qui sont assujettis aux règles spécifiques de la commande publique sous le Code des marchés publics<sup>201</sup>, que pour les clients privés qui veulent pouvoir comparer plusieurs offres. De la même manière, une large majorité des clients ayant répondu à l'enquête du marché indique que la majorité des achats de services de gestion/maintenance multi-technique est conclu après une procédure d'appels d'offres ou de mise en concurrence<sup>202</sup>. Une telle procédure de sélection des prestataires de services de gestion/maintenance multi-technique assure une certaine égalité de traitement des candidats.
326. De plus, les clients ont identifié plusieurs fournisseurs qui répondent habituellement aux appels d'offres qu'ils lancent pour des services de gestion/maintenance multi-technique en France. Le plus souvent, au moins trois fournisseurs sont identifiés, parmi notamment Dalkia, Cofely, Vinci, Bouygues mais aussi Johnson Control, Spie, IDEX ou Eiffage, et parfois des acteurs plus spécialisés, locaux ou indépendants, tels qu'Atalian, Sodexo ou ISS.<sup>203</sup> Un client précise qu'il "contracte avec environ 40 entreprises pour ce type de prestation multi-technique."<sup>204</sup>
327. De plus, les clients ont en fait choisi ces autres prestataires<sup>205</sup>.
328. Le fait que plusieurs fournisseurs soient en mesure de répondre, et répondent habituellement aux appels d'offres lancés par les clients, indique que l'entité fusionnée continuera à faire face à un nombre suffisant de concurrents.
329. Finalement, une large majorité des clients considère qu'à l'issue de l'Opération, l'intensité concurrentielle restera suffisante pour empêcher des hausses

---

<sup>197</sup> Cf. réponses à la question 36 du questionnaire Q2 – clients.

<sup>198</sup> Les services d'efficacité énergétique active correspondant au suivi et au pilotage de la consommation (mesure de la consommation, effacement de consommation, smart building, smart home, etc.). Les services d'efficacité énergétique passive consistent principalement à améliorer l'enveloppe des bâtiments et les systèmes de production d'énergie. L'étude Les Echos relève que ces deux types de services sont généralement associés dans le cadre d'une même offre (page 131).

<sup>199</sup> Annexe 5.4.3 au Form CO, page 133.

<sup>200</sup> Cf. réponses aux questions 38 et 39 du questionnaire Q1 – concurrents.

<sup>201</sup> V. aussi Section 6.4.2.1.2.

<sup>202</sup> Cf. réponses à la question 31 du questionnaire Q2 – clients.

<sup>203</sup> Cf. réponses à la question 32 du questionnaire Q2 – clients, minutes de l'entretien téléphonique avec BNP Paribas du 16 mai 2014, minutes de l'entretien téléphonique avec Nexity du 12 mai 2014 et minutes de l'entretien téléphonique avec Areva du 14 avril 2014.

<sup>204</sup> Cf. minutes de l'entretien téléphonique avec BNP Paribas du 16 mai 2014.

<sup>205</sup> Cf. réponses à la question 24 du questionnaire Q2 – clients.

significatives et non transitoires des prix sur le marché français de la gestion/maintenance multi-technique.<sup>206</sup>

#### 6.4.1.3 Conclusion

330. La Commission conclut que l'Opération ne soulève pas des doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur au vu des chevauchements horizontaux sur le marché de la gestion/maintenance multi-technique en France. En particulier, considérant les parts de marché, la présence des concurrents significatifs et les procédures d'achat des clients, la Commission estime que l'entité fusionnée ne disposerait pas d'un pouvoir de marché significatif sur le marché des services de gestion/maintenance multi-technique en France.

#### 6.4.2 *Aspects congloméraux - Fourniture d'électricité/Gestion/maintenance multi-technique*

331. Le principal motif de préoccupation lié aux concentrations conglomérales concerne le verrouillage du marché (voir Section 6.1).

332. La Commission analyse ci-dessous si le lien de connexité entre les activités de fourniture d'électricité d'EDF et celles de gestion/maintenance multi-technique de Dalkia peut conférer à l'entité fusionnée la capacité et l'incitation d'exploiter, par un effet de levier, la forte position qu'elle occupe sur le marché de la fourniture d'électricité en recourant à des ventes liées ou groupées ou encore à d'autres pratiques d'exclusion sur le marché des services de gestion/maintenance multi-technique.

333. Le seul fait que l'entité fusionnée disposera d'une large gamme ou d'un portefeuille de produits/services ne pose pas, en tant que tel, de problèmes de concurrence.<sup>207</sup> Les clients peuvent avoir tout intérêt à s'approvisionner, pour la gamme de produits concernée, auprès d'une source unique (système de guichet unique) plutôt qu'auprès d'un nombre élevé de fournisseurs, notamment parce qu'une telle démarche leur permet de réaliser des économies sur les coûts de transaction.

334. Toutefois, certaines pratiques peuvent provoquer une réduction de la capacité ou de l'incitation des concurrents existants ou potentiels à faire face à la concurrence et peuvent réduire la pression concurrentielle qui pèse sur l'entité fusionnée, lui permettant d'augmenter ses prix.<sup>208</sup>

335. Dans les sections qui suivent, la Commission examine premièrement, si l'entité fusionnée aurait la capacité d'évincer ses concurrents, deuxièmement, si elle aurait une incitation économique à le faire et, troisièmement, si une stratégie de verrouillage du marché aurait une incidence négative significative sur la concurrence, portant ainsi préjudice aux consommateurs. Dans la pratique, ces facteurs sont souvent examinés ensemble car ils sont étroitement liés.

---

<sup>206</sup> Cf. réponses à la question 44 du questionnaire Q2 – clients

<sup>207</sup> Paragraphe 93 des lignes directrices sur les concentrations non-horizontales.

<sup>208</sup> Paragraphes 93 et 94 des lignes directrices sur les concentrations non-horizontales.

## 6.4.2.1 Capacité de verrouiller le marché

### 6.4.2.1.1 Introduction

336. La manière la plus directe pour l'entité fusionnée d'utiliser son pouvoir de marché pour pouvoir évincer des concurrents sur un autre marché est de conditionner les ventes d'électricité et de services de gestion/maintenance multi-technique de manière à relier entre eux les produits commercialisés séparément sur les différents marchés concernés.
337. Trois types d'offres peuvent être envisagés<sup>209</sup>: la vente liée, la vente groupée pure et la vente groupée mixte.
- Dans le cadre de ventes liées, deux cas de figure existent – soit une vente liée avec l'électricité comme produit liant (c'est-à-dire que l'électricité ne pourrait pas être achetée séparément, le consommateur étant obligé d'acheter les services de gestion/maintenance multi-technique avec la fourniture d'électricité), soit une vente liée avec les services de gestion/maintenance multi-technique comme produit liant (c'est-à-dire que les services de gestion/maintenance multi-technique ne pourraient pas être achetées séparément, le consommateur étant obligé d'acheter l'électricité avec les services de gestion/maintenance multi-technique).<sup>210</sup>
  - Dans le cas de la vente groupée pure, les produits sont vendus ensemble dans une proportion fixe. Si l'entité fusionnée mettait en place une stratégie de vente groupée pure, les produits ne seraient pas disponibles séparément après l'Opération.<sup>211</sup>
  - Dans le cadre de la vente groupée mixte, les produits sont disponibles séparément, mais la somme des prix de chacun des produits pris séparément est supérieure au prix total résultant de la vente groupée.<sup>212</sup>
338. Vue la spécificité de chaque marché en cause et la position respective des Parties sur les deux marchés, la Commission considère que l'analyse concurrentielle pertinente concerne les effets sur les marchés d'une offre groupée mixte fourniture d'électricité et services de gestion/maintenance multi-technique. L'existence d'un recoupement potentiel des bases réelles ou potentielles de clients de l'entité fusionnée au titre des services de gestion/maintenance multi-technique et de la fourniture d'électricité, ainsi que la connexité entre la fourniture de l'électricité et les services de

---

<sup>209</sup> Paragraphes 96 et 97 des lignes directrices sur les concentrations non-horizontales.

<sup>210</sup> L'hypothèse d'une vente liée peut être écartée; en effet, si l'entité fusionnée essayait d'obliger le consommateur à acheter l'électricité et les services de gestion/maintenance multi-technique ensemble, sans que l'un ou l'autre des services ne soit disponible séparément, les consommateurs auraient suffisamment d'alternatives plausibles sur chacun des deux marchés; cela rendrait une stratégie de vente liée improbable. De plus, le caractère très probablement illégal d'une vente liée électricité au regard du droit de la concurrence et notamment de l'article 102 TFEU, la forte probabilité que ce comportement puisse être détecté et les amendes probables en cas d'adoption d'un tel comportement rendent une telle pratique peu probable. En outre, une vente liée services n'est pas pertinente non plus étant donné que l'entité fusionnée ne disposera pas d'un pouvoir de marché suffisant sur le marché des services de gestion/maintenance multi-technique (voir Section 6.4.1).

<sup>211</sup> L'hypothèse d'une vente groupée pure peut être écartée car il n'est pas possible de vendre de l'électricité et des services de gestion/maintenance multi-technique en proportion fixe.

<sup>212</sup> Paragraphe 96 des lignes directrices sur les concentrations non-horizontales.

gestion/maintenance multi-technique, joueraient en faveur de la constitution d'une offre groupée mixte.<sup>213</sup>

339. Comme conclu dans la Section 6.3.5, l'entité fusionnée bénéficiera d'un fort pouvoir de marché, voire d'une position dominante, sur les marchés de la fourniture au détail d'électricité en France. Par contre elle ne bénéficiera pas d'un tel pouvoir sur le marché des services de gestion/maintenance multi-technique.<sup>214</sup> La Commission considère donc que l'entité fusionnée n'aurait que la capacité d'utiliser sa position sur les marchés de la fourniture d'électricité pour augmenter sa présence sur le marché des services de gestion/maintenance multi-technique.
340. D'autres aspects sont également importants pour l'analyse de la capacité de verrouiller le marché. En particulier, le problème qui se pose est de savoir si une décision de l'entité fusionnée de grouper les ventes d'électricité aux ventes de services de gestion/maintenance multi-technique peut se traduire par une réduction des ventes par les fournisseurs non intégrés de services de gestion/maintenance multi-technique, ou si ceux-ci peuvent déployer des contre-stratégies de manière efficace et en temps utile.<sup>215</sup> Dans ses Lignes directrices sur les concentrations non horizontales, la Commission relève par exemple la possibilité des concurrents mono-producteurs de décider d'appliquer une politique de prix plus agressive pour maintenir leur part de marché, atténuant ainsi l'effet de verrouillage. Etant donné que cette question est étroitement liée à l'impact global d'une possible stratégie de verrouillage, elle sera examinée dans le contexte de cette analyse notamment dans la Section 6.4.2.3.1.
341. Lors de son appréciation, la Commission examinera d'abord l'impact du cadre réglementaire sur la capacité de l'entité fusionnée de proposer des offres groupées mixtes (Section 6.4.2.1.2). Ensuite, la Commission appréciera l'importance de l'électricité pour les clients qui ont besoin de services de gestion/maintenance multi-technique (Section 6.4.2.1.3). La Commission analysera aussi les spécificités des deux marchés (Section 6.4.2.1.4) avant de conclure sur la capacité de proposer des offres groupées mixtes (Section 6.4.2.1.5).

#### 6.4.2.1.2 L'impact du cadre réglementaire

342. La Commission analyse l'impact du cadre réglementaire français sur la capacité de l'entité fusionnée de proposer des offres groupées mixtes. La question se pose en particulier pour les offres avec TRV<sup>216</sup> ainsi que pour les acheteurs publics.

##### *6.4.2.1.2.1 Capacité de proposer une offre combinée avec tarifs réglementés de vente d'électricité*

343. Les Parties expliquent que les dispositions légales et réglementaires qui régissent la fourniture d'électricité aux TRV en France ne permettent pas à EDF de proposer des offres combinant, dans un seul et même contrat, fourniture d'électricité aux TRV et services de gestion/maintenance multi-technique.

---

<sup>213</sup> Voir paragraphe 100 des lignes directrices sur les concentrations non-horizontales.

<sup>214</sup> Voir Section 6.4.1.

<sup>215</sup> Lignes directrices non-horizontales, paragraphe 103.

<sup>216</sup> Voir Section 6.2.2 pour une explication des contrats de fourniture d'électricité au détail en France.

344. En particulier les Parties font référence aux articles L.121-1, L.121-5<sup>217</sup>, L.337-9<sup>218</sup>, L.337-7<sup>219</sup> et L.331-4<sup>220</sup> du code de l'énergie et au décret n° 2009-975 du 12 août 2009<sup>221</sup>.
345. Les Parties expliquent que le bénéfice des TRV peut à ce jour être octroyé :
- (i) à la collectivité territoriale qui peut alors conclure un mandat de gestion avec un prestataire de services énergétiques en vertu duquel elle lui délèguera par exemple la gestion de la facturation. La collectivité reste toutefois titulaire du contrat de fourniture d'électricité et doit continuer à assurer le paiement des factures;
  - (ii) au prestataire des services énergétiques, qui doit alors être le consommateur final de l'électricité fournie, celle-ci ne pouvant pas être refacturée directement<sup>222</sup>.
346. En ce qui concerne une offre combinée s'articulant en deux offres / contrats séparés (par exemple en subordonnant l'octroi d'un prix moins élevé pour ses services à la condition que le client acquière aussi l'électricité au TRV), les Parties considèrent qu'en théorie une telle offre pourrait en effet être qualifiée d'offre groupée mixte. En effet, chacun des produits (électricité d'un côté et services de gestion/maintenance multi-technique de l'autre) resterait disponible séparément mais la somme des prix de chacun des produits serait supérieure au prix total résultant de la vente groupée.
347. Toutefois, d'après les Parties, une telle offre combinée mixte est impossible au regard des règles de concurrence et de la commande publique et en particulier:
- Une remise sur les services énergétiques si le client décide de s'approvisionner aux TRV reviendrait à violer le principe d'égalité des chances entre les entreprises participantes ainsi que le principe de transparence.
  - Le fait pour Dalkia de subordonner juridiquement ou économiquement (via un rabais sur ses offres) la conclusion d'un contrat de services énergétiques au fait que le client contractualise une fourniture d'électricité aux TRV, activité dont EDF détient le monopole légal avec les ELD, pourrait donc être qualifiée d'infraction aux règles de concurrence.

---

<sup>217</sup> L'article L. 121-1 du code de l'énergie prévoit que le service public de l'électricité a pour objet de garantir l'approvisionnement de l'électricité sur tout le territoire national. La fourniture d'électricité aux TRV prévue à l'article L. 121-5 du code de l'énergie est l'une des composantes du service public de l'électricité. La fourniture d'électricité s'entend exclusivement de la vente d'électricité à l'exclusion de tout autre service.

<sup>218</sup> L'article L. 337-9 du code de l'énergie précise que « *les consommateurs finals domestiques et non domestiques autres que ceux mentionnés à l'article L337-7 bénéficient des tarifs réglementés de vente d'électricité mentionnés à l'article L337-1 pour la consommation d'un site...* ».

<sup>219</sup> Les articles L. 337-7 et suivants du code de l'énergie ajoutent que les TRV d'électricité bénéficient à leur demande aux consommateurs finals d'électricité.

<sup>220</sup> L'article L. 331-4 du code de l'énergie précise que les pouvoirs adjudicateurs n'appliquent le code des marchés publics que pour la seule fourniture d'électricité en offre de marché.

<sup>221</sup> Les consommateurs se voient facturer une part fixe (abonnement) et une part variable « *proportionnelle à l'énergie consommée* », le montant de la part fixe et de la part variable étant fixés par arrêté ministériel.

<sup>222</sup> D'une part, le bénéfice des TRV est exclusivement réservé aux consommateurs finals en vertu de l'article L. 121-5 du code de l'énergie. D'autre part, l'achat pour revente d'électricité aux TRV est prohibé par les dispositions du cahier des charges qui prévoit l'interdiction de toute rétrocession d'énergie électrique pour un usager, à quelque titre que ce soit, à un ou plusieurs tiers. La revente d'électricité aux TRV constituerait une violation des dispositions de l'article L.121-5 du code de l'énergie qui confie la fourniture d'électricité à EDF et aux ELD.

348. L'ADEME explique qu'il serait légalement possible d'inclure la fourniture d'électricité dans une offre groupée incluant des services énergétiques.<sup>223</sup> La DGEC explique également qu'il n'existe pas à leur connaissance, de manière générale, de dispositions juridiques interdisant la mise en place d'offres combinant (a) la fourniture d'électricité (le cas échéant au TRV) et (b) des services énergétiques ou d'éclairage public.<sup>224</sup>
349. La Commission note que le moyen contractuel effectif (un seul contrat ou deux contrats séparés) par lequel l'entité fusionnée pourrait mettre en place une stratégie d'offre groupée mixte n'est pas déterminant en soi pour conclure quant à l'absence de capacité.
350. Toutefois, même s'il ne peut pas être exclu à ce stade que les Parties puissent proposer des offres groupées mixtes incluant l'électricité aux TRV, les règles spécifiques qui régissent la fourniture d'électricité aux TRV ne faciliteraient pas l'émergence de telles offres. En effet, ces offres devraient distinguer la fourniture d'électricité des autres services et, sans demande du client, EDF ne peut pas proposer d'elle-même la fourniture d'électricité aux TRV dans une offre commerciale.<sup>225</sup>

*6.4.2.1.2 Règles spécifiques concernant les entités publiques – principe d'allotissement, CREM/REM, CPE, PPPs*

351. Les Parties expliquent que la clientèle publique est soumise au respect des règles de la commande publique qui impliquent l'organisation d'appels d'offres préalables, dans les conditions légales applicables, pour attribuer les contrats de services de gestion/maintenance multi-technique et pour se fournir en électricité en offre de marché.<sup>226</sup>
352. En particulier, l'article 10 du Code des marchés publics dispose: « *Afin de susciter la plus large concurrence, et sauf si l'objet du marché ne permet pas l'identification de prestations distinctes, le pouvoir adjudicateur passe le marché en lots séparés dans les conditions prévues par le III de l'article 27.* »
353. Cette disposition introduit le principe d'allotissement qui ne permet pas, en règle générale, de regrouper des prestations différentes au sein d'un même lot. En conséquence, en règle générale, quand les acheteurs publics ont recours à des appels d'offres portant sur la fourniture d'électricité et sur la gestion/maintenance multi-technique, ces deux types de prestations doivent être prévus dans des lots différents. Cela permettra à des entreprises de répondre à certains lots seulement sans être désavantagées par rapport aux opérateurs répondant à tous les lots. D'après les Parties, ni EDF ni Dalkia ne disposeront d'un avantage concurrentiel significatif sur chacun des lots concernés.
354. La Commission note qu'il existe néanmoins certaines dispositions réglementaires qui permettent de déroger au principe de l'allotissement et qui permettraient aux

<sup>223</sup> Cf. minutes de l'entretien téléphonique avec ADEME du 3 avril 2014.

<sup>224</sup> Cf. minutes de l'entretien téléphonique avec DGEC du 3 juin 2014.

<sup>225</sup> Les articles L. 337-7 et suivants du code de l'énergie disposent que les TRV d'électricité bénéficient à leur demande aux consommateurs finals d'électricité. V. aussi Section 6.2.2.

<sup>226</sup> Les acheteurs publics ne doivent pas passer des appels d'offres pour s'approvisionner en électricité aux TRV. L'article L. 331-4 du code de l'énergie précise que les pouvoirs adjudicateurs n'appliquent le code des marchés publics que pour la seule fourniture d'électricité en offre de marché.

acheteurs publics de solliciter des offres combinant la fourniture d'électricité en offre de marché et la provision de services de gestion/maintenance multi-technique.

355. Le deuxième alinéa de l'article 10 du code des marchés publics dispose: « *Le pouvoir adjudicateur peut toutefois passer un marché global, avec ou sans identification de prestations distinctes, s'il estime que la dévolution en lots séparés est de nature, dans le cas particulier, à restreindre la concurrence, ou qu'elle risque de rendre techniquement difficile ou financièrement coûteuse l'exécution des prestations ou encore qu'il n'est pas en mesure d'assurer par lui-même les missions d'organisation, de pilotage et de coordination* ». Les acheteurs publics ont donc la possibilité de recourir à un marché global (électricité et services), avec ou sans identification de prestations distinctes, lorsque l'allotissement pourrait (i) restreindre la concurrence, (ii) rendre techniquement plus difficile ou financièrement coûteuse l'exécution des prestations ou (iii) que la collectivité n'est pas en mesure d'assurer elle-même les missions d'organisation, de pilotage et de coordination.
356. Deuxièmement, le Code des marchés publics<sup>227</sup> permet le recours à des marchés globaux associant soit (i) la réalisation, l'exploitation ou la maintenance (marchés publics dits « REM »), soit (ii) la conception, la réalisation et l'exploitation ou la maintenance (marchés publics dits « CREM »). Les Parties expliquent que cette disposition vise principalement l'introduction des CPE dans la commande publique, et plus largement l'introduction de tout marché comportant des engagements de performance mesurables, définis notamment en termes de niveau d'activité, de qualité de service, d'efficacité énergétique ou d'incidence écologique. Elle permet ainsi au CPE de déroger à l'article 10 du Code des marchés publics qui pose le principe de l'allotissement et dont la méconnaissance est constitutive d'un manquement aux règles de mise en concurrence.
357. En effet, les CPE peuvent prendre la forme de marchés publics globaux, qui sont encadrés par l'article 73 du Code des marchés publics: « *Les marchés de conception, de réalisation et d'exploitation ou de maintenance sont des marchés publics qui associent l'exploitation ou la maintenance à la conception et à la réalisation de prestations afin de remplir des objectifs chiffrés de performance définis notamment en termes de niveau d'activité, de qualité de service, d'efficacité énergétique ou d'incidence écologique.* »
358. Le guide du contrat de performance énergétique édité par le MEDDE<sup>228</sup> précise toutefois: « *La fourniture d'énergie n'est pas en soi constitutive d'un CPE. La personne publique qui déciderait de la faire figurer dans le dossier de consultation des entreprises, sous forme d'obligation ou de variante doit s'assurer au préalable que cette disposition n'est pas de nature à restreindre anormalement le nombre des candidats et doit s'assurer de la lisibilité des consommations d'énergie au cours du contrat. Dans le cas contraire, il est souhaitable de séparer le contrat visant aux économies d'énergie et le contrat relatif à la fourniture d'énergie.* » Ceci semble de nature à limiter le regroupement des offres de fournitures et de services énergétiques au niveau des marchés publics.

---

<sup>227</sup> L'article 20 du décret n°2011-1000 du 25 août 2011 a modifié le Code des marchés publics en insérant un article 73.

<sup>228</sup> Disponible sur le site internet du ministère à l'adresse suivante : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Ref21.pdf>.

359. Troisièmement, le contrat de partenariat public-privé (« PPP ») offre une possibilité juridique aux acheteurs publics de lancer des marchés globaux incluant la fourniture en électricité. Les Parties expliquent que l'objet même de ces contrats est l'optimisation énergétique avec pour corollaire la réduction des consommations énergétiques des entités publiques concernées. Cependant, les Parties expliquent que les contrats de partenariat sont très rares dans les métiers de gestion-maintenance multi-technique de Dalkia compte tenu de leur complexité. Ainsi, la prise en charge de l'approvisionnement en électricité dans le cadre de contrats de gestion globale ne constituera pas un élément déterminant desdits contrats.
360. Considérant l'existence d'exceptions, la Commission ne peut pas conclure que l'entité fusionnée ne disposera pas de la capacité sur le plan juridique de proposer dans certains cas des offres combinées aux acheteurs publics après l'Opération. Néanmoins, au vue des règles spécifiques applicables aux acheteurs publics (qui représentent pour Dalkia près de [...] % du chiffre d'affaires), la provision d'offres groupées mixtes sera plus difficile.

#### 6.4.2.1.3 Importance de l'électricité

361. Une vente groupée est susceptible de pouvoir produire des effets significatifs si au moins un des produits des Parties est considéré par des nombreux clients comme particulièrement important et lorsqu'il y a peu d'alternatives acceptables à ce produit en raison, par exemple, de la différenciation des produits ou des contraintes de capacité auxquelles sont soumis les concurrents.<sup>229</sup>
362. La Commission note que l'électricité est un intrant important, pour les clients industriels en particulier, mais aussi pour d'autres catégories des clients susceptibles d'être intéressés par de services de gestion/maintenance multi-technique.<sup>230</sup> Néanmoins les prestations de Dalkia concernent principalement l'optimisation des usages thermiques à partir de chaudières de chauffage qui fonctionnent à partir de gaz, d'énergies renouvelables, de mazout ou de charbon. L'électricité ne présente un enjeu en termes d'optimisation énergétique que pour une minorité de ses clients et Dalkia note que l'électricité n'est donc quasiment jamais associée aux prestations de gestion/maintenance multi-technique.
363. Toutefois, comme expliqué dans la Section 6.2, le dispositif ARENH donne aux fournisseurs alternatifs d'électricité le droit d'acheter de l'électricité à EDF dans des conditions réglementées. Les concurrents d'EDF ont la capacité de proposer des offres de fourniture d'électricité à même de concurrencer EDF tant sur les TRV que sur les offres de marché de cette dernière. Les entreprises concurrentes sur le marché de la fourniture d'électricité pourraient donc répliquer les offres groupées potentielles proposées par l'entité fusionnée, comme expliqué dans la Section 6.4.2.3.1.

---

<sup>229</sup> Lignes directrices sur les concentrations non horizontales, point 99.

<sup>230</sup> Les Parties expliquent que la fourniture d'électricité ne joue qu'un rôle extrêmement limité pour les services de gestion/maintenance multi-technique (y inclus pour la performance énergétique et la réalisation des objectifs d'économies d'énergie). L'enquête du marché confirme que la fourniture d'électricité ne constitue pas un élément déterminant pour la fourniture de services de gestion/maintenance multi-technique.

#### 6.4.2.1.4 Spécificités des deux marchés

364. La Cour de Justice de l'Union européenne ainsi que la Commission ont reconnu que des temporalités différentes pour les composantes d'une offre groupée rendaient sa mise en pratique moins probable.<sup>231</sup>
365. La durée des contrats d'électricité est généralement moins longue que celles des contrats de services.
366. Ainsi, les Parties expliquent que les contrats de gestion/maintenance multi-technique ont en général une durée variant entre [...] ans en moyenne avec des différences significatives entre les divers types de contrat<sup>232</sup>, alors que les contrats de fourniture d'électricité sont majoritairement beaucoup plus courts et dépassent rarement [...] ans.<sup>233</sup>
367. De plus, la majorité des clients a confirmé que leurs contrats de fourniture d'électricité sont plutôt d'une courte durée, majoritairement un ou deux ans.<sup>234</sup> Les clients n'ayant pas encore exercé leur éligibilité ont montré peu d'appétence pour des contrats de fourniture d'électricité de longue durée.<sup>235</sup>
368. La Commission n'a pas identifié d'éléments convergents qui permettraient de conclure que la durée des contrats de fourniture d'électricité serait amenée à s'allonger après l'Opération.
369. En outre, les concurrents des Parties ont souligné que la différence de durées d'engagement est une des raisons pour lesquelles les clients ne sont pas intéressés par une offre groupée.<sup>236</sup>
370. La Commission note aussi qu'il existe des différences entre les deux marchés: la structure des coûts et les critères pour être compétitif sur les deux marchés sont significativement différents. En particulier, concernant les facteurs importants pour être compétitifs sur le marché de gestion/maintenance multi-technique, la majorité des répondants a mentionné la nécessité de disposer d'une main d'œuvre qualifiée (compétences techniques), d'avoir une implantation territoriale suffisante et une certaine capacité financière pour répondre aux appels d'offres.<sup>237</sup> De plus, la majorité des clients ayant répondu à l'enquête de marché a identifié des critères autres que le prix comme critère le plus important dans leur choix d'un fournisseur

---

<sup>231</sup> Voir arrêt T-210 / 01 General Electric Company v Commission, points 415 et 416 " *Si ces problèmes pratiques ne rendent certes pas impossibles les ventes groupées, il n'en demeure pas moins qu'elles augmentent la difficulté liée à leur mise en œuvre et, partant, rendent cette dernière moins probable.*" ainsi que le paragraphe 35 de la décision COMP/M.3304 GE / Amersham.

<sup>232</sup> Voir paragraphe 403 du Form CO.

<sup>233</sup> Voir paragraphes 1017 et 1327 du FORM CO. EDF a pris en plus un engagement dans le cadre de l'affaire COMP/39.386, *Contrats Long Terme France*, qui prévoit une durée ferme maximale de 5 ans pour des contrats de fourniture aux grands clients industriels. L'engagement principal réside dans la remise sur le marché tous les ans d'un pourcentage en volume du portefeuille de grands clients industriels ou, alternativement, dans l'hypothèse où le portefeuille d'EDF est inférieur au portefeuille de référence de 2009, ce qui a été le cas sans discontinuation depuis 2010, d'un plafond en volume de consommation non remis sur le marché à ne pas dépasser. EDF explique que pour 2013, le plafond de volumes non remis sur le marché à ne pas dépasser s'élève à [...] TWh, soit environ [...] % du volume contractualisé du portefeuille d'EDF en 2013 ( [...] TWh). Il en résulte que, par construction, pour respecter l'engagement pris devant la Commission européenne, EDF doit conclure des contrats d'un an pour un volume significatif de son portefeuille et doit limiter le nombre de contrats pluriannuels et leur durée. Plus un contrat est long, plus le volume de consommation comptabilisé comme pluriannuel augmente.

<sup>234</sup> Cf. réponses à la question 19 du questionnaire Q2- clients.

<sup>235</sup> Cf. réponses à la question 19 du questionnaire Q2- clients.

<sup>236</sup> Cf. réponses à la question 92.2 du questionnaire Q1- concurrents.

<sup>237</sup> Cf. réponses à la question 42 du questionnaire Q1- concurrents.

de services de gestion/maintenance multi-technique.<sup>238</sup> En revanche, la majorité des clients ont mentionné le prix comme le facteur le plus important dans leur choix de fournisseur d'électricité<sup>239</sup>. Finalement, le marché des services de gestion/maintenance multi-technique semble être une industrie peu capitalistique où la qualification de la main d'œuvre constitue le principal élément du coût du service proposé.

371. La Commission conclut que les durées différentes des contrats de fourniture d'électricité et de prestation de services de gestion/maintenance multi-technique et les différences dans l'évaluation de chaque marché devraient continuer de constituer un obstacle significatif à l'émergence d'offres groupées.

#### 6.4.2.1.5 Conclusion sur la capacité

372. Au regard des éléments qui précèdent, la Commission conclut que le cadre réglementaire qui affectera une partie significative de la clientèle de Dalkia, l'importance de l'électricité et les spécificités des deux marchés vues dans leur ensemble, même s'ils ne rendent pas impossibles les ventes groupées mixtes à toutes les catégories de clients (y inclus avec des TRV), augmentent la difficulté liée à leur mise en œuvre et, partant, rendent l'occurrence de ventes groupées mixtes moins probable, voire même peu probable.

#### 6.4.2.2 Incitation à verrouiller le marché

##### 6.4.2.2.1 Introduction

373. L'incitation à évincer les concurrents par le biais de ventes groupées mixtes dépend du degré de rentabilité de la stratégie ainsi mise en œuvre.<sup>240</sup> La vente groupée doit concerner une large base commune de clients pour chaque produit en question – plus les clients ont tendance à acheter les deux produits, plus la demande des produits pris individuellement est susceptible d'être affecté par les ventes groupées.<sup>241</sup>
374. La stratégie de vente groupée mixte repose sur la possibilité pour l'entité fusionnée de proposer un prix moins élevé sur la fourniture d'électricité (par le biais d'un rabais par exemple) aux consommateurs qui choisissent l'entité fusionnée pour les services de gestion/maintenance multi-technique, par rapport aux consommateurs qui choisissent de s'approvisionner en électricité séparément (c'est-à-dire hors de l'offre groupée mixte). Ce différentiel de prix sur la fourniture d'électricité pourrait inciter certains consommateurs à choisir l'entité fusionnée pour les services de gestion/maintenance multi-technique afin de bénéficier d'un prix plus faible pour la fourniture d'électricité.
375. Une telle stratégie pourrait augmenter la demande pour les services de gestion/maintenance multi-technique de l'entité fusionnée.
376. L'entité fusionnée dispose de deux moyens pour générer un différentiel de prix sur la fourniture d'électricité.

---

<sup>238</sup> Cf. réponses à la question 35 du questionnaire Q2- clients.

<sup>239</sup> Cf. réponses à la question 18 du questionnaire Q2- clients.

<sup>240</sup> Lignes directrices non-horizontales, paragraphes 105 et suivants.

<sup>241</sup> Lignes directrices non-horizontales, paragraphe 100. Dans le présent cas, cet élément est aussi pertinent aussi pour l'analyse de l'incitation.

377. Dans une première hypothèse, elle peut proposer l'électricité vendue séparément (hors offre groupée mixte) au même prix que l'électricité avant l'Opération. Le rabais proposé est alors entièrement supporté par le prix de l'électricité en offre groupée mixte.<sup>242</sup>
378. Néanmoins, une telle pratique de vente groupée mixte n'est pas susceptible en soi, c'est-à-dire en dehors d'un possible effet d'éviction des concurrents, de restreindre la concurrence (voir Section 6.4.2.3 pour un complément d'analyse).
- Premièrement, pour les consommateurs qui ne choisissent pas l'offre groupée mixte (c'est à dire achetant l'électricité auprès de l'entité fusionnée et les services de gestion/maintenance multi-technique auprès des concurrents de Dalkia): ceux-ci bénéficient d'une part, d'électricité à un prix égal au prix avant l'Opération, et d'autre part, d'un prix potentiellement plus faible pour les services de gestion/maintenance multi-technique (les ventes groupées mixtes pouvant inciter les concurrents de Dalkia à diminuer leurs prix des services de gestion/maintenance multi-technique afin de conserver leurs clients).
  - Deuxièmement, pour les consommateurs qui choisissent l'offre groupée mixte: ceux-ci ont eu le choix de rejeter l'hypothèse précédente (qui était déjà plus avantageuse que la situation avant l'Opération) et bénéficient donc d'une situation plus favorable.
379. En outre, l'incitation de l'entité fusionnée à proposer des offres groupées mixtes sans augmenter le prix de l'électricité vendue séparément serait ambiguë. En l'absence de gains d'efficacité (qui n'ont pas été avancés par les Parties), ce type d'offre est sous-optimal car l'entité fusionnée diminue le prix de l'électricité en vigueur avant l'Opération, prix qui est vraisemblablement à l'équilibre.
380. Par contre, dans une deuxième hypothèse, l'entité fusionnée peut augmenter le prix de l'électricité vendue séparément par rapport au prix de l'électricité avant l'Opération. Dans ce cas, l'entité fusionnée pourra toujours générer le même différentiel de prix, mais sans en faire supporter toute la charge au prix de l'électricité en vente groupée mixte.<sup>243</sup> Cela signifie qu'un prix plus élevé pour l'électricité fournie séparément est une condition nécessaire (mais pas suffisante) pour que les offres groupées mixtes puissent produire des effets anti-concurrentiels s'il n'y a pas d'effet d'éviction. Il est donc nécessaire de supposer que la stratégie d'EDF altère le prix de l'électricité fournie séparément afin de mesurer de possibles incitations à mettre en place des offres groupées. L'analyse des incitations ci-dessous fait cette hypothèse.
381. De plus, concernant les offres groupées mixtes avec l'électricité fournie aux TRV, l'entité fusionnée ne sera pas en mesure de proposer un rabais sur la fourniture d'électricité au TRV et elle serait obligée de proposer la fourniture d'électricité au TRV même en dehors des offres groupées, ce qui limiterait l'incitation à proposer de telles offres.

---

<sup>242</sup> C'est-à-dire que le prix de l'électricité vendue dans le cadre d'une vente groupée mixte serait égal au prix avant l'Opération diminué du rabais.

<sup>243</sup> Dans cette deuxième hypothèse, le prix de l'électricité en offre groupée serait supérieur par rapport au premier cas.

382. Finalement, le caractère potentiellement illégal d'une vente groupée mixte au TRV avec une remise sur les services ne peut pas être exclu.<sup>244</sup> En particulier, une offre subordonnant l'octroi d'un prix moins élevé pour les services à la condition que le client acquière aussi l'électricité au TRV pourrait avoir un caractère potentiellement illégal au regard du droit de la concurrence (et notamment de l'article 102 TFUE), compte tenu du monopole légal dont bénéficie EDF sur les TRV, ce qui pourrait réduire l'incitation de l'entité issue de la fusion de poursuivre une telle stratégie.
383. En tout état de cause, en ce qui concerne les clients éligibles aux TRV, même si l'entité fusionnée proposait des offres groupées mixtes pour lesquelles le prix de l'électricité serait en offre de marché mais inférieur aux TRV, elle serait obligée de proposer la fourniture d'électricité aux TRV (c'est-à-dire aux prix en vigueur avant l'Opération) lorsque l'électricité est achetée séparément (c'est-à-dire hors de la vente groupée). Ainsi, comme mentionné précédemment aux paragraphes 377-379 (première hypothèse), cette situation n'est pas susceptible de restreindre la concurrence en l'absence d'un effet d'éviction.
384. L'analyse des incitations à pratiquer une stratégie de vente groupée mixte est donc surtout pertinente lorsque l'électricité est fournie en offre de marché.

#### 6.4.2.2.2 Clients concernés

385. L'augmentation potentielle de la demande sur le marché des services de gestion/maintenance multi-technique, provenant de consommateurs intéressés par une offre groupée auprès de l'entité fusionnée, constituerait le gain des offres groupées mixtes. Dans l'analyse ci-dessous, la Commission considère que le gain potentiel d'une stratégie de vente groupée mixte se réaliserait sur l'ensemble des clients de services de gestion/maintenance multi-technique des concurrents de Dalkia pouvant se fournir en électricité chez EDF. En effet, en l'absence d'informations détaillées sur la consommation d'électricité de ces clients, il est impossible de les séparer et de distinguer les chiffres d'affaires y afférents selon la distinction du marché de l'électricité. Ainsi le gain potentiel est en partie calculé sur des types de clientèle qui ne sont pas susceptibles d'être intéressés et/ou visés par des offres groupées mixtes.
386. En revanche, les consommateurs qui ne choisiraient pas l'entité fusionnée pour les services de gestion/maintenance multi-technique pourraient faire face à un prix plus élevé pour la fourniture d'électricité, ce qui pourrait les inciter à diminuer leur demande d'électricité auprès de l'entité fusionnée ou à changer de fournisseur d'électricité, en particulier après la fin des TRV jaune et vert au 31 Décembre 2015. Ainsi, la baisse de la demande d'électricité, pour les consommateurs qui ne sont pas susceptibles d'être intéressés par une offre groupée mixte auprès de l'entité fusionnée, pourrait constituer le risque de perte d'une stratégie de vente groupée mixte.
387. La Commission considère que la perte potentielle d'une stratégie de vente groupée mixte se réaliserait essentiellement sur le marché de la fourniture d'électricité aux petits clients industriels et commerciaux.

---

<sup>244</sup> Arrêt du Tribunal de première instance du 14 décembre 2005 dans l'affaire T-210/01, General Electric contre Commission, points 73-75. Arrêt de la Cour du 15 février 2005 dans l'affaire C-12/03 P, Commission contre Tetra Laval, points 74-78.

388. En effet, les clients de la catégorie des "grands clients industriels" sur le marché de l'électricité n'ont pas manifesté d'appétence pour des offres groupées (voir Section 6.4.2.3.2), et bénéficient d'un pouvoir de négociation important. Il est ainsi peu vraisemblable qu'une stratégie de vente groupée soit pertinente et puisse produire des effets anti-concurrentiels pour les grands clients industriels.
389. Concernant les clients "petits professionnels", ceux-ci sont eux-aussi très peu susceptibles d'être la cible d'offres groupées mixtes fourniture d'électricité / services de gestion/maintenance multi-technique. D'une part, ces clients ne sont pas la cible de Dalkia et ne le deviendraient pas après l'Opération. En effet, la présence des petits clients dans le portefeuille de Dalkia s'élèverait au maximum à [0-10]% des installations gérées par Dalkia. De plus, Dalkia a cédé les entreprises qu'elle détenait qui étaient actives sur ce marché (Proxiserve et Procholor).<sup>245</sup> D'autre part, les clients "petits professionnels" se fournissent très majoritairement au TRV "bleu"<sup>246</sup> qui sera maintenu, y compris après la fin des TRV "jaune" et "vert" fin 2015. Comme indiqué à la Section 6.4.2.2.1, une offre groupée mixte dans un tel cadre n'est pas susceptible de restreindre la concurrence en l'absence d'effets d'éviction.
390. De plus, l'entité fusionnée dispose d'un pouvoir de marché plus important sur le marché de la fourniture d'électricité aux petits clients industriels et commerciaux (voir Section 6.3.5), ce qui rend une analyse des offres de ventes groupées mixtes plus pertinente pour ces clients. Si l'entité fusionnée dispose également d'un pouvoir de marché important sur le segment des petits professionnels, ceux-ci sont moins susceptibles de faire l'objet d'offres de ventes groupées mixtes, comme expliqué au paragraphe ci-dessus.
391. Sur la base des données disponibles<sup>247</sup> et comme expliqué ci-dessous, la Commission considère qu'il est peu vraisemblable que l'entité fusionnée ait une incitation à pratiquer une stratégie de vente groupée mixte en altérant de manière significative le prix de l'électricité vendue séparément. En effet, la fourniture d'électricité en offre de marché a une valeur deux fois plus importante que celle des services de gestion/maintenance multi-technique tandis que les marges associées à ces deux marchés sont relativement proches, respectivement [...] % et [...] % (voir ci-dessous).

#### 6.4.2.2.3 Gain et pertes potentielles d'une stratégie d'offre groupée mixte

392. Il est pertinent d'analyser si une pratique de vente groupée mixte avec fourniture d'électricité en offre de marché soulève des doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur.<sup>248</sup>
393. Afin de mesurer l'incitation à proposer des offres groupées mixtes, il est nécessaire (i) d'estimer le gain potentiel en mesurant l'augmentation de la demande pour les

<sup>245</sup> Réponse des Parties aux questions posées par la Commission le 17 juin 2014 du 17 juin 2014.

<sup>246</sup> Form CO, tableau 11.

<sup>247</sup> Notamment Réponse de Dalkia au QP8 et Réponse à RFI 3 Dalkia.

<sup>248</sup> En effet, même dans une situation où la pratique de vente groupée pourrait se traduire par une hausse du prix de l'électricité vendue séparément pour les consommateurs ne choisissant pas l'offre groupée mixte, ces derniers pourraient aussi bénéficier de prix plus faibles sur la gestion/maintenance multi-technique (les ventes groupées mixtes pouvant inciter les concurrents de Dalkia à diminuer leurs prix de gestion/maintenance multi-technique afin de conserver ces clients). De plus, concernant les consommateurs choisissant l'offre groupée, ces derniers bénéficient d'un prix plus faible sur la fourniture d'électricité, mais pourraient voir le prix de la gestion/maintenance multi-technique augmenter (par exemple, dans le cas où l'entité fusionnée souhaiterait compenser le rabais consenti sur les la fourniture d'électricité) Ainsi, en comparaison de la situation avant l'Opération, il n'est pas possible de conclure de manière claire qu'une pratique de vente groupée serait susceptible de restreindre la concurrence.

services énergétiques proposés par l'entité fusionnée et (ii) d'estimer la perte potentielle pour l'entité fusionnée en mesurant la diminution de la demande pour l'électricité fournie séparément.

394. La valeur des services de gestion/maintenance multi-technique fournis par les concurrents de Dalkia aux consommateurs dont EDF pourrait être le fournisseur d'électricité est estimée à [...] Euros.<sup>249</sup> Le gain potentiel de la stratégie de vente groupée mixte concernerait donc la proportion de ces ventes de gestion/maintenance multi-technique qui se reporterait sur l'entité fusionnée, multipliée par une marge sur les services énergétiques de [...]%.<sup>250</sup>
395. De plus, la valeur de la fourniture d'électricité par EDF aux petits et moyens clients industriels et commerciaux est estimée à [...] Euros.<sup>251</sup> Ainsi, la perte potentielle de la stratégie de vente groupée mixte concerne la proportion de ces ventes d'électricité qui serait perdue par l'entité fusionnée, multipliée par une marge de [...] % pour la fourniture d'électricité.<sup>252 253 254</sup>
396. Ainsi, dans la mesure où les marges sont relativement proches ([...] % pour le gain potentiel sur les services de gestion/maintenance multi-technique, [...] % pour les pertes potentielles sur la fourniture d'électricité) avec des tailles de marchés très différentes ([...] Euros pour les gains potentiels sur la gestion/maintenance multi-technique, pour une perte potentielle concernant un marché de la fourniture d'électricité évalué à [...] Euros), les données disponibles ne permettent pas de conclure que l'entité fusionnée aurait une incitation à pratiquer une stratégie de vente

---

<sup>249</sup> Le marché de la gestion/maintenance multi-technique aurait une valeur d'environ [...] d'euros, tandis que Dalkia réalise un chiffre d'affaires de [...] d'euros en 2013. Les concurrents de Dalkia réalisent donc un chiffre d'affaires de [...] d'euros. Les clients de Dalkia sont principalement des grands clients industriels et des petits clients industriels et commerciaux, il semble donc approprié de considérer que les clients de services de gestion/maintenance multi-technique des concurrents de Dalkia appartiennent aux mêmes marchés. Ainsi, il semble pertinent d'utiliser la part de marché d'EDF pour la fourniture d'électricité aux grands clients industriels et aux petits clients industriels et commerciaux, soit [...] % - calculée sur l'agrégat des marchés des grands clients industriels et petits clients industriels et commerciaux. La valeur du marché des services de gestion/maintenance multi-technique fournis par les concurrents de Dalkia aux consommateurs qui pourraient se fournir en électricité auprès de EDF est donc estimée à [...]. En tout état de cause, si l'on considérait que les clients des concurrents de Dalkia incluait les petits clients professionnels, la part de marché d'EDF sur l'agrégat passerait à [...] %, ce qui ne changerait pas les conclusions de l'analyse des incitations.

<sup>250</sup> La marge de [...] % est la moyenne des taux de marges brutes (révisés en prenant en compte les réponses au questionnaire Q4) de Dalkia sur les contrats de services de gestion/maintenance multi-technique renseignées sans prendre en compte les valeurs extrêmes (supérieures à 50% ou négatives). En notant ~~TRV~~, la proportion des ventes de services de gestion/maintenance multi-technique qui se reporterait des concurrents de Dalkia vers l'entité fusionnée suite à la mise en place d'une stratégie d'offres groupées mixtes, le gain potentiel d'une stratégie d'offre groupée mixte est égal à [...].

<sup>251</sup> [...] d'euros, où [...] TWh correspond à la consommation d'électricité des petits clients industriels et commerciaux fournis par EDF en 2013, en excluant de ce volume les grands clients industriels n'ayant pas exercé leur éligibilité. Le prix de la fourniture d'électricité en offre de marché est de [...] Euros par MWh pour les petits clients industriels et commerciaux.

<sup>252</sup> La marge de [...] % qui est utilisée dans l'analyse est la marge brute réalisée par EDF sur le marché des petits clients industriels et commerciaux en offre de marché en 2013. La Commission considère que cette marge indique correctement le niveau de marge qui sera pratiqué après la disparition des TRV, car les clients ayant décidé de passer en offre de marché ont encore, en 2013, la possibilité de revenir aux TRV. De plus les TRV jaune et vert sont contestables en moyenne.

<sup>253</sup> En notant ~~TRV~~ la proportion des ventes d'électricité qui serait perdue par l'entité fusionnée suite à la mise en place d'une stratégie d'offre groupée mixte, la perte potentielle en raison de la diminution des ventes d'électricité suite à l'augmentation du prix de l'électricité vendue séparément est égale à [...].

<sup>254</sup> Etant donnée la difficulté d'identifier les petits clients industriels et commerciaux susceptibles d'être intéressés par les services de gestion/maintenance multi-technique, la nouvelle entité devrait appliquer la hausse des prix de l'électricité sur une base de clients suffisamment importante pour inciter les clients intéressés par les services de gestion/maintenance multi-technique à se reporter sur Dalkia.

groupée mixte par une distorsion significative du prix de l'électricité vendue séparément.<sup>255</sup>

397. De plus, comme indiqué dans la Section 6.4.2.2.2, les offres groupées mixtes ne sembleraient pas pertinentes pour l'ensemble des clients de services de gestion/maintenance multi-technique. Ainsi, en l'absence de valeur précise des prestations de services de gestion/maintenance multi-technique susceptibles d'être pertinentes pour les clients d'une offre groupée mixte, l'analyse suppose que le gain potentiel d'une stratégie de vente groupée mixte pourrait concerner des ventes de services de gestion/maintenance multi-technique estimées à [...] Euros. Il est probable que cette approche surestime de manière sensible le gain potentiel d'une stratégie de vente groupée mixte.<sup>256</sup> Ainsi, même avec une approche susceptible de surestimer le gain potentiel d'une stratégie de vente groupée mixte, une stratégie de vente groupée mixte ne semble pas être rentable pour l'entité fusionnée.
398. Les différences entre les deux marchés,<sup>257</sup> qui semblent indiquer que les ventes d'électricité perdues par l'entité fusionnée pourraient être élevées si le prix de l'électricité vendue séparément devait augmenter (c'est-à-dire hors offre groupée), ainsi que la contrainte concurrentielle des fournisseurs alternatifs, qui pourraient se développer notamment après la fin des TRV jaune et vert, constituent des facteurs importants qui tendraient à limiter la capacité de l'entité fusionnée à augmenter le prix de l'électricité vendue séparément (c'est-à-dire hors de l'offre groupée). Dans une telle situation, la possibilité qu'une offre groupée mixte soit susceptible de restreindre la concurrence semble être limitée.
399. Il apparaît donc peu vraisemblable que l'entité fusionnée soit en mesure de capter suffisamment de ventes de services de gestion/maintenance multi-technique pour compenser le risque de perte sur la fourniture d'électricité. Ainsi, les incitations à mettre en place une pratique de vente groupée mixte apparaissent limitées.

#### 6.4.2.2.4 Conclusion sur l'incitation

400. Au regard des éléments qui précèdent, la Commission conclut que l'évaluation des valeurs relatives des marchés de fourniture d'électricité et de gestion/maintenance multi-technique, la faible appétence des clients, la contrainte concurrentielle des concurrents<sup>258</sup> indiquent que l'entité fusionnée n'aurait pas d'incitation à pratiquer une

---

<sup>255</sup> Pour que le gain potentiel de la stratégie d'offre groupée mixte soit supérieur à la perte potentielle, il est nécessaire que l'entité fusionnée capte une proportion de ventes de services de gestion/maintenance multi-technique très conséquente, [...] la proportion de ventes d'électricité perdues, ce qui semble peu vraisemblable étant donnée la sensibilité au prix plus élevée pour l'électricité que pour les services de gestion/maintenance multi-technique (voir paragraphe 399). Formellement, il faudrait que [...], d'où [...]. En considérant un marché des services de gestion/maintenance multi-technique de valeur égale à [...] d'euros (borne inférieure de l'estimation fournie par les Parties, on obtient [...]. Pour un marché de [...] d'euros (borne supérieure de l'estimation fournie par les Parties) [...]. Pour un marché de [...] d'euros, [...]. (voir Section 6.4.1). Dans tous les cas de figure la condition implique que

**$TR_{Dalkia} > TR_{Eler}$**

<sup>256</sup> Sur la base des réponses données par les clients de Dalkia sur leur consommation d'électricité (questionnaires Q4), la Commission a calculé que [...] % en valeur des ventes de services de gestion/maintenance multi-technique concernent des petits et moyens clients industriels et commerciaux. Le gain potentiel de la stratégie de vente groupée mixte pourrait donc être de [...] d'euros, ce qui ramènerait la condition d'incitation à [...].

<sup>257</sup> V. Section 6.4.2.1.4 – notamment la sensibilité au prix plus élevée pour l'électricité que pour les services de gestion/maintenance multi-technique.

<sup>258</sup> Comme analysé en détail par exemple dans la Section 6.4.2.3. La faible appétence des clients constitue un élément pertinent dans l'analyse des incitations car la proportion de vente de services de gestion/maintenance multi-technique susceptible d'être captée par l'entité fusionnée suite à l'offre groupée apparaît faible.

stratégie de vente groupée mixte par une distorsion significative du prix de l'électricité vendue séparément.

#### 6.4.2.3 Impact global sur le prix et le choix des offres combinées mixtes fourniture d'électricité et services de gestion/maintenance multi-technique

##### 6.4.2.3.1 La contrainte posée par les concurrents

###### 6.4.2.3.1.1 Introduction

401. Les ventes groupées peuvent déboucher sur une réduction importante des perspectives de vente pour les concurrents produisant un seul composant sur le marché. Si cette réduction atteint un certain niveau, elle peut entraîner une diminution de la capacité ou de l'incitation des entreprises rivales à faire face à la concurrence.<sup>259</sup>
402. C'est seulement lorsqu'une partie suffisante de la production du marché est affectée par le verrouillage résultant de l'opération de concentration que celle-ci peut entraver de manière significative la concurrence effective. S'il reste des acteurs mono-producteurs effectivement présents sur l'un ou l'autre marché ou s'ils ont la capacité et l'incitation à développer leur offre, il est peu probable que la concurrence se détériore à la suite de l'Opération.<sup>260</sup>
403. Les Parties arguent que l'entité fusionnée continuera à faire face à la concurrence frontale de nombreux opérateurs, notamment les filiales des leaders français du BTP, à savoir Vinci Facilities, Bouygues Energie & Services et Eiffage Energie ainsi que d'autres entreprises spécialisées dans la gestion/maintenance multi-technique, telles que Cofely Services (Groupe GDF Suez), SPIE ou encore Idex.<sup>261</sup>
404. D'après les Parties, les concurrents seront susceptibles de proposer des offres compétitives en réponse à d'éventuelles offres combinées de l'entité fusionnée, et de maintenir une forte pression concurrentielle par le biais d'offres de services de gestion/maintenance multi-technique seuls.
405. Ainsi, quand bien même les clients pourraient recourir à un marché global combinant la fourniture d'électricité et les prestations de gestion/maintenance multi-technique, il n'y aurait aucune modification de la structure de la concurrence sur les marchés concernés dès lors que plusieurs opérateurs pourront continuer à répondre aux appels d'offres.
406. Dans les sections ci-dessous, la Commission analysera si la contrainte posée par les concurrents sera suffisante pour que la concurrence ne se détériore pas à la suite de l'Opération. Ainsi, la Commission analysera dans la Section 6.4.2.3.1.2 la capacité des concurrents de proposer des offres groupées, dans la Section 6.4.2.3.1.3 la présence de concurrents sur le marché de la gestion/maintenance multi-technique et sur les marchés connexes, ainsi que dans la Section 6.4.2.3.1.4 les barrières à l'entrée et au développement.

---

<sup>259</sup> Lignes directrices sur les concentrations non horizontales, point 111.

<sup>260</sup> Lignes directrices sur les concentrations non horizontales, point 113.

<sup>261</sup> V. Form CO, paragraphes 894-896.

6.4.2.3.1.2 *La capacité des concurrents de proposer des offres groupées*

407. Lors de l'enquête de marché de la Commission, certains concurrents ont craint que même s'il était indispensable pour les concurrents de l'entité fusionnée d'être en mesure de proposer des offres groupées, cela leur serait inaccessible dans les conditions de concurrence résultant de l'Opération.<sup>262</sup> Une minorité des concurrents ont identifié le risque d'éviction comme conséquence pour leur entreprise/groupe s'ils ne pouvaient pas proposer de telles offres groupées après l'Opération.<sup>263</sup>
408. La Commission note que le mécanisme de l'ARENH, la méthode de construction par EDF de ses offres de marché par mimétisme et la contestabilité des TRV, y inclus des TRV bleus (voir Section 6.2), pourraient permettre aux entreprises concurrentes sur le marché de la fourniture d'électricité de répliquer les offres groupées potentielles proposées par l'entité fusionnée.
409. Comme expliqué dans la Section 6.2.4, l'atteinte éventuelle du plafond ARENH en 2018-2019 n'aurait pas pour effet le plus probable de limiter significativement la capacité des concurrents de l'entité fusionnée sur les marchés avals ou connexes au marché de la fourniture d'électricité d'acheter de l'électricité auprès de fournisseurs alternatifs dans des volumes suffisants et à un coût compétitif. De plus, en cas d'atteinte du plafond ARENH, les parts de marché d'EDF sur les marchés de la fourniture d'électricité seraient plus basses que ses parts de marché actuelles, puisqu'une demande accrue de volumes ARENH traduirait une augmentation des volumes fournis par les fournisseurs alternatifs et donc, sur un marché en faible croissance, une augmentation des parts de marché de ces derniers.
410. Les entreprises concurrentes d'EDF pourraient dès lors s'associer avec des entreprises concurrentes de Dalkia sur le marché des services de gestion/maintenance multi-technique pour répliquer les offres combinées de l'entité fusionnée et contrecarrer ainsi une éventuelle stratégie de ventes groupées mixtes.<sup>264</sup>
411. De plus, d'autres fournisseurs de services de gestion/maintenance multi-technique ont indiqué qu'ils seraient en mesure de proposer des offres combinant services de gestion/maintenance multi-technique et fourniture d'électricité au détail à la fois aux clients privés et aux clients publics.<sup>265</sup>
412. Par exemple, GDF-Suez est un opérateur significatif sur le marché de la gestion/maintenance multi-technique et l'un des principaux fournisseurs alternatifs d'électricité au détail. GDF-Suez développe déjà des offres combinées services et énergie.<sup>266</sup> De plus, des clients estiment que GDF/Cofely serait capable de proposer des offres groupées concurrentes, si ce type d'offres devait se généraliser.<sup>267</sup>
413. Bouygues indique aussi qu'il développerait une offre groupée en fonction de l'émergence de demandes d'offres groupées après l'Opération<sup>268</sup>. De plus, Bouygues explique qu'ils vont s'adapter pour faire des offres groupées électricité et

---

<sup>262</sup> Cf. Réponse d'Idex au Questionnaire Q1- concurrents.

<sup>263</sup> Cf. Réponses à la question 94.2 du questionnaire Q1- concurrents

<sup>264</sup> Voir paragraphe 103 des lignes directrices sur les concentrations non-horizontales.

<sup>265</sup> Cf. Réponses à la question 89 du questionnaire Q1- concurrents.

<sup>266</sup> Cf. Réponse de GDF Suez à la question 94.1. du questionnaire Q1- concurrents

<sup>267</sup> Cf. Réponses à la question 84 du questionnaire Q2- clients.

<sup>268</sup> Cf. Réponses de Bouygues au Questionnaire Q1- concurrents.

gestion/maintenance multi-technique si ce type de proposition est réclamé par les clients. Bouygues y réfléchit depuis plusieurs années, sous la forme de partenariats. Toutefois Bouygues note qu'il n'y a pas de demande matérielle des clients en la matière.<sup>269</sup>

414. Direct Energie identifie aussi des services associés à l'efficacité énergétique tels que l'aide à la rénovation, l'accompagnement du client pour rationaliser sa consommation ou l'installation de matériel pour aider à gérer sa consommation (comportemental). Direct Energie note que ces projets sont en général développés en partenariat avec d'autres entreprises.<sup>270</sup>

#### *6.4.2.3.1.3 La présence des concurrents forts sur le marché de la gestion/maintenance multi-technique et sur les marchés connexes*

415. Le marché de la gestion/maintenance multi-technique est un marché avec un grand nombre de fournisseurs de services de taille différente<sup>271</sup> et plusieurs concurrents significatifs qui concurrenceront l'entité fusionnée sur ce marché. Cofely, filiale de GDF Suez, est l'un des plus importants acteurs sur ce marché ; Vinci Energies, IDEX, Bouygues Energies & Services, Spie ou encore Schneider Electric sont bien placés sur les services en cause<sup>272</sup>.
416. De plus, l'entité fusionnée continuera à subir la concurrence d'acteurs puissants verticalement intégrés à des marchés connexes et adossés à de grands groupes comme GDF Suez, Vinci, Bouygues ou Eiffage.<sup>273</sup> Ces concurrents sont aussi actifs sur les marchés connexes comme le secteur du bâtiment /travaux publics ou le marché du gaz, et pourraient être à même de proposer d'autres types d'offres groupées mixtes incluant ces services et les services de gestion/maintenance multi-technique. Ceci pourrait aussi contrecarrer une éventuelle stratégie de vente groupée de l'entité fusionnée.<sup>274</sup>
417. Finalement, ces filiales de grands groupes bénéficient de la notoriété de leur maison-mère, d'une main d'œuvre qualifiée (présentant aussi des compétences sur des secteurs connexes aux services de gestion/maintenance multi-technique), d'une connaissance des marchés et acheteurs publics, de facilités de financement et de la capacité de mutualiser les risques de manière comparable à l'entité fusionnée.

#### *6.4.2.3.1.4 Les barrières à l'entrée et à l'expansion*

418. La majorité des concurrents ayant répondu à l'enquête du marché considère qu'il existe des barrières pour entrer ou se développer sur le marché français de la gestion/maintenance multi-technique.<sup>275</sup> Les concurrents expliquent que les principales barrières à l'entrée seront l'implantation territoriale dense, la notoriété des gros acteurs, les avantages induits par l'image de service public, les économies d'échelle ou l'accès aux informations sur la consommation d'électricité des clients.

---

<sup>269</sup> Cf. minutes de l'entretien téléphonique avec Bouygues du 6 juin 2014.

<sup>270</sup> Cf. minutes de l'entretien téléphonique avec Direct Energie du 27 février 2014.

<sup>271</sup> Cf. minutes de l'entretien téléphonique avec Areva du 14 avril 2014 et minutes de l'entretien téléphonique avec Renault du 25 mars 2014.

<sup>272</sup> V. Section 6.4.1.

<sup>273</sup> Cf. réponses à la question 37 et à la question 85 du questionnaire Q2- clients.

<sup>274</sup> Voir paragraphe 103 des lignes directrices sur les concentrations non-horizontales.

<sup>275</sup> Cf. réponses à la question 52 du questionnaire Q1 – concurrents.

419. La Commission note que les barrières identifiées ne sont pas de nature à empêcher de manière significative l'entrée ou l'expansion sur le marché de la gestion/maintenance multi-technique. Il existe aujourd'hui de nombreux concurrents sur le marché de la gestion/maintenance multi-technique provenant d'horizons différents – BTP, équipementiers ou énergéticiens. Par exemple, Eiffage Energie, est entré sur le marché de la gestion/maintenance multi-technique en 2010<sup>276</sup> et Vinci a augmenté sa présence en réalisant des acquisitions pour enrichir ses compétences et densifier son maillage territorial.<sup>277</sup>
420. S'il semble utile de disposer d'une taille critique localement, une implantation sur l'ensemble du territoire n'apparaît pas indispensable, et pourrait être développée de manière progressive. Les clients ont mentionné qu'ils ont un panel de fournisseurs différents à disposition qui inclut à la fois des fournisseurs locaux spécialisés<sup>278</sup> et les acteurs qui sont présents dans l'ensemble du territoire.
421. De plus, en ce qui concerne les avantages induits par l'image de service public et la notoriété, les Parties ont indiqué qu'en vertu de l'article 12.1 de l'Accord Cadre signé entre EDF, Veolia Environnement et Dalkia Holding le 25 mars 2014, la marque Dalkia, à l'instar de l'ensemble des droits de propriété intellectuelle détenus par Dalkia France, demeure la propriété de Dalkia France. [...].
422. L'Opération ne créera probablement pas une nouvelle barrière à l'entrée liée à l'avantage, supposé ou réel, donné par l'image d'ancien monopole public.
423. Certains concurrents<sup>279</sup> craignent aussi que l'Opération conduise à l'émergence d'une nouvelle barrière à l'entrée portant sur les conditions de la fourniture d'électricité. D'après eux, l'intégration de Dalkia dans le groupe EDF permettra à la première de bénéficier des prix de fourniture d'électricité très avantageux ou d'en faire bénéficier leurs clients dans le cadre d'offres jointes services/électricité. Il serait ainsi d'autant plus difficile pour les concurrents actuels et potentiels de l'entité fusionnée d'entrer ou de se développer sur le marché des services de gestion/maintenance multi-technique. Comme démontré dans la Section 6.4.2.2, l'entité fusionnée n'aurait pas d'incitation à pratiquer une stratégie de vente groupée mixte par une distorsion significative du prix de l'électricité vendue séparément.
424. De plus, la Commission considère que les économies d'échelle ne constituent pas une barrière à l'entrée car les marchés de gestion/maintenance multi-technique sont dispersés géographiquement et le coût de la main d'œuvre est le coût principal.
425. Finalement, la problématique de l'accès à l'information est traitée dans la Section 6.4.5.

---

<sup>276</sup> Voir Form CO, Tableau n°58.

<sup>277</sup> Voir par exemple décision de la Commission M.5701 Vinci/Gegelec ou décision de l'Autorité Décision n° 10-DCC-82 du 28 juillet 2010 relative à la prise de contrôle exclusif du groupe Faceo par Vinci.

<sup>278</sup> Cf. minutes de l'entretien téléphonique avec Areva du 14 avril 2014 minutes de l'entretien téléphonique avec Renault du 25 mars 2014 et minutes de l'entretien téléphonique avec Coriance du 7 mars 2014.

<sup>279</sup> Cf. réponse de GDF à la question 52.5 du questionnaire Q1.

#### 6.4.2.3.2 Appétence des clients

##### 6.4.2.3.2.1 *L'électricité et les services sont aujourd'hui achetés séparément*

426. Les Parties expliquent que la fourniture d'électricité et les services de gestion/maintenance multi-technique sont distincts et vendus indépendamment l'un de l'autre et qu'il n'existe pas de lien contractuel entre les deux prestations, à l'exception de quelques cas isolés. En effet, les clients finals s'approvisionnent directement en électricité pour leurs besoins, indépendamment de leur prestataire de services de gestion/maintenance multi-technique et il est aujourd'hui très rare de les voir solliciter une offre regroupant la fourniture d'électricité avec des prestations de gestion/maintenance multi-technique.
427. S'agissant du chiffre d'affaires réalisé par Dalkia dans le cadre d'offres groupées associant services de gestion multi-technique et fourniture d'électricité, de tels contrats sont aujourd'hui tant pour les clients industriels que pour les acheteurs publics uniquement conclus pour répondre à un besoin spécifique identifié par le client. Ceux-ci représentent une activité extrêmement marginale pour Dalkia (moins de [...] % de son chiffre d'affaires et moins de [...] % de son portefeuille de contrats). Concernant la fourniture d'électricité dans les cadre des contrats de gestion/maintenance multi-technique, les Parties expliquent que deux cas de figure peuvent se présenter: soit (i) le client souhaite conserver le bénéfice des TRV « vert », « jaune » et « bleu » en fonction de la puissance de raccordement des sites concernés, auquel cas Dalkia intervient seulement dans le cadre de mandats de gestion au nom et pour le compte du client, lequel conserve sa relation contractuelle directe avec son fournisseur aux TRV (EDF ou les ELD), soit (ii) le client souhaite opter pour une fourniture en offre de marché, auquel cas Dalkia procède à des appels d'offres en vue de fournir le client en électricité.
428. En ce qui concerne EOS, la principale filiale d'EDF active dans ce secteur en France, [...] de ses contrats de gestion/maintenance multi-technique [...] intègre la fourniture d'électricité.<sup>280</sup>
429. De plus, les Parties estiment que ce pourcentage infime des offres groupées pour Dalkia est similaire s'agissant de ses concurrents. Lors de l'enquête du marché, les concurrents des Parties ont confirmé qu'ils n'avaient conclu qu'un nombre limité des offres groupant les services de gestion/maintenance multi-technique et l'électricité.<sup>281</sup>
430. Une large majorité des clients ont indiqué qu'ils n'ont pas demandé et que leurs fournisseurs ne leur ont pas proposé des offres groupant services de gestion/maintenance multi-technique et fourniture d'électricité au cours des trois dernières années.<sup>282</sup> De manière spécifique, les grands clients industriels ont indiqué qu'ils effectuent leurs achats d'électricité de manière séparée et différente; tandis qu'ils achètent l'électricité de manière centralisée pour l'ensemble de leurs

---

<sup>280</sup> Form CO, paragraphe 439.

<sup>281</sup> Cf. Réponses à la question 89 du questionnaire Q1- concurrents et minutes de l'entretien téléphonique avec Vinci du 5 juin 2014.

<sup>282</sup> Cf. Réponses à la question 80 du questionnaire Q2 – clients.

besoins, leurs achats de services de gestion/maintenance multi-technique se fait en règle générale au site par site<sup>283</sup>.

#### 6.4.2.3.2.2 Faible appétence pour les offres groupées

##### *Position des Parties*

431. Les Parties notent que les offres groupées qui seraient susceptibles d'être proposées par l'entité fusionnée ne concerneraient potentiellement qu'une fraction limitée de la clientèle et qu'il convient de distinguer les grands clients industriels des petits clients industriels et commerciaux et les acheteurs publics.
432. Concernant les grands clients industriels, d'après les Parties, les grands clients industriels disposent en pratique des ressources et compétences internes pour optimiser eux-mêmes leurs approvisionnements en gaz et électricité, d'une part, et la gestion de leurs fluides industriels, d'autre part ; ils ne voient donc généralement pas de valeur ajoutée à confier cette gestion à un tiers unique moyennant rémunération.
433. Concernant les petits clients industriels et commerciaux, ils positionnent la contribution de Dalkia sur l'optimisation des usages thermiques, à travers d'abord la gestion des installations de production et de distribution de chaleur. Les clients considèrent en général que les usages purement électriques représentent moins de potentiel d'optimisation et en tout cas ne nécessitent pas de faire appel à un opérateur extérieur. Les Parties expliquent que seuls les grands clients tertiaires commencent à envisager l'intégration de l'ensemble des énergies (dont l'électricité) dans des contrats de type CPE, mais que cette évolution est très lente.
434. Concernant les personnes publiques, elles seront plus intéressées par une offre leur garantissant un maximum de sécurité tout en limitant, autant que possible, les démarches. Toutefois, elles sont soumises au respect des règles de la commande publique.

##### *Analyse de la Commission*

435. Une large majorité de clients (notamment les clients industriels<sup>284</sup>, mais aussi d'autres clients<sup>285 286</sup>) ont montré une faible appétence pour les offres groupées lors

---

<sup>283</sup> Cf. minutes de l'entretien téléphonique avec PSA Peugeot Citroën du 7 et 14 avril 2014 minutes de l'entretien téléphonique avec Areva du 14 avril 2014 minutes de l'entretien téléphonique avec Safran du 9 avril 2014, minutes de l'entretien téléphonique avec Renault du 25 mars 2014 et minutes de l'entretien téléphonique avec Arcelor du 28 mars 2014.

<sup>284</sup> Cf. minutes de l'entretien téléphonique avec PSA Peugeot Citroën du 7 et 14 avril 2014, minutes de l'entretien téléphonique avec Areva du 14 avril 2014, minutes de l'entretien téléphonique avec Safran du 9 avril 2014 minutes de l'entretien téléphonique avec Renault du 25 mars 2014 et minutes de l'entretien téléphonique avec Arcelor du 28 mars 2014.

<sup>285</sup> Cf. réponses à la question 81.3.2.2 et 82 du questionnaire Q2- clients. De plus, la majorité des clients ayant répondu à l'enquête de marché affirment que le profil de consommation d'électricité et/ou la consommation ne déterminent pas le type de services de gestion/maintenance multi-technique (cf. réponses à la question 29 du questionnaire Q2- clients).

<sup>286</sup> L'électricité consommée par les data centers peut représenter une partie importante de leurs coûts de fonctionnement. Les équipements et la ventilation/climatisation rendues nécessaires par la chaleur créée par les équipements requièrent beaucoup d'électricité. Les data centers seraient souvent similaires à de grands clients industriels, pour lesquels une offre groupée n'aurait pas d'intérêt. Par ailleurs, Dalkia a estimé que son développement sur les services de maintenance multi-technique aux data centers pourrait être de l'ordre de [...] par an, soit la prise en charge d'installations techniques d'environ [...], avec des contrats d'une durée généralement comprise entre [...] ans. Le secteur des data centers serait peu accessible pour Dalkia ; en effet, les entreprises qui

de l'enquête de marché de la Commission. Ces clients préfèrent acheter l'électricité de manière séparée pour des raisons d'efficacité du processus d'achat. Ainsi, les conditions de marché ne devraient pas être modifiées de manière significative par rapport aux conditions actuelles. L'enquête de marché a aussi montré que les clients ne voient qu'un intérêt limité aux offres groupées mixtes d'ici 3 à 5 ans.<sup>287</sup>

436. De plus, pour les clients qui disposent d'ores et déjà d'acheteurs spécialisés pour chaque type de produits ou de services et qui procèdent donc à ces achats de façon séparée, il semble improbable qu'ils changeront leur comportement suite à l'Opération.
437. En ce qui concerne les CPE, qui pourraient selon certains répondants à l'enquête de marché être une source d'offres groupées, il convient de noter que la MAPPP publie un suivi de l'ensemble des projets de contrat de partenariat qui lui sont soumis. Ce suivi indique une réduction importante du nombre de ces contrats; notamment le nombre de nouveaux projets de contrats de partenariat initialisés chaque mois (en valeur glissante) connaît une baisse importante depuis le milieu de l'année 2011, pour s'établir à moins de 2 nouveaux projets par mois sur le début de l'année 2014. Il est vraisemblable que le nombre de CPE y relatifs suivent une pente similaire.<sup>288</sup>
438. Il convient d'ailleurs de noter ici que des contrats associant services de gestion/maintenance multi-technique et fourniture d'électricité, par exemple via des contrats CPE (ou de type CPE)<sup>289</sup> ou des contrats d'intéressement paraissent inclure le plus fréquemment la fourniture d'électricité mais sans que le prix du kWh acheté par le client ne soit inclus dans les contrats en cause; seule la quantité d'électricité consommée fait l'objet d'un engagement.<sup>290</sup>
439. De surcroît, le principe de l'allotissement pourrait aussi contraindre la possibilité pour les acheteurs publics à choisir des offres groupées.
440. En outre, la possible contradiction entre la fourniture d'électricité et certaines activités de services énergétiques (par exemple, service d'optimisation de la consommation d'énergie pour réduire les coûts liés la consommation d'énergie) par un même groupe pourrait aussi réduire l'appétence des clients pour ce type d'offre groupée.
441. Finalement, les clients sont aussi peu susceptibles de demander des offres groupées mixtes avec les TRV considérant qu'EDF est la seule à proposer les TRV et qu'un appel d'offres pour une telle offre groupée mixte ne donnerait lieu à mise en concurrence ni sur le volet services de gestion/maintenance multi-technique ni sur le volet électricité.

---

installent les équipements techniques (électricité et climatisation) se voient souvent confier les services de maintenance multi-technique, le data center espérant ainsi s'assurer de la bonne mise en œuvre des installations en confiant l'installation et la maintenance à la même entreprise. Enfin, d'autres acteurs sont actifs sur ce type de clientèle, par exemple Cofély.

<sup>287</sup> Cf. réponses à la question 81.3.1.7, 81.3.2.2 et 82.1 du questionnaire Q2- clients.

<sup>288</sup> Cf. par exemple minutes de l'entretien téléphonique avec la MAPPP du 21 mai 2014, qui notent "*en ce moment, l'activité "CPE" est en baisse, l'ordre de grandeur est de 4 à 5 projets par an.*"

<sup>289</sup> Cf. par exemple minutes de l'entretien téléphonique avec Vinci du 5 juin 2014, et Etude Les Echos où il est noté "*Le principe du CPE est donc que le prestataire de services énergétiques s'engage sur un volume d'économies d'énergie sur les consommations de son client.*"

<sup>290</sup> Une analyse similaire peut être conduite pour les autres marchés concernés, notamment les services d'éclairage public.

442. La proportion de vente de services de gestion/maintenance multi-technique susceptible d'être captée par l'entité fusionnée suite à une offre groupée mixte apparaît donc faible.
443. Dès lors, il semble peu vraisemblable que l'entité fusionnée soit en mesure de capter suffisamment de ventes de services de gestion/maintenance multi-technique pour compenser le risque de perte sur la fourniture d'électricité.

#### 6.4.2.3.3 Conclusion sur l'impact global

444. Au regard des éléments qui précèdent, la Commission conclut que, vue la contrainte posée par les concurrents et la faible appétence présente et future des clients pour des offres groupées mixtes, l'Opération ne semble pas susceptible de conduire à l'éviction des principaux concurrents de l'entité fusionnée à moyen terme et qu'elle n'aura donc pas un impact négatif sur les prix et le choix.<sup>291</sup>

#### 6.4.2.4 Conclusion générale

445. Au regard des éléments qui précèdent, la Commission conclut qu'il est peu vraisemblable que l'aspect congloméral fourniture d'électricité/services de gestion/maintenance multi-technique produise des effets anti-concurrentiels pour les raisons suivantes: (i) la capacité de l'entité fusionnée à proposer des offres groupées mixtes apparaît limitée, (ii) il n'est pas possible de conclure que l'entité fusionnée disposerait des incitations suffisantes pour mettre en place une stratégie de vente groupée mixte, et (iii) l'impact global sur le prix et le choix serait limité, notamment car l'éviction de concurrents paraît peu vraisemblable dans un horizon de 3 à 5 ans.

#### 6.4.3 Aspects verticaux - Fourniture d'électricité / Gestion-maintenance multi-technique

446. La Commission considère qu'il n'existe pas des liens verticaux actuels ou potentiels entre les marchés de la fourniture d'électricité et ceux de services de gestion/maintenance multi-technique. Les prestataires de services de gestion/maintenance multi-technique n'ont pas besoin de se fournir en électricité pour pouvoir fournir leurs services de gestion/maintenance multi-technique.
447. En tout cas, l'Opération n'est pas susceptible de mener à un verrouillage des intrants au détriment des concurrents de Dalkia sur le marché de la gestion/maintenance multi-technique concernant l'accès à l'électricité étant donné le cadre réglementaire et en particulier le régime de l'ARENH.
448. Les risques de verrouillage de l'accès à la clientèle peuvent également être écartés au regard de la faible part représentée par les services de gestion/maintenance multi-technique dans la demande totale sur les marchés de la fourniture d'électricité aux grands clients industriels et petits clients industriels et commerciaux.

---

<sup>291</sup> Un effet indirect de l'éviction des concurrents de l'entité fusionnée du marché des services de gestion/maintenance multi-technique pourrait être de rendre leur entrée sur le marché de la fourniture d'électricité plus ardue. L'Opération ne semblant pas susceptible de conduire à l'éviction des principaux concurrents de l'entité fusionnée à moyen terme, cet effet est peu vraisemblable. En outre, les concurrents sur le marché des services de gestion/maintenance multi-technique n'ont pas manifesté leur volonté de rentrer eux-mêmes sur le marché de la fourniture d'électricité; une entrée se ferait en coopération avec des fournisseurs d'électricité (réponses à la question 5.1 du questionnaire concurrents, et section 6.4.2.3.1.2 - La capacité des concurrents de proposer des offres groupées).

449. Tout d'abord, la consommation de Dalkia en électricité ne représente qu'une partie infime des ventes d'électricité d'EDF en volume aux grands clients industriels, à savoir [...] GWh. Cela représente moins de [...] % du volume total d'électricité consommé par les grands clients industriels en France en 2013. Ainsi, Dalkia ne peut pas être considérée comme un acteur suffisamment important sur ce marché. De plus, Dalkia s'approvisionne déjà à [...] % en électricité auprès d'EDF.
450. Même dans l'hypothèse (peu vraisemblable) où des offres groupées devraient se développer, les clients seront intéressés à avoir une influence sur le choix du fournisseur d'électricité aux meilleures conditions. De plus, étant donné la faible appétence des clients et en particulier des grands clients industriels pour les offres groupées, les fournisseurs d'électricité continueraient donc de disposer de nombreux débouchés.
451. Il existe en outre de nombreux concurrents crédibles sur le marché de la gestion/maintenance multi-technique, tels que Bouygues Energies et Services, Vinci Facilities, Cofely Services (GDF Suez), SPIE ou encore Eiffage Energie, qui peuvent être approvisionnés en électricité par les concurrents d'EDF.
452. Si les objectifs d'économies intègrent en l'espèce la consommation électrique pour les usages thermiques, la prise en charge de l'approvisionnement en tant que tel constitue un élément marginal dans la valeur ajoutée du contrat. En effet, une large majorité de clients affirment que la part de l'électricité pour fournir des services de gestion/maintenance est négligeable.<sup>292</sup>
453. De plus, pour Dalkia (y compris Citelum), le poste achats d'électricité représente moins de [...] % du coût total des services.<sup>293</sup>
454. Au vu de ce qui précède, l'Opération ne soulève pas des doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur du fait des liens verticaux entre les marchés de la fourniture d'électricité et le marché de la gestion/maintenance multi-technique.

#### 6.4.4 Aspects non-horizontaux - Fourniture de gaz /Gestion/maintenance multi-technique

455. Le gaz constitue un intrant dans certains types de services de gestion/maintenance multi-technique, en particulier les services de production de chauffage et de gestion des installations de chauffage.
456. Les risques de verrouillage par les intrants peuvent cependant être écartés au regard de la faible part de marché d'EDF<sup>294</sup> sur les marchés de la fourniture de gaz aux grands clients industriels (inférieure à 5%, quelle que soit la définition de marché retenue)<sup>295</sup> et petits clients industriels et commerciaux (inférieure à 10% quelle que soit la définition de marché retenue.<sup>296</sup>

<sup>292</sup> Cf. réponses aux questions du questionnaire Q2- clients et aux questions du questionnaire Q1 – concurrents.

<sup>293</sup> Qu'il s'agisse des activités « réseaux », « gestion multi-technique » ou « éclairage public et équipements urbains ». Dalkia ne dispose pas d'une répartition plus précise des coûts d'électricité par activité.

<sup>294</sup> Dalkia n'est pas présente sur les marchés de la fourniture de gaz au détail.

<sup>295</sup> Les principaux concurrents d'EDF au niveau national sont GDF Suez ([30-40]-[30-40] %), le principal producteur et fournisseur historique de gaz en France, Tegaz ([10-20]-[20-30] %), les autres fournisseurs historiques ([10-20]-[10-20] %), ENI ([10-20]-[10-20] %), ou encore Solvay Energie (inférieure à 5 %). Meilleures estimations d'EDF à partir des données publiques de la CRE.

<sup>296</sup> Les principaux concurrents d'EDF au niveau national sont GDF Suez ([50-60]-[60-70] %), le principal producteur et fournisseur historique de gaz en France, ENI ([10-20]-[10-20] %), Tegaz (5-10 %), Endesa Energia (0-5 %) ou encore Gas Natural (0-5 %). Meilleures estimations d'EDF à partir des données publiques de la CRE.

457. Les risques de verrouillage de l'accès à la clientèle peuvent également être écartés au regard de la faible part représentée par les services de gestion/maintenance multi-technique dans la demande totale sur les marchés de la fourniture de gaz aux grands clients industriels et petits clients industriels et commerciaux.
458. Enfin, les risques congloméraux peuvent aussi être écartés au regard de la faible part de marchés de l'entité fusionnée sur les marchés de la fourniture de gaz et de la gestion/maintenance multi-technique.
459. Au vu de ce qui précède, l'Opération ne soulève pas des doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur du fait de l'existence de liens verticaux ou congloméraux entre les marchés de la fourniture de gaz aux grands clients industriels et petits clients industriels et commerciaux et le marché de la gestion/maintenance multi-technique.

#### 6.4.5 *Autres effets non-horizontaux – Accès à l'information*

460. D'après les Lignes directrices non-horizontales, *"l'entité issue de la concentration peut, par intégration verticale, accéder à des informations commercialement sensibles concernant les activités situées en amont et en aval des concurrents"*.<sup>297</sup>
461. De manière plus générale, la Commission examine si les informations dont l'entité fusionnée disposera seraient de nature à lui procurer un avantage significatif sur le marché de la gestion/maintenance multi-technique, lui permettant de *"désavantager ses concurrents, les dissuadant ainsi d'entrer ou de se développer sur le marché"*.

##### 6.4.5.1 Informations sur les consommations d'électricité des clients

462. Concernant les informations nécessaires ou utiles lors de la préparation d'une offre de services par Dalkia, les Parties précisent qu'il s'agit essentiellement des principales caractéristiques du contrat d'électricité souscrit (puissance souscrite et profil de consommation historique), ainsi que des usages de l'électricité dans le cas de services d'optimisation de la consommation d'énergie.
463. Selon les Parties, ces différentes informations sont systématiquement transmises dans le cahier des charges transmis par le client qui dispose de ces dernières.<sup>298</sup>
464. Les Parties notent qu'EDF fournit systématiquement à l'ensemble de ses clients une fois par an, un feuillet de gestion récapitulatif de l'ensemble des informations relatives à leur contrat de fourniture, feuillet qu'ils peuvent parfaitement transmettre à tout opérateur de leur choix dont ils souhaiteraient obtenir une offre. Au-delà de cet envoi systématique, EDF, à la demande du client, lui adresse gratuitement un feuillet de gestion actualisé. Cet envoi a lieu dans un délai d'une dizaine de jours suivant la demande du client. En outre, pour les clients télé relevés et à la demande du client, EDF lui adresse gratuitement sa courbe de charge. Cette courbe de charge serait adressée dans un délai d'une quinzaine de jours suivants la demande du client.
465. Les Parties expliquent aussi qu'EDF ne dispose pas pour la très grande majorité de ses clients, d'informations concernant les usages de l'électricité.<sup>299</sup> De plus, EDF

<sup>297</sup> Paragraphe 78 des Lignes directrices non-horizontales.

<sup>298</sup> Formulaire CO, paragraphes 1020-1024.

<sup>299</sup> Formulaire CO, paragraphe 1025.

note que même si tel était le cas, les informations qu'elle détient pouvant être pertinentes pour l'élaboration d'offres de services par Dalkia sont moins détaillées que les informations fournies par le client dans le cadre de sa consultation.

466. Les informations sur la courbe de charge sont collectées par les gestionnaires de réseaux et pour le réseau de distribution c'est ERDF qui transmet ses informations aux fournisseurs d'électricité pour permettre de facturer les clients. Les Parties expliquent qu'ERDF applique les mêmes règles pour EDF et les autres fournisseurs, règles qui sont fixées dans les contrats d'accès au réseau validés par la CRE et que l'ensemble des fournisseurs ont signé. ERDF, en tant que gestionnaire des équipements de comptage, est en charge légalement du comptage de l'électricité consommée.
467. Les Parties notent que les prix des prestations sur devis ou réalisées dans un contexte concurrentiel sont construits sur la base de coûts standards de main d'œuvre, en fonction de la qualification des intervenants et de prix figurant dans des canevas techniques pour les opérations standards ou de coûts réels. Par exemple, les prix d'obtention des relevés spéciaux, qui consistent à effectuer un relevé en dehors du relevé cyclique, sont compris entre 30,42 euros toutes taxes comprises et 112,03 euros toutes taxes comprises.<sup>300</sup> Les délais moyens de réalisation, quant à eux, sont compris entre 5 jours ouvrés (service express) et 10 jours ouvrés d'après les Parties.
468. Dans le catalogue des prestations ERDF du 1<sup>er</sup> janvier 2014, trois catégories de prestations sont décrites: (i) les prestations réalisées sous le monopole de gestionnaire de réseau public d'ERDF; (ii) les prestations réalisées dans un contexte concurrentiel; et (iii) les prestations relevant du barème de la facturation des opérations de raccordement des utilisateurs aux réseaux publics de distribution d'électricité concédés à ERDF.
469. La périodicité du relevé et la nature des informations de comptage dépendent de la puissance souscrite par le client. Pour les clients avec une puissance basse tension (inférieure à 36 kVA), ERDF envoie les données cycliques issues de relevés ou estimées une fois tous les 2 mois tandis que pour les clients avec une puissance supérieure à **36 kVA**, elle les envoie une fois par mois. Pour les clients avec une puissance supérieure à 250 kVA télé-relevés, une prestation supplémentaire est proposée pour bénéficier d'un envoi de courbe de charge.<sup>301</sup>
470. Concernant les coûts pour l'accès aux informations, la Commission note que ceux-ci ne sont pas insurmontables et en tout cas un changement est prévu pour août 2014 quand les demandes de courbe de charge ou d'historique d'index seront alors gratuites.<sup>302</sup> Concernant les délais, la CRE précise que le délai standard est de 10 jours.<sup>303</sup> En tout état de cause, pour les cas dans lesquels les informations sont demandées par les clients lors de la préparation des cahiers de charges, la Commission considère que la question du délai ne se pose pas avec acuité.

---

<sup>300</sup> Catalogue des prestations ERDF, page 17. Réponse EDF du 17 juin 2014.

<sup>301</sup> <http://www.erdf.fr/index.php?action=loadPage&id=1239>

<sup>302</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 mai 2014 portant décision sur la tarification des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité. La CRE rappelle que pour répondre aux objectifs de la Directive 2012/27/UE, les prestations de « transmission de l'historique de courbe de mesure » et de « transmission de l'historique d'index » ne sont plus facturées aux utilisateurs et doivent obligatoirement être proposées par les gestionnaires de réseaux.

<sup>303</sup> Email de la CRE du 11 juin 2014.

471. Vu le cadre règlementaire, ERDF est tenu de ne pas adopter un comportement discriminatoire. Conformément à l'article L. 111-61 du Code de l'énergie, ERDF a élaboré un code de bonne conduite qui reprend les principes et engagements pris par ERDF pour prévenir toute pratique discriminatoire et en particulier l'égalité de traitement, l'objectivité, la transparence, la protection des informations commercialement sensibles, l'autonomie de gestion et la distinction d'image.
472. ERDF rédige chaque année un rapport sur la mise en œuvre du code de bonne conduite. Le rapport du 2013<sup>304</sup> rappelle que "*La protection des données constitue une obligation fondamentale pour le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité*".
473. ERDF a engagé une démarche permettant un partage sécurisé d'informations qu'elle détient au titre de ses missions avec différentes parties prenantes. Compte-tenu des obligations légales et réglementaires imposées au gestionnaire de réseau, toute mise à disposition de données ne pourra être réalisée que dans un strict cadre contractuel garantissant la confidentialité et la non-divulgence des données communiquées, au-delà d'un usage déterminé.
474. Les concurrents considèrent qu'ils ont besoin des informations relatives à la consommation d'électricité d'un client potentiel pour pouvoir proposer une offre de services de gestion/maintenance multi-technique. Ils identifient comme principales informations la courbe de charge détaillée, la consommation historique ou les prévisions de consommation.<sup>305</sup> Certains concurrents notent que ces informations ne sont nécessaires que pour des contrats avec engagement de résultat en termes de baisse de la consommation énergétique ou pour des contrats de performance énergétique.<sup>306</sup>
475. La majorité des concurrents considère que cette information n'est généralement pas mise à disposition de l'ensemble des fournisseurs de services potentiels par le client lors de la passation de l'appel d'offres de services de gestion/maintenance multi-technique, et la majorité des concurrents considère également que lorsque cette information n'est pas mise à disposition par le client, ils ne peuvent pas se la procurer d'une autre manière.<sup>307</sup> Des clients ayant répondu à l'enquête de marché indiquent qu'ils communiquent en général les informations concernant le détail de leur consommation et la puissance de leurs installations aux fournisseurs de services.<sup>308</sup> En revanche, d'autres clients ont répondu qu'ils ne transmettent aucune information relative à leur consommation d'électricité aux fournisseurs de services de gestion/maintenance multi-technique mais ont expliqué que de telles informations ne sont pas nécessaires.<sup>309</sup> La majorité des concurrents indique que lorsqu'ils fournissent des services de gestion/maintenance multi-techniques, ils ne détiennent pas d'informations sur la consommation d'électricité passée et/ou future des clients.<sup>310</sup> Cela indique que de telles informations ne sont pas essentielles pour fournir des services de gestion/maintenance multi-technique.

---

304 <http://www.erdf.fr/medias/Institutionnel/RMO.pdf>

305 Cf. Réponses à la question 48 du questionnaire Q1- Concurrents.

306 Cf. Réponse d'Idex et de Spie à la question 48 du questionnaire Q1- concurrents.

307 Cf. Réponses aux questions 49 et 50 du questionnaire Q1- Concurrents.

308 Cf. Réponses à la question 40 du questionnaire Q2- Clients.

309 Cf. Réponses aux questions 40 et 40.3 du questionnaire Q2- Clients.

310 Cf. Réponses à la question 73 du questionnaire Q1- concurrents.

476. D'autre part, concernant la possibilité pour les clients de disposer des informations sur leur consommation historique, la Commission note que le client a la possibilité de les demander au gestionnaire de réseau de distribution.
477. Concernant les compteurs intelligents Linky, la Commission note que leur installation et exploitation sera assurée de manière indépendante des fournisseurs d'électricité par les gestionnaires de réseau de distribution (ERDF et les ELD dans leurs zones de desserte) dans le cadre de leur mission de service public de distribution de l'électricité. Les informations obtenues via ces compteurs intelligents seront donc transmises aux fournisseurs dans les conditions et dans le cadre du code de bonne conduite (évoqués plus haut) encadrant, sous le contrôle de la CRE, l'échange d'informations entre gestionnaires de réseaux et fournisseurs.
478. La Commission considère ainsi que les clients ont accès aux informations pertinentes concernant leur consommation d'électricité, et ont donc la possibilité de les mettre à disposition des soumissionnaires lors d'appels d'offres de services.
479. Les clients peuvent donc transmettre ces informations à tout opérateur avec lequel ils souhaiteraient contractualiser, et ils le font effectivement, sous la forme des cahiers des charges de consultation.
480. Dès lors, la Commission conclut que les aspects liés aux informations sur la consommation d'électricité des clients ne produiront pas d'effets anti-concurrentiels significatifs sur les marchés de la gestion/maintenance multi-technique, notamment pour les raisons suivantes : (i) le gestionnaire de réseau de distribution a une obligation légale de fournir sur simple demande aux clients les informations sur leur consommation d'électricité et (ii) le client a accès ou peut procurer lui-même ces informations.

#### 6.4.5.2 Autres échanges d'information

481. La Commission a analysé si, après l'Opération, les Parties pourront échanger entre elles des informations sensibles de nature à fausser le jeu de la concurrence, notamment si Dalkia pourra fournir à EDF des informations sensibles sur ses concurrents (prix et conditions commerciales) et, réciproquement, si EDF pourra lui fournir des informations sur les prix et volumes d'approvisionnement de ses concurrents.
482. La Commission considère que de tels échanges ne sont pas probables et en tout cas qu'ils ne fausseraient pas le jeu de la concurrence. En effet, de telles informations ne semblent être nécessaires *a priori* que dans le cadre d'offres groupées mixtes; or de telles offres n'apparaissent pas susceptibles de se développer de manière significative après l'Opération.
483. Concernant une éventuelle communication d'informations par EDF à Dalkia sur les opportunités, les sites de clients identifiés dans le cadre de son activité de fourniture d'électricité, de telles informations n'auraient très probablement pas d'impact matériel sur le marché de la gestion/maintenance multi-technique, vu que les clients procèdent à des appels d'offres ou des mises en concurrence pour choisir leurs fournisseurs de services, mettant ainsi en concurrence les différents prestataires de services, en vue d'obtenir la meilleure qualité et le meilleur prix. De plus, il ressort que, souvent, les interlocuteurs (acheteurs d'électricité et acheteurs

de services énergétiques) chez le client ne seront pas les mêmes; un avantage lié à un échange d'information initial ne serait pas significatif.

484. Finalement, d'autres acteurs sur les marchés disposent aussi des informations qui sont susceptibles d'être utiles pour pouvoir concurrencer l'entité fusionnée. En particulier GDF Suez, en tant que fournisseur principal de gaz en France, dispose des informations sur la consommation et les achats de gaz de ses clients. Cela pourra constituer un avantage concurrentiel dans les offres de gestion/maintenance multi-technique et en particulier pour les offres avec engagement de performance. Comme le métier de Dalkia repose principalement sur l'optimisation thermique à partir de chaudières de chauffage, et les énergies primaires utilisées sont le gaz, les énergies renouvelables, le mazout et le charbon (le chauffage à partir de l'électricité ne fait pas partie des prestations d'optimisation proposées par Dalkia), de telles informations sur la consommation du gaz s'avéreraient utiles.

#### 6.4.6 Conclusion

485. Au regard des éléments qui précèdent, la Commission conclut que l'Opération n'aura pas d'effet significatif sur la concurrence sur le marché français de la gestion/maintenance multi-technique. L'Opération ne soulève donc pas de doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur sur ce marché.

### 6.5 Marchés français de la gestion déléguée de réseaux de chaleur/de froid

#### 6.5.1 Aspects horizontaux : marché français de la gestion déléguée de réseaux de chaleur

486. Les Parties sont simultanément actives sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de chaleur.<sup>311</sup>
487. Ainsi, en 2012, Dalkia gérait 207 réseaux de chaleur et 3 réseaux de froid en France, générant un chiffre d'affaires combiné d'environ EUR [...] millions, soit environ [...] % du chiffre d'affaires total de Dalkia. En outre, la gestion déléguée des réseaux de chaleur représente la [...] du chiffre d'affaires de Dalkia généré dans ce secteur. De son côté, EDF offre des services de gestion déléguée de réseaux de chaleur via ses filiales Tiru et Ecotral qui géraient respectivement un réseau de chaleur chacune en 2012.<sup>312</sup>

##### 6.5.1.1 Position des Parties

488. A titre principal, les Parties estiment que l'Opération n'est pas susceptible d'entraîner un problème de concurrence en raison de la présence extrêmement marginale d'EDF sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de chaleur. Elles estiment au surplus que l'entité fusionnée sera soumise à la pression concurrentielle d'autres opérateurs significatifs.

##### 6.5.1.2 Analyse de la Commission

489. La Commission note que Dalkia détenait une part de marché d'environ [50-60] % en nombre de réseaux et d'environ [30-40] % en volume de chaleur vendue en 2012

---

<sup>311</sup> Seule Dalkia est active sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de froid. L'Opération n'entraîne donc pas de chevauchements horizontaux sur ce marché.

<sup>312</sup> EDF est aussi présente sur le marché au travers de sa filiale EOS qui participe à la création de réseaux de chaleur dans le cadre d'éco-quartiers.

sur le marché de la gestion déléguée des réseaux de chaleur en France.<sup>313</sup> De leur côté, l'ensemble des réseaux de chaleur gérés par EDF représentait ainsi au titre de l'année 2012 une part de marché [0-5] %.<sup>314</sup> L'incrément de parts de marché suscité par l'Opération sera donc marginal.

490. Par ailleurs, suite à l'Opération, les Parties continueront à être soumises à la concurrence d'autres opérateurs significatifs en particulier Cofély Ineo, filiale de GDF-Suez (part de marché: [40-50]% en volume de chaleur vendue et au maximum [20-30]% en nombre de réseaux). D'autres acteurs sont aussi présents sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de chaleur tels qu'Idex (part de marché : [5-10]% en volume de chaleur vendue et au maximum [5-10]% en nombre de réseaux) et Coriance (part de marché : [0-5]% en volume de chaleur vendue et au maximum [5-10]% en nombre de réseaux).<sup>315</sup>
491. En outre, la majorité des clients considère que l'intensité concurrentielle restera suffisante à l'issue de l'Opération sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de chaleur pour empêcher des hausses significatives et non transitoires des prix.<sup>316</sup>
492. Enfin, un concurrent actif sur le marché de la fourniture d'électricité a indiqué son intention d'entrer sur le marché d'ici à 2016.<sup>317</sup>
493. Au regard des éléments qui précèdent, la Commission conclut que l'Opération conduira à un chevauchement horizontal limité et que l'Opération ne renforcera donc pas significativement le pouvoir de marché des Parties sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de chaleur.

## 6.5.2 Aspects non-horizontaux

### 6.5.2.1 Fourniture d'électricité / Gestion déléguée de réseaux de chaleur

494. L'électricité est un intrant possible pour la fourniture de services de gestion déléguée de réseaux de chaleur, l'électricité pouvant être utilisée comme énergie primaire pour la production de chaleur. Compte tenu de la position très forte, voire dominante (voir Section 6.3.5), d'EDF sur le marché de la fourniture d'électricité, il convient de s'interroger sur la possible mise en œuvre d'une stratégie d'éviction des concurrents (i) de Dalkia sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de chaleur et (ii) d'EDF sur le marché de la fourniture d'électricité.

#### 6.5.2.1.1 Position des Parties

495. Les Parties estiment que l'Opération n'est pas à même de soulever de problème de concurrence sur ce point compte tenu d'une part du lien extrêmement limité entre les réseaux de chaleur exploités par Dalkia et la fourniture d'électricité, dans la mesure où ces réseaux sont principalement alimentés au gaz.

---

<sup>313</sup> Source: Form CO, §836.

<sup>314</sup> Dalkia vend de la chaleur à des tiers à travers ses centrales [...] tandis qu'EDF ne vend pas de chaleur à des tiers en-dehors de ses services de gestion déléguée de réseaux de chaleur. Cf. Réponse d'EDF du 28 Mai à la RFI-EDF-3.

<sup>315</sup> Les parts de marché en nombre de réseaux ont été reconstituées par la Commission sur la base des données fournies par les Parties (Tableau 52 modifié en réponse à la RFI-EDF-3).

<sup>316</sup> Cf. réponse à la question 79.1 du questionnaire Q2-clients.

<sup>317</sup> Cf. réponse à la question 78 du questionnaire Q1-concurrents.

496. En outre, les Parties expliquent que dans les quelques cas où l'électricité est utilisée comme source d'énergie par les réseaux de chaleur, c'est l'opérateur en charge de l'exploitation du réseau qui est le titulaire du contrat de fourniture d'électricité. Les Parties avancent donc que c'est le gestionnaire du réseau qui contracte directement avec le fournisseur d'électricité. Les fournisseurs alternatifs d'électricité pouvant fournir des offres très compétitives grâce au mécanisme de l'ARENH et Dalkia disposant d'une salle de marché lui permettant d'obtenir les meilleures conditions tarifaires, Dalkia continuera de s'approvisionner en électricité auprès de l'opérateur proposant les meilleures conditions tarifaires, à la fin des TRV "jaune" et "vert".
497. Enfin, Dalkia ne peut seule décider de changer de source primaire d'énergie pour le fonctionnement du réseau, elle doit obtenir l'accord du propriétaire de ce dernier. Compte tenu de l'accent mis sur les sources d'énergie renouvelables telles que la cogénération et la biomasse, il est improbable que Dalkia obtienne l'aval du propriétaire pour basculer vers un fonctionnement du réseau à base d'électricité.

#### 6.5.2.1.2 Analyse de la Commission

498. Tout d'abord, la Commission note qu'il est indiqué au paragraphe 34 des lignes directrices non-horizontales que « *le verrouillage du marché des intrants ne peut poser de problèmes de concurrence que s'il concerne un intrant important pour le produit situé en aval* ». Or l'électricité est un intrant utilisé de manière très marginale. En effet, elle représente à peine 1 % de l'alimentation des réseaux de chaleur au niveau national<sup>318</sup> et seulement [...] % de l'énergie primaire utilisée par les réseaux de chaleur de Dalkia.<sup>319</sup> Cette part négligeable de l'électricité dans le fonctionnement des réseaux de chaleur a été confirmée par une majorité des acheteurs de services de gestion de ce type de réseaux ayant répondu à l'enquête de marché.<sup>320</sup>
499. De la même manière, le paragraphe 61 des Lignes directrices non-horizontales précise que: « *Pour que le verrouillage de la clientèle soit jugé préoccupant, il faut que la concentration verticale concerne une société qui est un client important disposant d'un pouvoir substantiel sur le marché situé en aval [soulignement ajouté]* ». Or Dalkia achète environ [...] GWh d'électricité au titre d'énergie primaire pour le fonctionnement de ses réseaux de chaleur, soit moins de [...] % de l'électricité consommée par les grands clients industriels.<sup>321</sup>
500. Certains opérateurs interrogés dans le cadre de l'enquête de marché ont souligné que pour l'heure GDF/Cofély est la seule entité à pouvoir répondre à des appels d'offres de grande ampleur. Suite à l'Opération, Dalkia, adossée à EDF, aura aussi l'envergure et les capacités de financement pour pouvoir assurer seule la gestion déléguée de réseaux de chaleur de taille importante.<sup>322</sup>

---

<sup>318</sup> Etude nationale menée par le SNCU en 2011.

<sup>319</sup> Seuls [...] et [...] de chaleur gérés par Dalkia utilisent partiellement l'électricité comme source primaire d'énergie pour un volume de [...] GWh. Cf. Form CO, §383.

<sup>320</sup> Cf. réponse à la question 72.1 du questionnaire Q2-clients.

<sup>321</sup> Calcul de la Commission sur la base des chiffres fournis par EDF.

<sup>322</sup> Cf. Minutes de l'entretien téléphonique avec Idex en date du 6 mars 2014 Cf. Minutes de l'entretien téléphonique avec La Communauté Urbaine du Grand Lyon en date du 3 avril 2014

501. Enfin, la large majorité des acheteurs de service de gestion déléguée de réseau de chaleur ayant répondu dans le cadre de l'enquête de marché n'envisagent pas que l'Opération se traduise par des effets négatifs sur les prix.<sup>323</sup>
502. En conséquence, les Parties n'auront pas la capacité de verrouiller (i) l'accès aux clients sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de chaleur et (ii) l'accès aux intrants sur le marché de la fourniture d'électricité. Ceci étant démontré et en vertu des Lignes directrices non-horizontales, il n'est pas nécessaire d'examiner l'incitation ou l'impact global probable sur la concurrence effective.
503. Au regard des éléments qui précèdent, la Commission conclut que l'Opération n'aura pas d'effet significatif sur la concurrence, en termes d'effets non-horizontaux, sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de chaleur en relation avec la fourniture d'électricité.

#### 6.5.2.2 Fourniture d'électricité / Gestion déléguée de réseaux de froid

504. Dalkia opère trois réseaux de froid en France, ce qui représente environ [...] % de son chiffre d'affaires au titre de l'année 2012. A ce jour, EDF n'exploite pas de réseau de froid.
505. En France, les sources d'énergie primaires traditionnellement utilisées par les réseaux de froid sont l'électricité à hauteur de 94 %, <sup>324</sup> les énergies renouvelables et de récupération à hauteur de 3 % et le gaz à hauteur de 3 %.<sup>325</sup> Dalkia utilise exclusivement l'électricité comme source primaire d'énergie pour l'alimentation des réseaux de froid dont elle assure la gestion et ce pour un volume de [...] GWh.
506. Chacun des trois réseaux de froid exploités par Dalkia consomme plus de [...] GWh d'électricité par an. A la connaissance de Dalkia, tel est le cas de la quasi-totalité des réseaux de froids existant en France. Ces réseaux alimentent le plus souvent des grands ensembles tertiaires et commerciaux.<sup>326</sup> Les opérateurs de réseaux de froid sont donc des grands clients industriels au sens de la distinction retenue dans la présente décision.
507. Lorsque l'électricité est utilisée comme source d'énergie primaire pour les réseaux de froid, que ce soit pour la gestion déléguée de réseaux de froid détenus par des entités publiques ou par des clients privés, les Parties avancent que c'est l'opérateur en charge de l'exploitation du réseau qui est titulaire du contrat de fourniture d'électricité. En d'autres termes, c'est donc le gestionnaire du réseau de froid – par exemple Dalkia – qui contracte avec EDF ou avec des fournisseurs alternatifs pour la fourniture d'électricité. Ceci a été confirmé par les concurrents ayant répondu à l'enquête de marché.<sup>327</sup>
508. A titre accessoire, certains clients ont expliqué acheter directement leur électricité utilisée pour faire fonctionner leur réseau de froid.<sup>328</sup> Toutefois, il s'agit de clients

<sup>323</sup> Cf. réponses à la question 79.1 du questionnaire Q2-clients.

<sup>324</sup> Dans l'étude SNCU portant sur l'année 2011, il est mentionné que 94 % des réseaux de froid fonctionnent à partir d'un compresseur de froid. Les Parties indiquent à la Commission que les compresseurs de froid sont exclusivement alimentés à partir d'électricité. Cf. Form CO, note de bas de page 89.

<sup>325</sup> Enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid portant sur l'année 2011, publiée en janvier 2013. Cf. Form CO, note de bas de page 90.

<sup>326</sup> Cf. Form CO, note de bas de page 253.

<sup>327</sup> Cf. réponses à la question 86 du questionnaire Q1-concurrents.

<sup>328</sup> Cf. réponses à la question 76 du questionnaire Q2-clients.

opérant des sites industriels qui sont donc des gros acheteurs d'électricité, qui bénéficient d'une certaine sophistication leur permettant de négocier des tarifs avantageux d'électricité directement avec le fournisseur. Ils préfèrent donc acheter l'électricité pour l'ensemble du site, y compris pour les réseaux de froid, et ne préfèrent pas que l'électricité utilisée pour le fonctionnement de leur réseau de froid soit achetée par le gestionnaire du réseau.<sup>329</sup>

#### 6.5.2.2.1 Position des Parties

509. Les Parties estiment que l'Opération n'entraînera pas de verrouillage des intrants au détriment des gestionnaires de réseaux de froid concurrents de Dalkia dans la mesure où EDF n'aura pas la capacité de réduire l'accès au marché amont de la fourniture d'électricité aux grands clients industriels compte tenu du cadre réglementaire applicable. En outre, les Parties n'auraient pas non plus d'intérêt économique à verrouiller l'accès à l'électricité des gestionnaires de réseaux de froid, concurrents de Dalkia. Il en résulterait une perte (ou une baisse) de revenus sur la fourniture d'électricité sans qu'il soit pour autant possible pour la nouvelle entité de capter l'ensemble des réseaux de froid en France, compte-tenu de l'existence de sources d'approvisionnement alternatives et de la concurrence existant sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de froid. Enfin, l'Opération ne sera pas de nature à entraver de manière significative la concurrence effective sur le marché aval dès lors qu'il existe suffisamment de concurrents crédibles actifs sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de froid. Les Parties avancent aussi que s'agissant de la disparition des tarifs « jaune » et « vert », cette disparition encouragera les entités clientes de Dalkia comme les autres entreprises délégataires de réseaux de froid à réaliser des mises en consultation systématiques pour rechercher les meilleures offres à prix de marché.
510. Par ailleurs, les Parties avancent que l'Opération n'entraînera pas de verrouillage de l'accès à la clientèle au détriment des fournisseurs d'énergie concurrents d'EDF. En effet, les réseaux de froid gérés par Dalkia représentent une partie infime des ventes d'électricité en volume aux grands clients industriels. Au surplus, l'entité fusionnée n'aura pas d'incitation à initier une telle stratégie étant donné que Dalkia s'approvisionne d'ores et déjà pour l'intégralité de ses besoins en électricité auprès d'EDF.

#### 6.5.2.2.2 Analyse de la Commission

##### *Verrouillage des intrants*

511. L'Opération pourrait donner lieu à une stratégie d'éviction des concurrents sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de froid de la part des Parties. En effet, l'entité fusionnée pourrait dégrader les conditions d'approvisionnement (tarifs d'électricité plus favorables à Dalkia par exemple), afin de les évincer du marché de la gestion déléguée de réseaux de froid au profit de l'entité fusionnée. Pour examiner si de tels effets seraient susceptibles de se produire, la Commission analyse si l'entité fusionnée aurait (i) la capacité et (ii) l'incitation à mettre en œuvre une stratégie de verrouillage et (iii) si une telle stratégie aurait un impact négatif sur la concurrence.

---

<sup>329</sup> Cf. courriel de Davey Bickford du 11 juin 2014 et échange de courriels entre Bonduelle et la Commission du 12 juin 2014.

512. Au titre de l'année 2013, EDF a une part de marché d'environ [50-60]% sur le marché de la fourniture d'électricité aux grands clients industriels. D'autres fournisseurs d'électricité sont présents sur ce marché tels que GDF Suez ([10-20]-[10-20]%), E.ON ([5-10]-[10-20]%), Vattenfall ([0-5]-[5-10]%), Enel ([0-5]-[5-10]%) et Alpiq ([0-5]-[5-10]%). Jusqu'au 31 décembre 2015, ces opérateurs alternatifs pourront demander à bénéficier des TRV « jaunes » et « verts ». Dans ce cas, EDF sera tenue de les approvisionner en application des articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie.
513. Par ailleurs, comme conclu à la Section 6.2, il apparaît que dans la mesure où (i) EDF réplique pour la définition de ses offres de marché les coûts d'approvisionnement de ses concurrents au titre de l'ARENH et sur les marchés de gros, (ii) les modalités d'octroi de l'ARENH ne sont pas susceptibles de conférer un avantage concurrentiel matériel à l'entité fusionnée, et (iii) EDF est concurrencée sur les marchés de la fourniture d'électricité en France par une quinzaine de fournisseurs alternatifs, la Commission considère que ces derniers ont la capacité de proposer des offres de fourniture d'électricité à même de concurrencer les offres de marché proposées par EDF, y compris après l'Opération. Dès lors, même à supposer qu'EDF puisse être incitée à refuser de fournir de l'électricité à des concurrents de Dalkia ou à les discriminer, les concurrents de l'entité fusionnée disposeront de sources alternatives d'approvisionnement à EDF sur le marché amont de l'électricité dans des conditions leur permettant de rivaliser avec l'entité fusionnée, et ce même dans l'hypothèse où le plafond ARENH serait atteint.
514. Enfin, une majorité des acheteurs de services de gestion déléguée de réseaux de froid ayant répondu à l'enquête de marché n'ont pas fait part d'inquiétudes quant à l'impact de l'Opération sur le marché de la gestion déléguée des réseaux de froid. Certains arguent de l'existence d'autres acteurs, notamment verticalement intégrés tels que GDF-Suez / Cofély, tandis que d'autres voient même l'Opération comme une opportunité de concurrence supplémentaire.<sup>330</sup>
515. En conséquence, la Commission conclut que les Parties n'auront ni la capacité, ni l'incitation à verrouiller l'accès aux intrants sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de froid et qu'en tout état de cause une telle stratégie n'aurait pas d'effet négatif significatif sur la concurrence.

#### *Verrouillage des clients.*

516. Il s'agit pour la Commission de vérifier si suite à l'Opération, Dalkia pourrait décider de s'approvisionner en électricité exclusivement auprès d'EDF afin d'évincer les fournisseurs alternatifs d'électricité du marché de la fourniture d'électricité aux grands clients industriels.
517. Tout d'abord, en 2012, Dalkia s'est approvisionnée en électricité pour les besoins de ses réseaux de froid pour un volume très limité de [...] GWh soit moins de [...] % du marché total de la fourniture d'électricité aux grands clients industriels.<sup>331</sup> En outre, avant l'Opération, Dalkia s'approvisionnait déjà [...] en électricité auprès d'EDF pour le fonctionnement des réseaux de froid dont elle assure la gestion. Or, le paragraphe 68 des Lignes directrices non-horizontales prévoit que: «*L'incitation à verrouiller le marché dépend du niveau de rentabilité qui en résulte. L'entité*

<sup>330</sup> Cf. Réponses aux questions 79.2 et 79.3 du questionnaire Q2-clients.

<sup>331</sup> Voir tableau 40 du Form CO.

*issue de la concentration opère alors un arbitrage entre le coût éventuel lié au fait de cesser de se fournir auprès de concurrents situés en amont [soulignement ajouté] d'une part, et les bénéfices qui peuvent en résulter, par exemple, permettant à l'entité issue de la concentration d'augmenter les prix sur les marchés situés en amont ou en aval d'autre part.)».* Dans le cas présent, l'Opération n'aura donc pas pour effet de priver les fournisseurs alternatifs d'électricité d'un débouché sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de froid.

518. En tout état de cause, il convient de noter qu'une majorité de clients achetant des services de gestion déléguée de réseaux de froid et ayant répondu à l'enquête de marché considère que l'opération n'entraînera pas d'effet négatif sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de froid.<sup>332</sup>
519. Au surplus, l'électricité est utilisée principalement au moment de la production de froid qui est assurée par des installations frigorifiques électriques. Pour le reste, le refroidissement est assuré par des canalisations d'eau réfrigérée. Compte tenu du caractère très important des informations relatives à la consommation d'électricité, l'entité organisatrice de l'appel d'offres en fera selon toute probabilité mention dans son cahier des charges accompagnant l'appel d'offres. Ceci a été confirmé par au moins une entité publique interrogée dans le cadre de l'enquête de marché.<sup>333</sup> Ainsi, il apparaît que le fait pour EDF de fournir de l'électricité aux concurrents de Dalkia pour le fonctionnement des réseaux de froid dont ils assurent la gestion ne soit pas à même de lui conférer un avantage concurrentiel.
520. Au regard des éléments qui précèdent, la Commission conclut que l'Opération n'aura pas d'effet significatif sur la concurrence, en termes d'effets non horizontaux, sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de froid en relation avec la fourniture d'électricité.

#### 6.5.2.3 Fourniture de gaz / gestion déléguée des réseaux de chaleur<sup>334</sup>

521. EDF est marginalement présente sur les marchés de la fourniture de gaz en France. En 2012, les ventes de gaz naturel d'EDF à des clients non-résidentiels ont représenté une part de marché inférieure à [0-5] % au niveau national<sup>335</sup> pour les grands clients industriels raccordés au réseau de transport et d'environ [10-20]% au niveau national<sup>336</sup> en ce qui concerne les petits industriels raccordés au réseau de distribution.
522. De son côté, Dalkia n'est pas présente sur le marché de la fourniture de gaz au détail, sinon en tant qu'acheteur. En effet, pour le fonctionnement de ses installations de cogénération ou de production de chaleur (en propre ou sous gestion), elle s'approvisionne essentiellement en gaz (environ [...] % des sources d'énergie primaire utilisées par ses réseaux de chaleur). En outre, la grande majorité des sites de Dalkia est reliée au réseau de distribution et appartient ainsi à la catégorie des petits clients industriels de gaz.

<sup>332</sup> Cf. réponses à la question 79.2 du questionnaire Q2-clients.

<sup>333</sup> Cf. Minutes de l'entretien téléphonique avec La Communauté Urbaine du Grand Lyon en date du 3 avril 2014, §12.

<sup>334</sup> Le gaz est utilisé comme source d'énergie primaire pour le fonctionnement de réseaux de froid à hauteur de 3%. Dalkia utilise exclusivement l'électricité pour le fonctionnement des réseaux de froid dont elle assure la gestion (Form CO, §387). La Commission considère donc que l'Opération ne crée pas de lien vertical entre la fourniture de gaz et la gestion déléguée de réseaux de froid.

<sup>335</sup> Et inférieure à [0-5] % quelle que soit la zone d'équilibrage envisagée.

<sup>336</sup> Et inférieure à [5-10] % quelle que soit la zone d'équilibrage.

523. Dalkia a un volume d'achat de gaz de [...] TWh. A titre principal, Dalkia se fournit auprès de GDF-Suez dont elle serait l'un des premiers clients.<sup>337</sup> *A contrario*, EDF a fourni moins de [...] % de l'ensemble des besoins en gaz de Dalkia.<sup>338</sup>

#### 6.5.2.3.1 Position des Parties

524. Concernant le verrouillage des intrants au détriment des gestionnaires de réseaux de chaleur concurrents de Dalkia, les Parties avancent que la très faible part de marché d'EDF sur le marché de la fourniture de gaz ne permettrait pas à EDF de verrouiller l'accès au marché en amont de la fourniture de gaz. En outre, EDF, en tant que nouvel entrant dont l'incitation économique consiste à développer sa clientèle, ne sera pas non plus incitée à fournir exclusivement Dalkia et fermer l'accès à ses capacités en gaz aux concurrents actuels et potentiels de Dalkia.
525. Par ailleurs, les Parties excluent la possibilité d'un verrouillage de l'accès à la clientèle au détriment des fournisseurs d'énergie concurrents d'EDF car il serait techniquement, économiquement et juridiquement extrêmement complexe pour EDF et Dalkia de décider de modifier les sources d'approvisionnement des réseaux de chaleur détenus/gérés par Dalkia pour passer massivement à un approvisionnement en électricité. En outre, Dalkia n'aurait aucun intérêt à s'approvisionner exclusivement auprès d'EDF en gaz pour les besoins des réseaux de chaleur qu'elle détient ou gère. Enfin, l'existence d'opérateurs significatifs sur le marché de la fourniture de gaz rendrait inopérante une stratégie d'éviction. Au surplus, quand bien même Dalkia viendrait à se fournir exclusivement auprès d'EDF à l'issue de l'Opération pour ses besoins en gaz (ce qui est impossible au regard de la capacité de production d'EDF), cela ne changerait en rien la dynamique concurrentielle du marché de la fourniture de gaz (ou de toute autre source d'énergie utilisée pour alimenter les réseaux de chaleur) aux grands clients industriels et aux petits clients industriels et commerciaux dans la mesure où la consommation annuelle de gaz de Dalkia représente seulement [...] % du volume total de gaz consommé en France en 2012.

#### 6.5.2.3.2 Analyse de la Commission

##### *Verrouillage des intrants*

526. L'Opération pourrait donner lieu à la mise en œuvre d'une stratégie d'éviction des gestionnaires délégués de réseaux de chaleur concurrents de Dalkia via une restriction ou une rupture d'approvisionnement en gaz.
527. Le paragraphe 35 des Lignes directrices non-horizontales précise que: «*Pour que le verrouillage du marché des intrants constitue une source de préoccupation, il faut que la société verticalement intégrée issue de l'opération de concentration ait un pouvoir substantiel sur le marché situé en amont.* [soulignement ajouté]». Or, la part de marché d'EDF sur le marché de la fourniture de gaz est inférieure à 10% quelle que soit la définition de marché envisagée. En outre, sont présents sur le marché de la fourniture de gaz aux petits clients industriels un nombre d'acteurs significatifs tels que GDF Suez ([50-60]-[60-70] %), le principal producteur et fournisseur

<sup>337</sup>  
<sup>338</sup>

Cf. Annexe 5.4.1 du Form CO: Procès-verbal du Conseil d'administration d'EDF du 28 octobre 2013, p.4.  
Cf. Form CO, paragraphe 345.

historique de gaz en France, ENI ([10-20]-[10-20] %), Tegaz ([5-10]-[10-20] %), Endesa Energia ([0-5]-[5-10] %) ou encore Gas Natural ([0-5]-[5-10] %).<sup>339</sup>

#### *Verrouillage des clients*

528. Le paragraphe 61 des Lignes directrices non-horizontales explique que: « *Lorsqu'il s'agit d'apprécier la capacité de l'entité issue de la concentration à verrouiller l'accès aux marchés situés en aval, la Commission examine si les concurrents situés en amont (existants ou potentiels) disposent de suffisamment d'autres débouchés économiques, sur le marché situé en aval, pour écouler leur production. Pour que le verrouillage de la clientèle soit jugé préoccupant, il faut que la concentration verticale concerne une société qui est un client important disposant d'un pouvoir substantiel sur le marché situé en aval [soulignement ajouté]* ».
529. Il convient de s'assurer que suite à l'Opération, l'entité fusionnée ne pourra pas mettre en œuvre une stratégie visant à évincer les concurrents d'EDF sur le marché de la fourniture de gaz via une dégradation de l'accès au marché de la gestion déléguée de réseaux de chaleur.
530. En l'espèce, Dalkia représentait en 2012 seulement [...] % environ du volume total de gaz consommé en France. En conséquence, si suite à l'Opération, Dalkia s'approvisionnait en gaz uniquement auprès de l'entité fusionnée, une telle stratégie ne serait pas à même d'affecter significativement le paysage concurrentiel du marché de la fourniture de gaz en France.
531. Au regard des éléments qui précèdent, la Commission conclut que l'Opération n'aura pas d'effet significatif sur la concurrence sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de chaleur en relation avec la fourniture de gaz.

#### *6.5.3 Conclusion*

532. Au regard des éléments qui précèdent, la Commission conclut que l'Opération n'aura pas d'effet significatif sur la concurrence sur les marchés français de la gestion déléguée de chaleur et de froid. L'Opération ne soulève donc pas de doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur sur ces marchés.

## **6.6 Marchés français de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains**

### *6.6.1 Aspects horizontaux*

#### 6.6.1.1 Activités des Parties

533. Dans le secteur de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains en France, Dalkia est exclusivement active via Citelum.
534. Citelum est active principalement dans le secteur de l'éclairage public urbain auprès des entités publiques. Cette activité comprend l'éclairage des voies et des lieux publics, qui est son cœur de métier, la gestion du trafic (feux de signalisation, bornes lumineuses et panneaux directionnels éclairés) et l'éclairage artistique de sites et monuments. Citelum déploie et exploite également des équipements électriques urbains dits "intelligents", tels que les caméras de vidéo-protection, les radars de feux rouges, les contrôles automatiques d'accès, les bornes de chargement de véhicules

<sup>339</sup> Meilleures estimations d'EDF à partir des données publiques de la CRE.

électriques, l'affichage électronique et les *hotspots* wifi connectés sur le réseau d'éclairage.

535. Citelum exerce également une activité émergente dans la mobilité électrique, consistant exclusivement dans l'installation et l'exploitation/maintenance sur le terrain des dites bornes.
536. En France, EDF propose des offres de conseil aux entités publiques en matière d'éclairage public urbain, et notamment des offres permettant des économies sur l'éclairage collectif (offre "*Conseil Expert Maîtrise de la Demande en Energie Eclairage Public*")<sup>340</sup> et des offres d'accompagnement de projets d'illumination sur les sites et installations existantes (offre "*Conseil Expert Maîtrise de la Demande en Energie Illumination*").<sup>341</sup>
537. De plus, *via* sa filiale Ecotral, filiale d'Electricité de Strasbourg, active dans la région du Grand Est,<sup>342</sup> EDF propose des prestations dans le secteur de l'éclairage public limitées à de l'architecture de mise en lumière de monuments et des prestations d'assistance à maîtrise d'ouvrage pour la gestion des contrats d'éclairage public.
538. *Via* sa filiale Sodetrel, EDF est active dans le secteur de la mobilité électrique. Les activités de Sodetrel consistent exclusivement dans la conception, la fourniture et la supervision (communication à distance et en temps réel *via* des outils électroniques) des bornes de chargement de véhicules électriques.
539. En France, selon les Parties, le secteur de l'éclairage public est estimé à environ EUR 1 200 millions, dont EUR 700-800 millions pour les installations et EUR 400-500 millions pour l'exploitation et la maintenance des équipements, en ce incluant l'énergie. Ces estimations sont globalement confirmées par l'enquête de marché.
540. La consommation d'énergie liée à l'éclairage public représenterait en volume environ [...] % de la consommation électrique d'une commune.<sup>343</sup>
541. Les Parties estiment que Dalkia, *via* Citelum, détenait une part de marché en valeur comprise entre [5-10]%, en 2012 et 2013, sur les marchés d'installation et de gestion de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains, y inclus les équipements "intelligents". Quant à EDF, les Parties estiment qu'elle détenait une part de marché [0-5]% en France sur ces marchés.
542. Dalkia indique que les activités de gestion comme d'installation d'autres équipements électriques urbains, qu'ils soient qualifiés "d'intelligents" ou non, sont pour elle marginales en France, et généralement réalisées dans le cadre des contrats de gestion de l'éclairage public. EDF mentionne également que ses activités sur le marché des autres équipements électriques urbains sont marginales. Les Parties indiquent ne pas pouvoir isoler la part représentée par ces activités, et ne pas disposer d'éléments sur la taille du marché français. En conséquence, les Parties ne sont pas en mesure d'estimer leurs parts de marché et celles de leurs concurrents sur le ou les éventuels marchés des équipements électriques urbains dits "intelligents".

---

<sup>340</sup> <http://collectivites.edf.com/territoires-durables/eclairage-public/conseil-mde-eclairage-public-47705.html>  
<sup>341</sup> <http://collectivites.edf.com/territoires-durables/eclairage-public/conseil-expert-mde-illumination-47704.html>  
<sup>342</sup> Alsace, Franche Comté, Lorraine, Bourgogne, Champagne Ardenne.  
<sup>343</sup> Formulaire CO, paragraphe 444.

543. Toutefois, les Parties considèrent que la part de marché de l'entité fusionnée restera largement [10-20]%, avec un incrément [0-5]%, sur le ou les marchés de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains.
544. Néanmoins, compte tenu de l'existence d'éventuels marchés des équipements électriques urbains dits "intelligents", marchés émergents et en développement pour lesquels les Parties ne sont pas en mesure de donner de parts de marché, la Commission n'est pas en mesure de conclure clairement sur l'existence ou non de marchés affectés et présente ci-après une analyse détaillée de la structure de la concurrence sur le ou les marchés de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains.

#### 6.6.1.2 Structure de la concurrence sur les marchés concernés

545. Les Parties font face à des concurrents significatifs sur le ou les marchés de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains en France, notamment de la part d'opérateurs importants tels que Bouygues Energie & Services, Citeos (filiale de Vinci Energies), Cofely Ineo (filiale de GDF Suez), SPIE ou Eiffage Energie, qui appartiennent tous à de grands groupes disposant d'un portefeuille d'activités large et diversifié, ainsi que de ressources financières importantes.
546. En particulier, les Parties estiment que leurs principaux concurrents sont Cofely Ineo (filiale de GDF Suez), Vinci Energies, Bouygues Energies & Services et SPIE avec les parts de marché suivantes présentées dans le tableau 7.

*Tableau 7 – Parts de marché des Parties et de leurs principaux concurrents sur les marchés français des installations et de la gestion d'éclairage public et autres équipements électriques urbains*

<b>Parts de marché 2013 (en valeur, %)</b>	<b>Installations d'éclairage public et autres équipements électriques urbains</b>	<b>Gestion de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains</b>
<b>Citelum</b>	[5-10]-[10-20] %	[5-10]-[10-20] %
<b>EDF</b>	[5-10] %	[5-10] %
<b>Citelum + EDF</b>	<b>[5-10]-[10-20] %</b>	<b>[5-10]-[10-20] %</b>
<b>Bouygues Services &amp; Energie (ex ETDE)</b>	[20-30]-[20-30] %	[10-20]-[10-20] %
<b>Citéos (Vinci Energies)</b>	[20-30]-[20-30] %	[10-20]-[20-30] %
<b>Cofely Ineo (GDF Suez)</b>	[10-20]-[10-20] %	[5-10]-[10-20] %
<b>SPIE</b>	[10-20]-[10-20] %	[5-10]-[10-20] %
<b>Eiffage Energie (ex. Forclum)</b>	[5-10]-[10-20] %	[5-10]-[10-20] %

*Source : Réponse des Parties du 3 juin à la RFI – EDF – 4.*

547. La gestion de l'éclairage public en France relève de la compétence de voirie rattachée au pouvoir de police du maire. Les communes ont toutefois tendance à transférer la gestion de l'éclairage public à des groupements de communes (c'est-à-dire communauté urbaine ou communauté d'agglomération) ou à des syndicats d'électrification ou à grouper leurs achats afin d'opérer des synergies

intercommunales. Le regroupement des communes s'est accéléré depuis quelques années. Les Parties dénombrent aujourd'hui 26 syndicats représentant les intérêts des entités publiques en matière d'éclairage public en France.

548. Ces clients publics sont assujettis aux règles spécifiques de la commande publique sous le Code des marchés publics, qui implique l'organisation d'appels d'offres préalables pour attribuer les contrats.
549. Les entités publiques ayant répondu à l'enquête de marché confirment en général que leurs fournisseurs d'éclairage public et autres équipements électriques urbains sont sélectionnés par le biais d'appels d'offres.<sup>344</sup>
550. Des clients identifient effectivement plusieurs fournisseurs qui répondent habituellement à leurs appels d'offres pour les services d'éclairage public et autres équipements électriques urbains. Le plus souvent au moins 3 fournisseurs sont identifiés, parmi lesquels Citelum, Vinci Energies, Bouygues Energies, Forclum (aujourd'hui Eiffage Energie), Fareco et Satelec (filiales du groupe Fayat), Aximum (filiale du groupe Colas), SPIE, Cofely Ineo, Cegelec ou Morpho.<sup>345</sup>
551. La Commission relève que les activités d'éclairage public et autres équipements électriques urbains existent aussi auprès de clients privés,<sup>346</sup> mais que les volumes en cause, marginaux, ne changent pas l'analyse.
552. Ainsi, la Commission considère que l'entité fusionnée continuera à faire face à des mises en concurrence par ses clients après l'Opération, mises en concurrence auxquelles participeront des concurrents capables de contraindre l'entité fusionnée.
553. Concernant les activités de gestion et d'installation d'autres équipements électriques urbains, qu'ils soient qualifiés "d'intelligents" ou non, les Parties indiquent qu'ils sont pour Citelum en France (comme ailleurs) marginales, et généralement réalisées dans le cadre des contrats de gestion de l'éclairage public. Les Parties indiquent ne pas être capables d'estimer leurs parts de marché ni celles de leurs concurrents sur ce marché.<sup>347</sup>
554. Les données relatives aux appels d'offres portant sur les équipements électriques urbains "intelligents" confirment les assertions des Parties.<sup>348</sup>
555. En 2013, Citelum a soumissionné à [...] appels d'offres portant sur les services d'équipements électriques urbains intelligents, et en a remporté [...], pour un chiffre d'affaires d'EUR [...]. Citelum a également soumissionné à [...] appels d'offres portant sur les services d'éclairage public et d'équipements électriques urbains "intelligents", et en a remporté [...], pour un chiffre d'affaires d'EUR [...]. Citelum précise toutefois que sur cet appel d'offres, la part relative aux équipements électriques urbains est marginale. Citelum indique ne pas disposer d'une information exhaustive concernant l'ensemble des appels d'offres parus sur ces marchés, dans la mesure où les seuls appels d'offres qu'elle suit sont ceux auxquels elle soumissionne.

---

<sup>344</sup> Réponses à la question 51 du questionnaire Q2- Clients.

<sup>345</sup> Réponses à la question 52 du questionnaire Q2- Clients.

<sup>346</sup> Par exemple, l'appel d'offres Renault pour des services de bornes de chargement a été remporté par Sodetrel, filiale d'EDF, pour un montant d'EUR [...]. Cf. réponse des Parties du 13 juin à la RFI – EDF – 7.

<sup>347</sup> Réponse des Parties du 6 juin à la RFI – EDF – 5.

<sup>348</sup> Réponse des Parties du 13 juin à la RFI – EDF – 7.

556. En 2013, [...]. EDF a soumissionné à [...] appels d'offres portant uniquement sur les services de bornes de chargement, et en a remporté [...], pour un chiffre d'affaires d'EUR [...].
557. Ainsi, la Commission considère que (a) les équipements électriques urbains "intelligents" représentent actuellement une proportion marginale du marché de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains et (b) l'incrément résultant de l'Opération est minime sur les éventuels marchés des équipements électriques urbains "intelligents".

#### 6.6.1.3 Conclusion

558. Au regard des éléments qui précèdent, compte tenu notamment des faibles parts de marché des Parties (5-10% pour Citelum, avec un incrément [0-5]% pour EDF), de la proportion marginale des équipements électriques urbains "intelligents" sur ces marchés, des procédures d'appels d'offres prévues par la réglementation pour la commande publique, ainsi que de l'importance des concurrents présents sur le ou les marchés de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains, la Commission considère que l'Opération conduira à un chevauchement horizontal limité et que l'entité fusionnée ne disposera donc pas d'un pouvoir de marché significatif sur ce ou ces marchés.

#### 6.6.2 *Aspects verticaux*

559. Il existe des liens verticaux potentiels entre les marchés de la fourniture d'électricité et ceux de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains en ce que les installations sont reliées au réseau d'électricité et fonctionnent principalement grâce à l'électricité fournie.<sup>349</sup>
560. Néanmoins, les Parties argumentent que l'électricité n'est pas un "intrant" proprement dit, dans la mesure où les entreprises d'éclairage public n'ont pas besoin de la prestation de fourniture d'électricité pour pouvoir exercer leurs propres activités. En particulier, en France, la très grande majorité des entités publiques se fournit au TRV "bleu éclairage public". Dans ce cas, elles sont dans l'obligation de conclure directement leur contrat avec EDF ou les ELD, sans que le prestataire d'éclairage public n'ait aucun rôle à jouer (sauf éventuellement la gestion du contrat de fourniture qui ne modifie pas le titulaire du contrat). Par opposition, pour l'installation ou la gestion de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains, les entités publiques sont tenues d'organiser une procédure d'appel d'offres.
561. Citelum représente des volumes d'achat d'électricité très limités, d'environ [...] GWh,<sup>350</sup> à comparer aux [...] TWh fournis par EDF aux entités publiques au TRV "bleu éclairage public".<sup>351</sup>
562. Au regard des éléments qui précèdent, la Commission considère que l'analyse des liens verticaux potentiels entre les marchés de la fourniture d'électricité et ceux de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains n'est en substance pertinente que lorsque l'électricité est fournie en offre de marché. Or, cette situation ne

<sup>349</sup> Compte-tenu de la similarité du lien vertical entre la fourniture d'électricité et le ou les éventuels marchés de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains, il n'apparaît pas utile de les traiter de manière distincte. Les conclusions de l'analyse resteraient de toute façon inchangées.

<sup>350</sup> Formulaire CO, paragraphe 1098.

<sup>351</sup> Formulaire CO, tableau 11.

correspond aujourd'hui qu'à une très faible part de la fourniture en électricité pour l'éclairage public des entités publiques.<sup>352</sup> D'autre part, elle revient matériellement à étudier les offres groupées mixtes fourniture d'électricité / services d'éclairage public, dont l'analyse est présentée ci-après dans la section relative aux effets congloméraux de l'Opération sur ces marchés.

### 6.6.3 Aspects congloméraux

#### 6.6.3.1 Position des Parties

563. Les Parties considèrent que le scénario de verrouillage dans le cadre d'offres groupées mixtes suivrait le mécanisme suivant<sup>353</sup> : la nouvelle entité chercherait à développer ses ventes de services d'éclairage public en s'appuyant sur la position qu'elle détient sur le marché de la fourniture d'électricité. Pour ce faire, elle pratiquerait un prix de l'électricité plus élevé à l'égard des clients qui achèteraient les services d'éclairage public auprès d'un concurrent de Citelum tandis que les clients qui se fourniraient auprès de la nouvelle entité en électricité et en services d'éclairage public bénéficieraient d'un prix de l'électricité plus bas.
564. Une analyse des conditions de marché conduit toutefois à montrer qu'un tel scénario n'est pas vraisemblable dans la mesure où :
- la réalisation d'offres groupées sera fortement contrainte par l'existence du « tarif bleu éclairage public », qui sera maintenu au-delà de janvier 2016 ;
  - l'entité fusionnée sera soumise à la contrainte concurrentielle forte des autres opérateurs sur le marché.

#### 6.6.3.2 Analyse de la Commission

565. La Commission analyse si le lien de connexité entre les activités de fourniture d'électricité d'EDF et celles d'éclairage public de Citelum peut conférer à l'entité fusionnée la capacité et l'incitation d'exploiter, par un effet de levier, la forte position qu'elle occupe sur le marché de la fourniture d'électricité en recourant à des ventes liées ou groupées ou encore à d'autres pratiques d'exclusion sur le ou les marchés de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains.
566. De même que pour le marché des services de gestion/maintenance multi-technique, la Commission considère que l'analyse concurrentielle pertinente concerne les effets sur les marchés d'une offre groupée mixte de fourniture d'électricité et d'éclairage public (ci-après, "offre combinée éclairage public"), sans qu'il soit nécessaire de distinguer entre les éventuels segments du marché de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains.
567. Comme indiqué précédemment, le principal motif de préoccupation lié aux concentrations conglomérales concerne le verrouillage du marché. Dans les sous-sections qui suivent, la Commission examine premièrement, si l'entité fusionnée

---

<sup>352</sup> En particulier, la fourniture d'électricité en offre de marché correspond à moins de [...] % en volume du portefeuille d'EDF avec les collectivités territoriales. De même, la MAPP indique que "aujourd'hui la fourniture d'électricité n'est pas intégrée dans les contrats d'éclairage public, à part 3-4% des contrats d'éclairage public. Le reste s'approvisionne séparément au tarif (bleu éclairage public)." Cf. minutes de la réunion téléphonique du 21 mai 2014 avec la MAPP.

<sup>353</sup> Réponse des Parties "Éléments économiques sur l'absence d'incitation à pratiquer des offres combinées mixtes électricité/éclairage public" du 16 juin 2014.

aurait cette capacité, deuxièmement, si elle aurait une incitation économique à le faire et, troisièmement, si une stratégie de verrouillage du marché aurait une incidence négative significative sur la concurrence, portant ainsi préjudice aux consommateurs.

#### 6.6.3.2.1 Capacité de verrouiller le marché

568. Pour pouvoir évincer ses concurrents, l'entité fusionnée doit bénéficier d'un degré de pouvoir de marché significatif sur un des marchés concernés.<sup>354</sup> Comme indiqué dans la Section 6.3.5, l'entité fusionnée bénéficiera d'un tel degré significatif de pouvoir de marché sur le marché de la fourniture au détail d'électricité aux petits clients professionnels en France, et en particulier de son monopole légal sur la fourniture d'électricité au TRV "bleu éclairage public".
569. Les Parties rappellent que *"la très grande majorité des collectivités territoriales se fournissent aux tarifs réglementés de vente et concluent donc directement leur contrat avec EDF ou les ELD, sans que le prestataire d'éclairage public n'ait aucun rôle à jouer (sauf éventuellement la gestion du contrat de fourniture qui ne modifie nullement le titulaire du contrat)"*.<sup>355</sup>
570. Ainsi les Parties argumentent que *"s'agissant de l'éclairage public et des autres équipements électriques urbains, les collectivités territoriales n'ont pas exprimé d'intérêt pour des offres combinant des prestations sur les marchés de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains et la fourniture d'électricité dans la mesure où la quasi-totalité des collectivités territoriales souhaitent bénéficier des tarifs "bleu éclairage public", qu'elles ne peuvent obtenir qu'en se fournissant directement auprès d'EDF (ou des entreprises locales de distribution le cas échéant)"*.<sup>356</sup>
571. Cependant, comme indiqué dans la Section 6.4.2.1, il ne peut pas être exclu à ce stade que l'entité fusionnée ait une certaine capacité de proposer des offres combinées éclairage public, incluant l'électricité au TRV "bleu éclairage public". D'autre part, il ne peut pas être exclu que des offres combinées éclairage public, incluant l'électricité en offre de marché, se développent à l'issue de l'Opération.
572. Le principe d'allotissement applicable aux acheteurs publics décrit dans la Section 6.4.2.1 rendra cependant difficile la proposition d'offres combinées éclairage public incluant l'électricité en offre de marché, et l'entité fusionnée ne disposera pas d'un avantage concurrentiel matériel sur chacun des lots. Toutefois, il existe des exceptions au principe d'allotissement, en particulier concernant les PPP et les CPE. Les Parties expliquent qu'une part significative<sup>357</sup> des contrats conclus dans le secteur de l'éclairage public correspond aujourd'hui à des PPP.
573. Les Parties précisent cependant que "[...]"<sup>358</sup>
574. L'enquête de marché a permis de confirmer les assertions des Parties en ce que la grande majorité des clients ayant répondu à l'enquête de marché ont indiqué qu'aucun fournisseur ne leur avait proposé, et qu'ils n'avaient pas demandé, d'offres combinées éclairage public au cours des trois dernières années. La grande majorité des clients

<sup>354</sup> Paragraphe 99 des lignes directrices non-horizontales.

<sup>355</sup> Formulaire CO, paragraphe 1088.

<sup>356</sup> Mémoire du 28 mars 2014 à l'attention de la Commission Européenne.

<sup>357</sup> Les PPP ont représenté environ [...] % du chiffre d'affaires réalisé par Citelum en France en 2012 (Formulaire CO, paragraphe 480).

<sup>358</sup> *Ibid.*

ayant répondu à l'enquête de marché ont indiqué ne pas être intéressés par de telles offres combinées à l'issue de l'Opération, et ce dans les 3-5 années à venir.<sup>359</sup>

575. Au regard des éléments qui précèdent, la Commission conclut que (a) l'existence des TRV "bleu éclairage public", fixés par les pouvoirs publics et maintenus pour une durée indéterminée, (b) le manque d'appétence des clients pour les offres combinées éclairage public, qui limite significativement la base de clients concernée par une éventuelle stratégie de verrouillage résultant de l'Opération, ainsi que (c) le cadre réglementaire des appels d'offres publics, même s'il ne rend pas impossibles les ventes groupées mixtes à toutes les catégories de clients (y inclus avec des TRV "bleu éclairage public"), augmente la difficulté liée à leur mise en œuvre et, partant, rendant l'occurrence de ventes groupées mixtes moins probable.

#### 6.6.3.2.2 Incitation à verrouiller le marché

576. Comme indiqué dans l'analyse des aspects congloméraux entre fourniture d'électricité et services de gestion/maintenance multi-technique, une offre combinée éclairage public lorsque l'électricité est fournie aux TRV n'est pas susceptible de restreindre la concurrence (s'il n'y a pas d'effets d'éviction). La Commission rappelle que la très grande majorité des entités publiques souscrivent au TRV "bleu éclairage public", que celui-ci est fixé par les pouvoirs publics et sera toujours disponible à l'issue de l'Opération et pour une durée indéterminée.<sup>360</sup>
577. La Commission rappelle également, comme évoqué dans la Section 6.4.2, qu'une offre subordonnant l'octroi d'un prix moins élevé pour des services d'éclairage public à la condition que le client acquiert aussi l'électricité au TRV "bleu éclairage public" pourrait avoir un caractère potentiellement illégal au regard du droit de la concurrence (et notamment de l'article 102 TFUE), compte tenu du monopole légal dont bénéficie EDF sur les TRV. La Commission considère que cet élément contribue à réduire l'éventuelle incitation de l'entité fusionnée à pratiquer une stratégie de vente groupée mixte.
578. En tout état de cause, dans la mesure où l'impact global sur la concurrence effective des offres combinées éclairage public ne sera pas significative, la Commission laisse ouverte l'existence ou non d'une incitation à verrouiller les marchés de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains.

#### 6.6.3.2.3 Impact global probable sur les prix et le choix des offres combinées mixtes éclairage public

579. La Commission analyse si une telle stratégie de verrouillage est susceptible d'évincer les concurrents sur le marché de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains, permettant à l'entreprise issue de la concentration d'acquies un pouvoir de marché.<sup>361</sup>
580. Compte tenu du fait que l'entité fusionnée ne disposera pas d'un pouvoir de marché significatif sur le marché de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains (voir Section 6.6.1), et qu'elle continuera à subir la concurrence de nombreux acteurs puissants, dont certains sont verticalement intégrés sur le marché de la fourniture d'électricité ou d'autres marchés connexes à l'éclairage public, la

<sup>359</sup> Réponses à la question 87 du questionnaire Q2- Clients.

<sup>360</sup> Article L.337-9 du Code de l'énergie.

<sup>361</sup> Paragraphe 111 des lignes directrices non-horizontales.

Commission considère qu'il est très peu probable que l'entité fusionnée soit susceptible d'acquérir un pouvoir de marché significatif sur le marché de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains à travers l'exclusion de ses concurrents à un horizon de 3 à 5 ans.

581. En outre, la moitié des concurrents interrogés dans le cadre de l'enquête de marché considère que le marché de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains ne présente pas de barrière à l'entrée, un concurrent précisant que "*le marché est relativement accessible en marchés d'installation si l'entreprise dispose de moyens techniques et humains ainsi que de références*". D'autres concurrents évoquent comme barrières "*[l']investissement en matériel, [les] implantations de proximité et [la] crédibilité auprès des clients (références vérifiables)*" ou encore la "*technologie*".<sup>362</sup> La plupart de ces barrières ne sont pas spécifiques à ce marché et ne sont pas susceptibles d'être modifiées de manière significative par l'Opération. De plus, les concurrents des Parties mentionnés précédemment ne seront pas affectés de manière sensible par ces barrières à l'expansion. Par conséquent, la Commission considère que ce marché ne présente pas de barrière significative à l'entrée ou à l'expansion.
582. Enfin, la Commission examine si les entreprises concurrentes peuvent développer des contre-stratégies efficaces en temps utile.<sup>363</sup>
583. D'une part, la nouvelle méthodologie de calcul des TRV "bleu" devrait permettre à ces tarifs d'être contestables "par construction" par les fournisseurs alternatifs (voir Section 6.2) à la fin 2015. Dès lors, si compte tenu de l'existence du TRV "bleu éclairage public" le développement d'offres combinées éclairage public apparaît peu probable à ce stade, de telles offres pourraient toutefois être reproduites par des fournisseurs alternatifs d'électricité et des fournisseurs de services d'éclairage public combinant leurs offres.
584. D'autre part, plusieurs acteurs importants se concurrencent sur le marché de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains, eux-mêmes verticalement intégrés :
- Cofely Ineo est une filiale du groupe GDF Suez, actif dans la fourniture d'électricité ;
  - Bouygues Energies & Services, Citeos (filiale de Vinci Energies) et Eiffage Energies, toutes trois filiales de grands groupes également actifs sur des marchés étroitement liés au marché d'éclairage public et autres équipements électriques urbains (e.g. les marchés du bâtiment et des travaux publics).
585. La Commission considère que ces acteurs seraient en mesure de développer en temps utile des contre-stratégies efficaces, soit en reproduisant une stratégie d'offres groupées éclairage public (en propre ou en s'associant avec des fournisseurs alternatifs), soit par le biais d'offres groupées combinant services d'éclairage public et d'autres services connexes.
586. Au regard des éléments qui précèdent, et notamment du manque d'appétence des clients pour les offres combinées éclairage public, de l'existence de concurrents puissants dont certains sont déjà verticalement intégrés ainsi que de l'absence de

---

<sup>362</sup> Réponses de Bouygues Energies & Services, SPIE et Vinci Energies à la question 74 du questionnaire Q1-Concurrents.

<sup>363</sup> Paragraphe 103 des lignes directrices non-horizontales.

barrière à l'entrée / à l'expansion matérielle, la Commission considère qu'une éventuelle stratégie de verrouillage du marché par l'entité fusionnée n'aurait pas d'incidence négative significative sur la concurrence.

### 6.6.3.3 Conclusion

587. La Commission conclut que le lien congloméral entre la fourniture d'électricité et les services d'éclairage public n'est pas susceptible de produire des effets anti-concurrentiels, notamment pour les raisons suivantes : (i) le maintien du TRV "bleu éclairage public" pour une durée indéterminée ainsi que les règles spécifiques de la commande publique rendent très difficile la mise en place de stratégies de vente groupée mixte susceptibles de restreindre la concurrence (hors effets d'éviction), (ii) les effets d'éviction de concurrents sont non significatifs dans les 3-5 années à venir et (iii) les clients ne manifestent pas d'appétence pour les offres combinées éclairage public.

### 6.6.4 *Autres effets non-horizontaux – accès à l'information*

588. De même que dans la Section 6.4.5 concernant le marché de la gestion/maintenance multi-technique, la Commission examine si les informations dont l'entité fusionnée disposera sur la consommation d'électricité de ses clients seraient de nature à lui procurer un avantage significatif sur les marchés de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains, lui permettant de *"désavantager ses concurrents, les dissuadant ainsi d'entrer ou de se développer sur le marché"*.

589. Concernant les informations nécessaires ou utiles lors de la préparation d'une offre de services par Dalkia/Citelum, les Parties précisent qu'il s'agit essentiellement des principales caractéristiques du contrat d'électricité souscrit (puissance souscrite et profil de consommation historique), ainsi que des usages de l'électricité dans le cas de services d'optimisation de la consommation d'énergie.

590. Selon les Parties, ces différentes informations sont systématiquement transmises dans le cahier des charges de consultation transmis par le client qui dispose de ces dernières.<sup>364</sup>

591. Comme indiqué dans la Section 6.4.5 concernant le marché de la gestion/maintenance multi-technique, les informations sur la courbe de charge sont collectées par les gestionnaires de réseaux, et pour le réseau de distribution c'est ERDF qui transmet ses informations aux fournisseurs d'électricité pour permettre de facturer les clients. Les conditions tarifaires et les délais ont été évoqués dans la Section 6.4.5, où la Commission a également noté qu'ERDF est tenu à ne pas adopter un comportement discriminatoire.

592. La Commission considère ainsi que les clients ont accès aux informations pertinentes concernant leur consommation d'électricité, et ont donc la possibilité de les mettre à disposition des soumissionnaires lors d'appels d'offres de services d'éclairage public et autres équipements électriques urbains.

593. Les clients du marché de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains sont très majoritairement des entités publiques. Dans ce cas, les Parties soulignent que *"si le délégataire sortant dispose d'un avantage découlant de sa*

---

<sup>364</sup> Formulaire CO, paragraphes 1020-1024.

*connaissance technique des installations qui lui permet de mieux anticiper les attentes du client, cet avantage est amoindri par le fait que tous les concurrents disposent de l'intégralité des informations techniques transmises par le client", compte tenu du fait que "lorsque la collaboration préalable d'une entreprise lui a permis de recueillir des informations susceptibles de l'avantager par rapport aux autres candidats, l'acheteur public doit supprimer la différence de situation des entreprises en communiquant ces informations à tous les candidats".*<sup>365</sup>

594. L'enquête de marché n'a pas permis de confirmer ou d'infirmer les assertions des Parties. Si un client précise que *"la consommation d'électricité n'est pas fournie dans le règlement de consultation"*, un autre indique avoir à sa disposition les *"factures et données issues du logiciel DIALEGE d'EDF (495€ TTC)"*.<sup>366</sup>
595. Les concurrents affirment avoir besoin du *"nombre d'armoires de rue (et donc d'abonnements à EDF), [de] la consommation par abonnement [et du] nombre de parcs lumineux par armoire"*. Certains concurrents précisent également avoir besoin du *"recensement des équipements et [des] modes opératoires (durée journalière de fonctionnement)"* ainsi que d'une *"analyse du rythme de vie de la ville et/ou de ses quartiers"*.<sup>367</sup> La majorité des concurrents considèrent que cette information n'est généralement pas mise à disposition de l'ensemble des fournisseurs de services potentiels par le client lors de la passation de l'appel d'offres d'éclairage public, et la majorité des concurrents considère également que lorsque cette information n'est pas mise à disposition par le client, ils ne peuvent pas se la procurer d'une autre manière.<sup>368</sup>
596. Cependant, la majorité des concurrents indique que lorsqu'ils fournissent des services d'éclairage public, ils détiennent des informations sur la consommation d'électricité passée et/ou future des clients.<sup>369</sup>
597. Dès lors, la Commission conclut que les aspects liés aux informations sur la consommation d'électricité des clients ne produiront pas d'effets anti-concurrentiels significatifs sur les marchés de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains, notamment pour les raisons suivantes : (i) le gestionnaire de réseau de distribution a une obligation légale de fournir sur simple demande aux clients les informations sur leur consommation d'électricité et (ii) le client dispose<sup>370</sup> ou peut procurer lui-même ces informations.

---

<sup>365</sup> Formulaire CO, paragraphe 1441.

<sup>366</sup> Réponses de Mairie de Paris TDF-IDF et Ville de Chalons-en-Champagne à la question 58 du questionnaire Q2-Clients.

<sup>367</sup> Réponses de Bouygues Energies & Services, Serce et SPIE à la question 70 du questionnaire Q1- Concurrents.

<sup>368</sup> Réponses aux questions 71 et 72 du questionnaire Q1- Concurrents.

<sup>369</sup> Réponses à la question 73 du questionnaire Q1- Concurrents.

<sup>370</sup> A propos de la Ville de Paris, qui répondait au questionnaire de la Commission que *"la consommation d'électricité n'est pas fournie dans le règlement de consultation"*, Citelum explique que la ville de Paris possédait bien l'ensemble des informations relatives à la consommation de ses infrastructures d'éclairage public, de mise en lumière et de signalisation tricolore. Le 31 décembre de chaque année, en tant qu'exploitant de l'éclairage public de la ville de Paris, Citelum adressait aux services de la ville un état exhaustif du patrimoine incluant la mise à jour des puissances installées en éclairage public et en signalisation tricolore. Ces éléments adressés parallèlement à ERDF, étaient validés par cette dernière. Selon Citelum, le cahier des charges du marché de performance énergétique de Paris a mis à disposition des candidats, les valeurs d'énergie consommée au 31 décembre des années 2007 et 2008 (lors de l'appel d'offres 2010-2011, les valeurs d'énergie pour les années 2007 et 2008 étaient les plus récentes disponibles, dans la mesure où l'appel d'offres a été lancé fin 2009) ainsi qu'un état exhaustif du patrimoine incluant la description technique des ouvrages et les puissances électriques relatives à chacun de ces ouvrages. Sur la base de ces informations, chacun des candidats était donc parfaitement en capacité de mesurer les enjeux énergétiques relatifs à ces installations et le niveau des engagements en matière d'économies d'énergie. Email d'EDF du 17 juin 2014, 11:22.

598. De plus, s'agissant de la possibilité pour les Parties, après l'Opération, de s'échanger entre elles des informations sensibles de nature à fausser le jeu de la concurrence, notamment si Dalkia/Citelum pouvait fournir à EDF des informations sensibles sur ses concurrents (prix et conditions commerciales) et, réciproquement, si EDF pouvait lui fournir des informations sur les prix et volumes d'approvisionnement de ses concurrents, la Commission considère que les arguments évoqués dans la Section 6.4.5 s'appliquent de manière similaire. Ainsi, de tels échanges ne sont pas probables, et dans tous les cas ils ne seraient pas en mesure de fausser le jeu de la concurrence.

#### 6.6.5 Conclusion

599. Au regard des éléments qui précèdent, la Commission conclut que l'Opération n'aura pas d'effet significatif sur la concurrence sur le ou les marchés français de l'éclairage public et autres équipements électriques urbains. L'Opération ne soulève donc pas de doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur sur ce ou ces marchés.

### 6.7 Marché européen des droits d'émission de CO<sub>2</sub>

#### 6.7.1 Aspects horizontaux

##### 6.7.1.1 Position des Parties

600. Les Parties expliquent que sur un marché total de 12 466 millions de tonnes, le nombre de droits d'émission de CO<sub>2</sub> négociés par EDF est de [...], soit une part de marché de [0-5]%. Le nombre de droits négociés par Dalkia est de [...] (étant précisé que la quantité de CER échangés par Dalkia France est non significative), correspondant à une part de marché très largement inférieure à [0-5]%. Les parts de marché sont donc insignifiantes sur le marché concerné.

##### 6.7.1.2 Analyse de la Commission

601. Les parts de marché des Parties sur le marché européen des droits d'émission de CO<sub>2</sub> sont peu significatives: l'incrément résultant de l'Opération est minime et la part de marché de l'entité fusionnée sera inférieure à [0-5] %, quelle que soit la définition du marché de produits.

602. Le marché européen des droits d'émission de CO<sub>2</sub> n'est donc pas affecté et l'Opération n'est donc pas susceptible d'avoir d'impact sur le marché européen des droits d'émission de CO<sub>2</sub>.

#### 6.7.2 Aspects non horizontaux

##### 6.7.2.1 Position des Parties

603. Les Parties considèrent qu'il n'existe pas de lien vertical ou congloméral en relation avec le marché des droits d'émission de CO<sub>2</sub>; elles ajoutent que ce marché ne s'inscrit pas dans la logique d'une chaîne de valeur économique mais n'est qu'une composante d'un mécanisme régulateur visant à contraindre les opérateurs économiques à internaliser les externalités négatives liées à l'émission de gaz à effet de serre.

### 6.7.2.2 Analyse de la Commission

604. Compte-tenu notamment des parts de marché marginales des Parties, aucune préoccupation concurrentielle ne pourrait être rattachée à un hypothétique lien vertical ou congloméral.

### 6.7.3 *Conclusion*

605. Au regard des éléments qui précèdent la Commission conclut que l'Opération ne soulève pas de doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur en ce qui concerne le marché européen des droits d'émission de CO<sub>2</sub>.

## **6.8 Marché français des certificats d'économie d'énergie**

### 6.8.1 *Aspects horizontaux*

#### 6.8.1.1 Position des Parties

606. En tant que fournisseur d'énergie ("les obligés"), EDF est soumise à une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics françaises. Par ailleurs, au titre de ses ventes d'électricité et de gaz aux particuliers et aux entreprises du secteur tertiaire, EDF peut faire réaliser à ses clients des économies d'énergie au travers du mécanisme des CEE.

607. L'obligation d'EDF, en tant qu' « obligé » au titre de la 2<sup>ème</sup> période d'obligation est fixée à [...] TWhc.<sup>371</sup>

608. Sur cet hypothétique marché des CEE, les Parties argumentent qu'EDF n'est que très peu active [...]. EDF n'achète que très marginalement des CEE sur le marché (en 2012, [...] TWhc achetés, soit moins de [0-5] % des volumes échangés). L'opération n'est donc pas susceptible d'entraîner des effets horizontaux.

#### 6.8.1.2 Analyse de la Commission

609. EDF n'achète que très marginalement des CEE sur le marché (en 2012, [...] TWhc achetés, soit moins de [0-5] % des volumes échangés). Ainsi, sur le marché hypothétique des CEE, EDF n'est que très marginalement active [...]. Enfin, en tant qu'obligé, EDF ne vend pas de CEE.

610. Dalkia produit des CEE qu'elle revend ensuite aux différents obligés, à l'exception des certificats qu'elle utilise pour répondre à ses propres obligations, qui se sont élevées à [...] TWhc pour la première période et à [...] TWhc pour la seconde période. Dalkia a vendu en 2012 un volume modeste de CEE représentant [...] TWhc, soit une part de marché d'environ [5-10] % par rapport à l'ensemble des CEE échangés sur la plateforme Emmy<sup>372</sup> et [...] TWhc en 2013, représentant [0-5]% de part de marché.<sup>373</sup>

---

<sup>371</sup> Le décret du 20 décembre 2013 prolonge la 2ème période d'une année civile (soit jusqu'au 31 décembre 2014). Sur la base d'une hypothèse des ventes d'électricité et de gaz équivalentes en 2013 à celles de 2012, l'obligation complémentaire serait de [...] TWhc pour EDF.

<sup>372</sup> La taille totale du marché en 2012 est estimée à 39 TWhc ainsi que cela ressort des données disponibles sur le lien suivant : [https://www.emmy.fr/front/donnees\\_mensuelles.jsf](https://www.emmy.fr/front/donnees_mensuelles.jsf).

<sup>373</sup> Il convient aussi de relever que les «certificats verts» en France correspondent à des «garanties d'origine» dont un producteur d'électricité peut demander la délivrance afin de matérialiser l'origine de l'électricité produite dans ses installations. L'Opération n'aura aucune incidence sur cet éventuel marché des garanties d'origine, dans

611. Le marché français des CEE n'est donc pas affecté par l'Opération.

#### 6.8.2 *Aspects non horizontaux*

##### 6.8.2.1 Position des Parties

612. Les Parties considèrent qu'il n'existe pas de lien vertical ou congloméral en lien avec le marché des CEE. En effet, ce marché ne s'inscrit pas dans la logique d'une chaîne de valeur économique mais n'est qu'une composante d'un mécanisme régulateur visant à contraindre les opérateurs économiques à internaliser les externalités négatives liées à l'émission de gaz à effet de serre.
613. Les Parties argumentent aussi que l'Opération ne résulterait en aucune modification de la concurrence puisque Dalkia n'a vendu en 2012 qu'environ [5-10] % de l'ensemble des CEE échangés sur la plateforme Emmy et [0-5] % des CEE échangés en 2013. De plus, depuis 2010, Dalkia n'a vendu aucun CEE à EDF.<sup>374</sup>
614. Les Parties précisent en outre que lorsqu'un client réalise des travaux générant des économies d'énergie, c'est le client qui dispose de la faculté de désigner le bénéficiaire des CEE générés. Dalkia, comme tout acteur proposant à ses clients des prestations générant des économies d'énergie éligibles au dispositif CEE, peut alors être désigné par ses clients et valoriser les CEE soit directement auprès d'un obligé, soit en les proposant à la vente sur le registre national des CEE. Les gains tirés de cette valorisation sont généralement partagés entre le client et le prestataire. Dalkia peut, aujourd'hui déjà, valoriser les CEE générés par ses activités auprès d'EDF ou de tout autre obligé. L'intérêt de Dalkia restera d'obtenir la meilleure valorisation possible des CEE à son propre bénéfice et au bénéfice de ses clients.
615. En tout état de cause, compte-tenu des parts de marché marginales des Parties rappelées ci-dessus, aucune préoccupation concurrentielle ne pourrait être rattachée à un hypothétique lien vertical ou congloméral.

##### 6.8.2.2 Analyse de la Commission

616. La Commission considère que le marché des CEE ne s'inscrit pas exclusivement dans la logique d'une chaîne de valeur économique et qu'il est plutôt une composante d'un mécanisme visant à inciter les opérateurs économiques à faire des économies d'énergie.
617. La Commission a examiné les effets sur la concurrence de l'hypothèse selon laquelle, à l'issue de l'Opération, EDF pourrait racheter à Dalkia des CEE à un prix élevé, ce qui pourrait donner un avantage important à Dalkia lors de réponses aux appels sur des marchés de services de gestion/maintenance multi-technique, de gestion déléguée de réseaux de chaleur et de froid et d'éclairage public.
618. La Commission note aussi qu'EDF achète des volumes marginaux de CEE<sup>375</sup> et Dalkia vend des volumes modestes de CEE à EDF.<sup>376</sup>

---

la mesure où EDF est d'ores et déjà subrogée dans les droits de Dalkia pour demander la délivrance des garanties d'origines relatives à la production d'installations de Dalkia sous obligation d'achat, ce qui correspond à l'essentiel de son parc.

<sup>374</sup> Cf. Form CO, paragraphe 520.

<sup>375</sup> [...] TWhc en 2011, [...] TWhc en 2012 et [...] TWhc en 2013, à comparer avec un objectif national annualisé d'environ [...] TWhc, soit moins de [...] % de l'objectif total sur la 2ème période (Form CO, paragraph 517).

619. Pendant l'enquête de marché, si certains concurrents ont mentionné le dispositif des CEE comme un élément important, la majorité des clients et concurrents ont confirmé que l'Opération n'aurait pas d'impact sur les CEE.<sup>377</sup> Des clients et concurrents interrogés ont également précisé que la possibilité de créer et valoriser des CEE ne joue pas un rôle différenciant dans les appels d'offres et dans le choix des prestataires de services par les clients.<sup>378</sup> De plus, les activités de revente et de génération des CEE ne sont pas utilisées par des concurrents pour gagner des marchés; il est difficile d'en faire un avantage concurrentiel supplémentaire parce que cela ne représente pas des masses économiques suffisamment importantes pour faire basculer la décision du client.<sup>379</sup>
620. Compte tenu de ce qui précède, notamment les volumes modestes des CEE vendus par Dalkia et les volumes modestes des achats des CEE par EDF, le fait que Dalkia n'a vendu aucun CEE à EDF depuis 2010, le fait que la possibilité de créer et valoriser des CEE ne joue pas un rôle différenciant dans le choix des prestataires de services par les clients, et compte tenu que l'enquête du marché a indiqué que l'Opération n'a pas d'impact sur les CEE, la Commission considère que l'Opération n'est pas susceptible d'avoir des effets anti-concurrentiels en relation avec les aspects non horizontaux liés aux CEE.

### 6.8.3 Conclusion

621. Au vu de ce qui précède, la Commission conclut que l'Opération ne soulève pas des doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur sur le marché hypothétique des CEE en France.

## 6.9 Marchés de la gestion des déchets

### 6.9.1 Aspects horizontaux

622. En France, EDF est essentiellement présente dans le secteur de la gestion des déchets via sa filiale Tiru, qui n'est active qu'en matière de gestion des déchets banals. Son activité porte sur le traitement des déchets par incinération et sur la valorisation des déchets.
623. EDF est aussi présente dans la filière biogaz par le biais de Verdesis, filiale d'EDF Energies Nouvelles, qui assure le traitement du biogaz principalement sur des centres de stockage de déchets, des stations d'épuration et des usines de méthanisation.
624. Dalkia est active dans le secteur de la gestion des déchets de manière marginale via quelques filiales, notamment: (i) la société d'exploitation thermique du Mirail, dont Dalkia n'a pas contrôle;<sup>380</sup> (ii) Nancy Energie qui est titulaire jusqu'en juin 2016, d'une concession qui inclut l'exploitation du réseau de chauffage urbain de Nancy et d'un incinérateur;<sup>381</sup> (iii) la Société Niçoise de Réalisations Thermiques

<sup>376</sup> En 2010, Dalkia France a vendu des CEE à EDF pour un volume de [...] TWhc, soit moins de [...] % de l'objectif national annualisé, pour un montant de [...] d'euros, soit environ [...] Depuis 2010, Dalkia n'a vendu aucun CEE à EDF (Form CO, paragraphe 520).

<sup>377</sup> Cf. réponses à la question 93 du questionnaire Q2-clients et à la question 105 du questionnaire Q1-concurrents.

<sup>378</sup> Cf. par exemple les minutes de l'entretien téléphonique avec ADEME en date du 03 Avril 2014, paragraphe 20.

<sup>379</sup> Cf. les minutes de l'entretien téléphonique avec un concurrent en date du 12 Mars 2014, paragraphe 36.

<sup>380</sup> SETMI est détenue à [...] % par Dalkia France, à [...] % par Soval (filiale de Veolia Propreté) et à [...] % par Norvergie, est contrôlée par Veolia Environnement.

<sup>381</sup> Nancy Energie est une entreprise conjointement contrôlée par Dalkia France (à hauteur de [...] %) et Valest, filiale de Veolia Propreté (à hauteur de [...] %).

(« Sonitherm »)<sup>382</sup> qui est titulaire jusqu'en décembre 2018, d'une concession de chauffage urbain qui inclut l'exploitation du réseau et d'un incinérateur; (iv) Carbiolane<sup>383</sup> qui est titulaire de la concession relative à l'exploitation d'unités de valorisation des résidus urbains de la Ville de Lille et de déchets verts et organiques; et (v) la société Mancelle de Distribution de Chaleur et d'Incinération de résidus urbains<sup>384</sup> qui est titulaire de la concession de service public pour l'exploitation de l'incinérateur de résidus urbains de la Ville du Mans, mais ne réalise aucun chiffre d'affaires sur les marchés concernés car elle a sous-concédé l'exploitation de l'incinérateur à une autre société.

625. Les activités des Parties se résument à la valorisation et l'incinération des déchets banals.

#### 6.9.1.1 Valorisation des déchets banals

##### 6.9.1.1.1 Position des Parties

626. Les Parties expliquent que dans le marché français de la valorisation des métaux ferreux, le chiffre d'affaires [...]. Pour sa part, le chiffre d'affaires de Dalkia France est d'EUR [...].

627. En ce qui concerne le marché français de la valorisation des métaux non-ferreux, le chiffre d'affaires réalisé par Tiru en 2012 est d'EUR [...]. Pour sa part, Dalkia France a réalisé un chiffre d'affaires d'EUR [...].

628. Le marché français de la valorisation des métaux ferreux étant estimé, par la FEDEREC (association professionnelle regroupant les acteurs du recyclage), en 2012, à EUR [...] et celui de la valorisation des métaux non ferreux, à EUR [...]. La part de marché combinée des Parties est donc inférieure à [0-5] % sur chacun de ces marchés.

##### 6.9.1.1.2 Analyse de la Commission

629. En ce qui concerne la valorisation des déchets banals, qui, conformément à la pratique décisionnelle de la Commission précitée pourrait être distinguée en autant de marchés que de types de matières à valoriser, les activités des Parties ne se recoupent que sur les marchés de la valorisation des métaux ferreux et de la valorisation des métaux non ferreux. Sur chacun de ces marchés, EDF et Dalkia possèdent des parts de marché combinées [0-5] %.

630. Ainsi, aucun des marchés de la valorisation des déchets banals n'est affecté et l'Opération n'est pas susceptible d'avoir d'impact sur ces marchés.

#### 6.9.1.2 Incinération des déchets banals

##### 6.9.1.2.1 Position des Parties

631. Les Parties expliquent que si l'on devait considérer les parts de marché des Parties au niveau national, l'Opération ne donnerait pas lieu à un marché affecté vu que la part de marché combinée est de [10-20] %, au surplus largement inférieure à celle de Veolia Propreté ([30-40]%) et de Suez-Environnement ([30-40]%). Dans ces conditions, l'Opération ne suscite aucune difficulté au niveau national. L'Opération ne soulève pas davantage de difficultés au niveau infra-national vu que les

---

<sup>382</sup> Filiale co-contrôlée par Valsud (filiale de Veolia Propreté) et Dalkia France.

<sup>383</sup> Filiale conjointement contrôlée par Dalkia France ([...] %) et la société Ramery ([...] %).

<sup>384</sup> Filiale conjointement contrôlée par Dalkia France ([...] %) et Setrad, filiale de Veolia Propreté.

incinérateurs opérés par les filiales de Dalkia France sont situés dans des départements différents.

#### 6.9.1.2.2 Analyse de la Commission

632. La Commission relève que les Parties ne sont pas actives dans l'incinération des déchets banals, sur les mêmes marchés géographiques infranationaux (départementaux ou régionaux).
633. Sur un hypothétique marché national, EDF (Tiru) a une part de marché de [10-20]% et Dalkia de [0-5]%.<sup>385</sup> Au niveau national, l'Opération ne donne donc pas lieu à un marché affecté.

#### 6.9.1.3 Conclusion

634. Au vu de ce qui précède la Commission considère que l'Opération conduira à un chevauchement horizontal limité et que l'entité fusionnée ne disposera donc pas d'un pouvoir de marché significatif sur les marchés de la gestion des déchets.

### 6.9.2 *Aspects non-horizontaux*

#### 6.9.2.1 Marchés concernés

635. Compte tenu des faibles parts de marché des Parties sur les marchés de la valorisation des déchets banals, la Commission considère que l'existence d'effets non-horizontaux anticoncurrentiels peut être écartée sur ces marchés.
636. Les Parties expliquent que l'activité d'incinération donne lieu à une valorisation énergétique lorsque les incinérateurs sont en mesure de récupérer la chaleur dégagée par la combustion pour la transformer en vapeur et/ou en électricité. La valorisation énergétique est consubstantielle et indissociable de l'incinération effectuée par ces incinérateurs et ne constitue pas une activité aval de celle-ci. D'après les Parties il n'existe donc pas de relation de nature non-horizontale entre l'incinération et la valorisation énergétique.
637. L'incinération, lorsque ces incinérateurs sont capables de valoriser la chaleur dégagée par la combustion, donne lieu à une production de chaleur et/ou d'électricité. La valorisation énergétique des déchets produit de l'énergie thermique et de l'électricité qui permettent d'alimenter des réseaux de chauffage et d'électricité.
638. A ce titre, la Commission analyse les relations non-horizontales existant entre le marché de l'incinération des déchets banals et (a) le marché de la production/vente en gros d'électricité et (b) le marché de la gestion déléguée des réseaux de chaleur.

---

<sup>385</sup> Parts de marché en volume (tonnes incinérées), 2012. En l'absence de sources indépendantes fiables, EDF a utilisé les informations disponibles sur les sites du SVDU (Syndicat national du traitement et de la Valorisation des Déchets Urbains et assimilés) et du Centre national d'information indépendante sur les déchets (Cniid) en les actualisant ainsi que la base de données interne Tiru, résultat de multiples recherches d'informations sur internet, sur les sites des constructeurs, des exploitants, des maitres d'ouvrage, etc. et d'un suivi de l'actualité des marchés.

## 6.9.2.2 Marché de l'incinération des déchets banals / marchés de l'électricité (production et vente en gros, fourniture au détail)

### 6.9.2.2.1 Position des Parties

639. Les Parties expliquent que l'on peut exclure toute problématique entre la valorisation énergétique des déchets et la production et vente en gros d'électricité dans la mesure où l'électricité produite par les installations exploitées par Tiru ou Verdesis est revendue à EDF sous obligation d'achat. De même, s'agissant de Dalkia, l'essentiel de sa production d'électricité est vendue à EDF dans le cadre de l'obligation d'achat.

### 6.9.2.2.2 Analyse de la Commission

640. Dans la mesure où l'essentiel de la production d'électricité des filiales d'EDF dans le cadre de l'incinération des déchets banals est revendue à EDF sous obligation d'achat, la Commission considère que l'éventuel lien non-horizontale entre l'incinération des déchets et la production et vente en gros d'électricité ne produira pas d'effets anti-concurrentiels.

641. L'obligation d'achat d'un certain nombre d'incinérateurs exploités par Tiru arrivera à expiration dans un horizon de 3 à 5 ans. Comme pour les cogénérations, un arrêté<sup>386</sup> permet d'accéder à nouveau à un contrat d'obligation d'achat à la condition que des investissements de rénovation aient été effectués. Cependant, a contrario des conditions d'achat applicables aux cogénérations, le prix de l'obligation d'achat pour ces installations est proche du prix de marché. Il est donc probable qu'une grande partie des opérateurs d'incinérateurs dont les contrats d'obligation d'achat arrivent à échéance fasse le choix du marché pour la vente de leur production.<sup>387</sup>

642. La Commission note cependant que l'expiration des obligations d'achat portant sur l'électricité produite par les incinérateurs de Tiru, filiale d'EDF, ainsi que leur éventuel renouvellement, ne sont pas spécifiques à l'Opération.

643. Concernant un éventuel lien vertical entre la fourniture d'électricité au détail et l'incinération des déchets banals, la Commission note que, si l'électricité est un intrant important (représentant environ [...] % des coûts d'exploitation d'une unité d'incinération), ce lien n'est pas spécifique à l'Opération.

## 6.9.2.3 Marché de l'incinération des déchets banals / marché de la gestion déléguée de réseaux de chaleur

### 6.9.2.3.1 Position des Parties

644. Parmi les incinérateurs exploités par Tiru, seuls [...] d'entre eux sont reliés à un réseau de chaleur (dont [...] est exploité par Tiru et [...] par des concurrents de Dalkia).

645. Dans la mesure où les [...] incinérateurs exploités par Tiru ne sont pas raccordés à des réseaux de chaleur exploités par Dalkia, l'Opération ne crée aucune relation de

<sup>386</sup> Arrêté du 14 décembre 2006 relatif à la rénovation des installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée telles que visées à l'article 3 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

<sup>387</sup> Rapport CRE « le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel – Rapport 2012-2013 », janvier 2014, p.61 et figure 59.

nature non-horizontale entre l'activité de valorisation thermique de Tiru et l'activité de gestion déléguée des réseaux de chaleur de Dalkia. Le même constat s'impose s'agissant de l'activité d'incinération de Dalkia dans la mesure où les incinérateurs exploités par Dalkia ne sont pas raccordés à un réseau de chaleur exploité par EDF, cette dernière étant au demeurant présente de manière marginale dans la gestion des réseaux de chaleur.

646. En outre, selon les Parties, parmi les 207 réseaux de chaleur gérés par Dalkia en 2012, une toute petite minorité (environ [...]) d'entre eux est reliée à des unités d'incinération des ordures ménagères. Parmi ces quelques unités, [...] ne sont pas gérées par le groupe Veolia Propreté.<sup>388</sup>
647. Selon les Parties, le fait qu'il existe des incinérateurs gérés par des concurrents de Tiru qui sont reliés à des réseaux de chaleur gérés par les Parties n'a pas d'impact à l'égard de l'Opération car : (i) le choix de l'exploitant d'une unité d'incinération ou du gestionnaire d'un réseau de chaleur s'effectue toujours dans le cadre d'appels d'offres et dans ce cadre, la réglementation en matière de marchés publics oblige la fourniture de toutes informations relatives à l'interface technique et commerciale avec le réseau de chaleur relié à l'incinérateur en question aux candidats soumissionnaires, ce qui empêche que cette situation constitue un avantage concurrentiel pour le groupe en place; et (ii) la sélection de l'entreprise destinée à prendre en charge l'exploitation d'un incinérateur est effectuée indépendamment de l'identité de l'entreprise de la gestion déléguée du réseau de chaleur, le gestionnaire de réseau ne bénéficiant ainsi d'aucun avantage dans le processus de mise en concurrence relatif à l'exploitation de l'unité d'incinération.

#### 6.9.2.3.2 Analyse de la Commission

648. La Commission examine si l'entité fusionnée aurait la capacité et l'incitation d'évincer ses concurrents en exploitant, par un effet de levier, la forte position qu'elle occupe sur un de ces marchés.
649. En ce qui concerne le marché de l'incinération des déchets banals, l'entité fusionnée aurait une part de marché combinée de [10-20]%. Elle ne bénéficie pas d'un pouvoir de marché significatif sur ce dernier.
650. En revanche, sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de chaleur, Dalkia détient une part de marché de [30-40] %, comme indiqué dans la section 6.4.1.<sup>389</sup> Une analyse relative à une possible stratégie d'éviction s'avère donc pertinente.
651. Dans ce contexte la Commission envisage trois scénarii d'éviction :
- Scenario 1: un appel d'offres unique portant en parallèle sur (i) la construction et/ou l'exploitation d'un incinérateur et (ii) la construction et/ou l'exploitation d'un réseau de chaleur ;
  - Scenario 2: un appel d'offres groupé portant en parallèle sur (i) la construction et/ou l'exploitation d'un incinérateur et (ii) la construction et/ou l'exploitation d'un réseau de chaleur ;
  - Scenario 3: un appel d'offres pour la construction et/ou l'exploitation d'un incinérateur relié à un réseau de chaleur géré par les Parties.<sup>390</sup>

<sup>388</sup> Réponse des Parties du 16 juin à la question 6 de la RFI – EDF – 7.

<sup>389</sup> Comme indiqué précédemment l'addition de parts de marché entre Dalkia et EDF sur le marché de la gestion déléguée de réseaux de chaleur est très marginale.

652. Dans le scenario 1, et parfois dans le scenario 2, la Commission relève que la ou les entités publiques délégantes s'entendent souvent pour fixer le prix de la chaleur vendue par l'incinérateur au réseau de chaleur, ce prix étant intégré au cahier des charges qui s'impose aux répondants à l'appel d'offres. Dans ce cas, il n'existe pas de possibilité pour les soumissionnaires d'améliorer la compétitivité de leur offre d'exploitation de l'incinérateur par le biais du prix de vente de la chaleur.
653. Dans le scenario 2, le prix de la chaleur peut ne pas être fixé par les entités publiques délégantes. Dans ce cas, les appels d'offres étant concomitants, la Commission rappelle que la possibilité existe pour les concurrents de Tiru de faire des partenariats avec les concurrents de Dalkia sur le marché de la gestion de réseaux de chaleur et d'offrir des services combinant l'exploitation d'incinérateurs et la gestion d'un réseau de chaleur. De tels partenariats ont pu être observés par le passé.<sup>391</sup> Ainsi, une stratégie d'offres groupées de l'entité fusionnée pourrait être reproduite par des groupements de sociétés.
654. Enfin, dans le scenario 3 l'occurrence d'un risque d'éviction des concurrents du marché peut être considérée comme très limitée. Entre [...] réseaux de chaleur gérés par Dalkia sont actuellement reliés à un incinérateur.
655. Ainsi, même dans le cas hypothétique où Tiru était amené à remporter les contrats d'exploitation de l'ensemble des incinérateurs qui, parmi ces [...] incinérateurs reliés à des réseaux de chaleur gérés par Dalkia, feront l'objet d'un renouvellement dans les 3-5 prochaines années, l'impact sur les parts de marché de Tiru et de ses concurrents serait limité, ces derniers représentant au maximum environ [...] % du parc français des incinérateurs de déchets ménagers ou assimilés en service.<sup>392</sup> Au vu des parts de marché relativement faibles de Tiru, l'éviction des concurrents à moyen terme est ainsi peu probable.
656. Par ailleurs, dans la mesure où le réseau de chaleur auquel l'incinérateur est relié constitue un marché local de la production et fourniture de chaleur sur lequel le gestionnaire du réseau est souvent en situation de monopsonne, toute pratique du gestionnaire de réseau ayant pour objet de privilégier une entité parente pourrait être considérée comme un abus de position dominante au sens du droit de la concurrence, ce qui pourrait réduire les incitations de l'entité fusionnée à mettre en œuvre de telles pratiques.
657. La Commission a également considéré si l'entité fusionnée pourrait bénéficier d'un avantage par rapport à ses concurrents dans le cadre d'appels d'offres groupés mixtes, dans l'hypothèse où l'entité intégrée EDF / Tiru / Dalkia serait en mesure de bénéficier de conditions tarifaires préférentielles de la part d'EDF sur (i) d'une part, la fourniture d'électricité nécessaire au fonctionnement de l'unité d'incinération et du réseau de chaleur et (ii) d'autre part, l'électricité vendue par l'unité d'incinération (voir le réseau de chaleur si lui-même comporte une unité de cogénération).

---

<sup>390</sup> Il n'est pas nécessaire de considérer la situation inverse d'un appel d'offres pour la gestion déléguée d'un réseau de chaleur actuellement relié à un incinérateur géré par les Parties, compte tenu des faibles parts de marché des Parties sur le marché de l'incinération des déchets banals.

<sup>391</sup> A titre d'exemple, en 2014, le comité syndical du SIMACUR, qui gère le chauffage urbain pour les villes de Massy et Antony, et a élargi ses compétences au traitement des déchets, a accepté comme délégataire pour l'exploitation des services publics syndicaux d'incinération des ordures ménagères et de chauffage urbain le groupement momentané d'entreprises GDF Suez Energie Services / Novergie (filiale de Suez Environnement). Le contrat de délégation de services publics est d'une durée de 20 années. Source : [http://www.simacur.fr/Download/CR\\_CS\\_20140212\\_ed1.pdf](http://www.simacur.fr/Download/CR_CS_20140212_ed1.pdf)

<sup>392</sup> Il y a aujourd'hui 126 incinérateurs de déchets ménagers ou assimilés en service en France et 5 projets concernant des usines d'incinération.

658. La Commission considère qu'une telle hypothèse se ramène à l'étude des trois liens suivants : (i) fourniture d'électricité au détail / incinération des déchets banals, (ii) incinération des déchets banals / production et vente en gros d'électricité et (iii) fourniture d'électricité au détail / gestion déléguée des réseaux de chaleur. Comme indiqué précédemment dans cette section et dans la Section 6.4.2, la Commission considère qu'en la matière, l'Opération n'aura pas d'effet significatif sur la concurrence.
659. En outre, une large majorité des entités ayant répondu à l'enquête de marché indiquent que l'opération n'aura pas d'impact sur les marchés de la gestion des déchets.<sup>393</sup>
660. Au vu de ce qui précède, la Commission conclut que l'entité fusionnée ne disposera pas de la capacité de verrouiller le marché, après l'Opération.
661. La Commission conclut que les liens non-horizontaux entre l'incinération des déchets banals et la gestion déléguée des réseaux de chaleur ne produiront pas d'effets anti-concurrentiels, notamment pour les raisons suivantes : (i) dans certains cas, les entités publiques délégantes fixent elles-mêmes le prix de la chaleur vendue ; (ii) lorsque l'appel d'offres porte à la fois sur l'exploitation de l'incinérateur et du réseau de chaleur, la possibilité existe pour les sociétés monoproductrices concurrentes de répliquer une stratégie d'offres combinées ; et (iii) les Parties ne gèrent qu'un faible nombre de réseaux de chaleur reliés à un incinérateur.

### 6.9.3 Conclusion

662. Au regard des éléments qui précèdent, la Commission conclut que l'Opération n'aura pas d'effet significatif sur la concurrence sur les marchés de la gestion des déchets. L'Opération ne soulève donc pas de doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur sur ces marchés.

## 6.10 Effets coordonnés

663. Des effets coordonnés se produisent lorsque l'opération de concentration change la nature de la concurrence de telle sorte que les entreprises qui, jusque-là, ne coordonnaient pas leur comportement, seraient dorénavant beaucoup plus susceptibles de le faire pour augmenter leurs prix ou porter atteinte, d'une autre manière, à la concurrence effective. Une opération de concentration peut également faciliter, stabiliser ou rendre plus efficace la coordination entre des entreprises qui coordonnaient déjà leur comportement avant l'opération.<sup>394</sup>

### 6.10.1 Position des Parties

664. Les Parties estiment que le risque de coordination peut être écarté sur les marchés de la fourniture d'électricité dans la mesure où Dalkia n'y est pas présente. L'Opération ne changera donc pas la structure concurrentielle du marché.
665. Sur le marché de la gestion/maintenance multi-technique, EDF est présente sur la conception/réalisation des installations techniques, alors que Dalkia, de son côté, offre plutôt des services de gestion/maintenance. Les activités d'EDF et de Dalkia France sont donc plutôt complémentaires que concurrentes. Par ailleurs, EDF n'est

---

<sup>393</sup> Cf. Q1 – Questionnaire aux concurrents, question 105 et Q2 – Questionnaire aux clients, question 93.  
<sup>394</sup> Lignes directrices non-horizontales, paragraphe 79.

que très faiblement présente sur ce marché. Dès lors, l'Opération ne sera pas de nature à modifier la structure concurrentielle du marché.

666. En ce qui concerne les marchés de l'éclairage public, les Parties expliquent que le risque de coordination est inexistant en raison de la présence limitée de la nouvelle entité sur ces marchés qui continuera à faire face à la concurrence active. L'Opération ne sera donc pas susceptible de modifier la structure du marché.
667. Les Parties considèrent que le large pouvoir discrétionnaire détenu par les entités publiques et la clientèle privée dans le choix final du prestataire, combiné à la dynamique concurrentielle de ce marché, rend l'adoption de comportements parallèles délibérés onéreux et impossibles à surveiller réciproquement sur ces marchés.
668. En particulier, les Parties expliquent que sur les marchés en cause, la clientèle, aussi bien publique que privée, a quasi-exclusivement recours à des procédures d'appels d'offres ou de mises en concurrence pour choisir son prestataire de services. En raison de la forte hétérogénéité des appels d'offres, tant en termes de taille que d'exigences, les clients prennent en considération de nombreux critères autres que le prix pour faire leur choix, notamment la qualité des prestations. De plus, les marchés en cause sont animés par de nombreux acteurs provenant des horizons divers.
669. Les Parties concluent que l'Opération ne soulèvera pas de risque d'effets coordonnés de nature à affecter le jeu de la concurrence sur les marchés en cause.

#### *6.10.2 Analyse de la Commission*

670. En premier lieu, la coordination est plus probable sur des marchés où il est relativement simple de parvenir à une compréhension mutuelle de ses modalités d'exercice, c'est-à-dire des marchés avec des produits homogènes et un grand degré de transparence.
671. En outre, trois exigences doivent être remplies pour que la coordination soit durable. Tout d'abord, les entreprises qui coordonnent leur comportement doivent être capables de surveiller dans une mesure suffisante si les modalités de la coordination sont respectées. Deuxièmement, la discipline impose qu'il existe une forme de mécanisme de dissuasion crédible qui puisse être mise en œuvre si un comportement déviant est détecté. Finalement, les réactions d'entreprises qui ne participent pas à la coordination, telles que les concurrents actuels ou futurs, ainsi que les réactions des clients, ne devraient pas pouvoir remettre en cause les résultats attendus de la coordination.<sup>395</sup>
672. Concernant en particulier les concentrations conglomérales, elles peuvent influencer la probabilité d'un comportement coordonné en réduisant le nombre de concurrents effectifs de manière telle que la coordination tacite devienne réellement possible. Même lorsqu'ils ne sont pas exclus du marché, des concurrents peuvent se retrouver dans une situation plus vulnérable. Il se peut donc que des

---

<sup>395</sup> Lignes directrices sur les concentrations horizontales, point 41. Aussi pertinentes pour l'analyse des concentrations non-horizontales cf. Lignes directrices sur les concentrations non horizontales, points 79 et 119.

concurrents évincés choisissent de ne pas contester la situation de coordination, préférant accepter, pour se protéger, des prix plus élevés.<sup>396</sup>

673. Les éléments mentionnés ci-dessus sont analysés par la Commission concernant les effets de l'Opération sur les marchés où les Parties sont présentes simultanément ainsi que sur les marchés où les activités des Parties sont liées et/ou connexes, notamment les marchés de la production de l'électricité, la fourniture au détail de l'électricité, la gestion/maintenance multi-technique, l'éclairage public ainsi que la gestion déléguée de réseaux de chaleur et de froid.
674. Tout d'abord, concernant le marché de la production et vente en gros d'électricité sur lequel les deux Parties sont présentes simultanément, le risque d'effets coordonnés peut être écarté dans la mesure où l'Opération ne changera pas la structure du marché. Comme expliqué dans la Section 6.3.1, une large part de la production de Dalkia est rachetée par EDF, dans des conditions règlementaires, au titre de l'obligation d'achat de cette dernière.
675. Concernant le marché de la fourniture d'électricité, vu que Dalkia n'est pas active sur ce marché, l'Opération ne changera la structure du marché que si des offres groupées services et électricité devaient émerger. Par contre la Commission ne considère pas que l'Opération facilite la coordination sur le marché de l'électricité et/ou sur les marchés de services.
676. En effet, la première exigence concerne la capacité de surveiller dans une mesure suffisante si les modalités de la coordination sont respectées<sup>397</sup> ainsi que l'existence d'une compréhension mutuelle des modalités de la coordination. Ces deux facteurs ne semblent pas susceptibles de se matérialiser après l'Opération car les marchés en cause ne sont pas suffisamment transparents pour assurer une éventuelle coordination:
- Premièrement, les services en cause peuvent être assimilés à des services différenciés dans la mesure où ils constituent des services proposés à des entités différentes selon des conditions hétérogènes, et doivent donc être adaptées selon les attentes très spécifiques de chaque client.
  - Deuxièmement, les clients ont pour chacun des marchés identifiés un nombre significatif de soumissionnaires répondant aux appels d'offres<sup>398</sup>.
  - Troisièmement, comme expliqué dans la Section 6.4, le marché des services de gestion/maintenance multi-technique ne semble pas être caractérisé par de fortes barrières à l'entrée/expansion, tel que démontré par exemple par l'entrée d'Eiffage Energie en 2010. Concernant le marché de l'éclairage public, comme expliqué dans la Section 6.6 ce marché ne présente pas de barrière significative à l'entrée ou à l'expansion.
677. La deuxième exigence correspond à l'existence de mécanismes de dissuasion qui doivent être identifiables, crédibles et capables d'être mis en œuvre en temps utile. L'organisation d'appel d'offres et le pouvoir des clients de choisir le prestataire de ces services sont en l'espèce susceptibles d'empêcher le déclenchement de mécanismes de dissuasion crédibles. En effet, les marchés en cause fonctionnent

---

<sup>396</sup> Lignes directrices sur les concentrations non horizontales, point 120.

<sup>397</sup> Lignes directrices sur les concentrations non horizontales, point 86.

<sup>398</sup> V. aussi décision de la Commission n° COMP/M.4180 - *Gaz de France/Suez*, points 995-997 et s. décision de l'Autorité n° 11-DCC-34 - *Ne Varietur/GDF Suez*, point 100.

majoritairement sur la base d'appels d'offres. De plus, ces appels d'offres sont hétérogènes, en termes de taille, de services fournis, et de conditions d'octroi.

678. La Commission considère qu'il n'est pas nécessaire d'analyser la troisième exigence qui porte sur les réactions des entreprises étrangères à la coordination. En tout état de cause, la Commission relève que l'Opération n'est pas susceptible de réduire la marge de manœuvre dont disposent les entreprises étrangères à la coordination pour déstabiliser cette dernière, et n'est pas susceptible d'entraîner l'élimination d'un acheteur déstabilisateur sur le marché.

### *6.10.3 Conclusion*

679. Au regard des éléments qui précèdent, la Commission conclut que l'Opération ne soulève pas de doutes sérieux quant à sa compatibilité avec le marché intérieur en ce qui concerne les effets coordonnés.

## **7. CONCLUSION**

680. La Commission européenne a décidé, pour les raisons exposées ci-dessus, de ne pas s'opposer à l'opération notifiée et de la déclarer compatible avec le marché intérieur et avec l'accord EEE. La présente décision est prise sur la base de l'article 6, paragraphe 1, point b), du règlement sur les concentrations.

*Par la Commission*

*(signé)*

*Joaquín ALMUNIA*

*Vice Président*