

Décision n° 11-D-09 du 8 juin 2011
relative à des pratiques mises en œuvre par EDF et RTE
dans le secteur de l'électricité¹

L'Autorité de la concurrence (section III),

Vu la saisine enregistrée le 7 décembre 2010 sous les numéros 10/0105 F et 10/0106 M par laquelle le Syndicat National des Producteurs Indépendants d'Electricité Thermique (SNPIET) a saisi l'Autorité de la concurrence concernant des pratiques mises en œuvre dans le secteur de l'électricité et a sollicité, en outre, le prononcé de mesures conservatoires ;

Vu les articles 101 et 102 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne ;

Vu le livre IV du code de commerce ;

Vu la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, modifiée notamment par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité ;

Vu le décret 2006-1731 du 23 décembre 2006 approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité ;

Vu l'avis du 2 mars 2011 de la Commission de régulation de l'énergie rendu sur le fondement des dispositions de l'article R. 463-9 du code de commerce ;

Vu les observations présentées par le SNPIET et les sociétés EDF et RTE ;

Vu les décisions de secret des affaires n°11-DSA-54 du 8 février 2011, n°11-DSA-54 du 15 février 2011, n°11-DSA-55 du 15 février 2011, n°11-DSA-67 du 28 février 2011, n°11-DSA-68 du 28 février 2011, n°11-DSA-72 du 3 mars 2011, n°11-DSA-74 du 3 mars 2011, n°11-DSA-76 du 3 mars 2011, n°11-DSA-83 du 11 mars 2011, n°11-DSA-88 du 22 mars 2011, n°11-DSA-99 du 1^{er} avril 2011, n°11-DSA-137 du 28 avril 2011, n°11-DSA-147 du 2 mai 2011 et n°11-DSA-156 du 6 mai 2011 ;

Vu les autres pièces du dossier ;

Le rapporteur, le rapporteur général adjoint, le commissaire du Gouvernement et les représentants du SNPIET et des sociétés EDF et RTE entendus lors de la séance de l'Autorité de la concurrence du 10 mai 2011 ;

Adopte la décision suivante :

¹ VERSION NON CONFIDENTIELLE (les passages entre crochets sont protégés par le secret des affaires).

I. Constatations

A. LA SAISINE

1. L'Autorité de la concurrence a été saisie, le 7 décembre 2010, d'une plainte du Syndicat National des Producteurs Indépendants d'Electricité Thermique (ci-après « SNPIET ») relative à des pratiques mises en œuvre par les sociétés EDF et RTE dans le secteur de l'électricité.
2. Le SNPIET reproche à RTE d'avoir, dans la rédaction et l'organisation de deux appels d'offres pour la constitution de la réserve rapide et complémentaire d'électricité lancés en octobre 2005 et en novembre 2007, posé des conditions de nature à empêcher ses adhérents de soumissionner.
3. De plus, le SNPIET reproche à EDF : 1) d'avoir proposé des prix prédateurs en réponse aux appels d'offres de RTE de 2005 et de 2007 portant sur la réserve rapide et complémentaire, 2) de proposer aux membres du SNPIET des conditions financières et techniques abusives dans la cadre de la négociation de contrats d'achat par EDF de l'électricité produite par les centrales diesel des membres du SNPIET.
4. La saisine est assortie d'une demande de mesures conservatoires sur le fondement de l'article L. 464-1 du code de commerce.

B. LES ENTREPRISES CONCERNÉES

1. LE SNPIET

5. Le SNPIET est un syndicat rassemblant des petites entreprises actives sur le secteur de la production d'électricité en France.
6. Dans la saisine, le SNPIET mentionne une liste de 22 entreprises adhérentes (cote 58). Il apparaît que, sur ces 22 entreprises, 6 entreprises (Sarl Houpert Energie, Hydrodiesel, Genergie, Cetar, ETS Simon et Courregelec) n'ont pas souhaité répondre aux questions du rapporteur dans le cadre de la présente saisine. Le représentant du SNPIET a notamment évoqué le fait que « *Hydrodiesel ne s'estimait pas concerné par la présente procédure* » et que Courregelec « *a démissionné du SNPIET* » (voir cote 2102).
7. Le tableau suivant récapitule les principales données relatives aux 16 membres du SNPIET qui ont accepté de répondre aux questions du rapporteur.

Nom des entreprises	Localisation des centrales diesel exploitées (département FR)	Puissance installée totale (en kW)	dont puissance installée des centrales diesel (en kW)	Chiffre d'affaires 2009 (en milliers d'Euros)
Puissance 4000	39	[1000 -25 000]	[1000-25 000]	165
COLOMBIE & Fils	81	[1000 -25 000]	[1000-25 000]	1 092
SARL ALEXANDRE LAROQUE	13	[1000 -25 000]	[1000-25 000]	640
SARL ANDRE LAROQUE	81	[1000 -25 000]	[1000-25 000]	484
S.H.I.S.	64	[1000 -25 000]	[1000-25 000]	1 971
PRODELEC	40	[1000 -25 000]	[1000-25 000]	656
SERIC	66	[1000 -25 000]	[1000-25 000]	725
ZMC	82	[1000 -25 000]	[1000-25 000]	652
GIRARDOT	26	[1000 -25 000]	[1000-25 000]	164
SARL DE LA TORRE	64	[1000 -25 000]	[1000-25 000]	916
JTI SA - HYDRELEC	65	[1000 -25 000]	[1000-25 000]	1 346
SOPRODEL	65, 13 et 83	[1000 -25 000]	[1000-25 000]	2 362
SOLAME COGEN	34	[1000 -25 000]	[1000-25 000]	682
SJS SAS	25	[1000 -25 000]	[1000-25 000]	1 336
SPEL	11	[1000 -25 000]	[1000-25 000]	733
ADRC	89 et 77	[1000 -25 000]	[1000-25 000]	1 475
TOTAL		139 594	124 928	15 399

8. Selon les informations fournies, les 16 membres du SNPIET concernés par la saisine exploitent des centrales diesel et des centrales hydrauliques d'une capacité totale de 140 MW (soit moins de 0,2 % de la capacité totale installée en France).
9. En 2009, ces entreprises ont réalisé un chiffre d'affaires total de 15 MEUR environ.

2. EDF

10. EDF est l'opérateur historique du secteur de l'électricité en France. Il est présent sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'électricité : production, transport, distribution et fourniture aux clients finals.

11. En France, EDF exploite des moyens de production diversifiés (nucléaires, thermiques et renouvelables) représentant 98 700 MW (soit 87 % de la capacité installée française). En 2009, EDF a produit 454 TWh d'électricité, soit 88 % de la production d'électricité française et a réalisé un chiffre d'affaires mondial de 66,3 milliards d'euros (dont la moitié pour l'activité France).

3. RTE

12. RTE, société anonyme filiale à 100 % du groupe EDF, est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français. Il a pour mission l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau de haute et très haute tension (100 000 km de lignes).
13. RTE a réalisé un chiffre d'affaires de 4,1 milliards d'euros en 2009.

C. LE SECTEUR D'ACTIVITÉ

1. PRÉSENTATION DU MÉCANISME DE L'AJUSTEMENT ET DES RÉSERVES RAPIDE ET COMPLÉMENTAIRE

14. L'électricité a des caractéristiques propres qui impliquent, qu'à tout moment l'offre et la demande d'électricité doivent être équilibrées, non seulement en France mais également dans l'ensemble du système interconnecté européen. Cet équilibre est garanti par une organisation spécifique mobilisant dans un premier temps les fournisseurs et dans un deuxième temps RTE.

a) La couverture des besoins de chaque fournisseur d'électricité relève de la responsabilité de chaque fournisseur

15. L'ouverture du marché de l'électricité permet à l'ensemble des consommateurs français de choisir leur fournisseur d'électricité. Pour répondre à la demande de ses clients, chaque fournisseur doit pouvoir disposer de la quantité d'électricité correspondant à cette demande. Pour ce faire, il peut investir dans des capacités de production et/ou acheter, à plus ou moins long terme (année, mois, jour), de l'électricité sur les marchés de gros de l'électricité de manière à ce que, chaque instant, la demande de ses clients soit couverte par les volumes d'électricité qu'il aura produits ou achetés sur les marchés de gros.

b) L'équilibrage à très court terme est de la responsabilité de RTE

16. Comme évoqué précédemment, les fournisseurs doivent faire en sorte que, à chaque instant, la demande de leurs clients soit couverte par l'électricité produite ou achetée sur les marchés de gros.
17. Néanmoins, à très court terme, des aléas sont susceptibles d'affecter l'équilibre envisagé par chaque fournisseur et ce, à n'importe quel instant (ex : du fait d'une consommation plus forte que prévue ou du fait de l'indisponibilité fortuite d'un groupe de production...). Les conséquences de tels déséquilibres sont significatives car elles sont susceptibles d'entraîner un effondrement général du système électrique français voir européen (ce qu'on appelle communément les « black-outs »).

18. Pour faire face à ces déséquilibres de très court-terme, le législateur a confié au gestionnaire de réseau de transport français (« RTE ») la mission de pallier en temps réel les déséquilibres globaux entre l'offre et la demande d'électricité en France, comme le dispose le II de l'article 15 de la loi du 10 février 2000 : « *Le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci* ».
19. Ces déséquilibres de très court-terme peuvent intervenir tout au long de l'année, hiver comme été, jour comme nuit.

c) Les « services systèmes » sont le premier moyen d'action de RTE pour équilibrer le système en temps réel

20. Les « services systèmes » sont des réglages automatiques. Ils se composent de la réserve primaire et de la réserve secondaire.
21. L'activation de la réserve primaire est mise en œuvre automatiquement par des groupes de production qui sont raccordés au réseau interconnecté européen. Ainsi, si la production d'électricité est inférieure à la consommation d'électricité à un endroit précis de la plaque européenne, tous les groupes de production participant à la réserve primaire augmentent leur production (ces groupes peuvent être localisés dans différents pays européens). A contrario, si la production d'électricité est supérieure à la consommation d'électricité, tous les groupes de production participant à la réserve primaire baissent leur production. Cette augmentation ou cette baisse de production intervient entre 15 et 30 secondes après la rupture de l'équilibre entre production et consommation. L'activation de la réserve primaire permet donc de restaurer rapidement l'équilibre entre production et consommation d'électricité.
22. L'activation de la réserve primaire est assurée par l'ensemble des producteurs européens interconnectés aux réseaux de transport de la plaque UCTE (Union pour la Coordination du Transport d'Electricité). L'UCTE est l'organe chargé de coordonner l'exploitation et le développement des réseaux de transport d'électricité au niveau européen. Cette entité préconise que la réserve primaire soit égale à 3 000 MW pour l'ensemble du système UCTE, ce qui conduit à affecter une quote-part d'environ 700 MW pour le système français. Concrètement, pour remplir ses obligations, RTE contractualise cette réserve primaire avec les producteurs français via des contrats bilatéraux.
23. L'activation de la réserve primaire rétablit l'équilibre entre production et consommation. Cependant, la fréquence n'est pas rétablie à sa valeur d'origine (50 Hz). La mobilisation de la réserve secondaire du pays à l'origine de la rupture entre la consommation et la production permet de rétablir la fréquence à sa valeur de référence. Les groupes de production participant à la réserve secondaire augmentent (ou baissent) automatiquement leur production entre 100 et 200 secondes après la rupture de l'équilibre entre production et consommation.
24. La réserve secondaire de la zone France est comprise en général entre 500 MW et 1 000 MW, selon la plage horaire et l'année. Comme pour la réserve primaire, RTE dispose de contrats bilatéraux avec les producteurs français lui permettant de respecter ce critère.

d) Au-delà de ces services systèmes (réserve primaire et secondaire), pour compenser les déséquilibres persistants, RTE met en place des actions manuelles d'ajustement via l'activation de la réserve tertiaire (que l'on appelle également le mécanisme d'ajustement)

25. Certaines perturbations du système français (comme, par exemple, l'arrêt imprévu d'une centrale nucléaire de 1 500 MW) font que les besoins d'ajustement de RTE peuvent excéder la capacité de la réserve secondaire (500 à 1 000 MW).
26. Pour combler ces besoins non couverts par la réserve secondaire, RTE mobilise alors la réserve tertiaire.
27. La réserve tertiaire a deux fonctions. La première fonction est de venir en complément de la réserve secondaire si celle-ci est épuisée et n'est pas suffisante pour faire face au déséquilibre entre production et consommation. La deuxième fonction est de reconstituer les réserves primaire et secondaire afin que le système soit capable de faire face à un nouvel aléa.
28. Concrètement, pour constituer la réserve tertiaire, RTE met en place un marché organisé (« le mécanisme d'ajustement ») où des « acteurs d'ajustement » proposent à RTE des « offres d'ajustement ».
29. Les offres d'ajustement sont des propositions de producteurs (ou de consommateurs) de modifier leur production (respectivement leur consommation). Chacun de ces acteurs d'ajustement transmet à RTE son prix (librement fixé) pour réaliser cette modification ainsi que les conditions techniques de cette modification dont la plus importante est le délai de mise en œuvre (ci-après « DMO »). Ce DMO est le délai minimum nécessaire entre la sollicitation de l'offre d'ajustement par RTE et la mise en œuvre effective de l'offre. Ainsi, l'augmentation de la production d'une centrale thermique nécessite au préalable un préchauffage de l'eau, opération qui peut durer entre 30 minutes et une heure. A contrario, un barrage hydraulique réagit beaucoup plus rapidement car la modulation de la production va seulement nécessiter une variation du débit de l'eau.
30. RTE opère la sélection des offres d'ajustement en deux temps. En premier lieu, RTE sélectionne les offres qui peuvent techniquement répondre à son besoin d'ajustement. Ainsi, en cas de déséquilibre soudain et imprévu, RTE sollicitera des moyens disposant d'une DMO courte. A contrario, en cas de déséquilibre moins soudain, RTE ne sera pas contraint de se restreindre à ce type de moyens. En second lieu, après cette sélection basée sur des critères techniques, RTE classera les offres d'ajustement de la moins onéreuse à la plus onéreuse (principe de préséance économique, conformément au II de l'article 15 de la loi du 10 février 2000) et activera les offres les moins onéreuses en fonction de ses besoins d'ajustement.
31. Deux types d'offres d'ajustement peuvent être distingués : les offres basées sur des moyens non-contractualisés et les offres basées sur les moyens contractualisés.
32. Le premier type d'offres comprend les offres basées sur des moyens non-contractualisés. Ainsi, conformément au III de l'article 15 de la loi du 10 février 2000, *« la totalité de la puissance non utilisée techniquement disponible sur chacune des installations de production raccordées au réseau public de transport est mise à disposition du gestionnaire de ce réseau par les producteurs dans leurs offres sur le mécanisme d'ajustement. Le ministre chargé de l'énergie peut demander aux producteurs de justifier que leurs installations de production ne sont pas disponibles techniquement »*. Tous les producteurs français raccordés au réseau de transport ont donc l'obligation d'offrir leur puissance

disponible à RTE. En outre, les consommateurs, les producteurs étrangers (en pratique suisses et allemands) ainsi que le gestionnaire du réseau de transport britannique ont la possibilité de faire des offres, de manière volontaire, sur le mécanisme d'ajustement français. La seule obligation pour participer au mécanisme d'ajustement est d'être capable de formuler des offres d'une capacité supérieure ou égale à 10 MW.

33. Le deuxième type d'offres comprend les offres basées sur des moyens contractualisés avec RTE. C'est précisément ces offres qui font l'objet de la saisine.

e) Au sein de la réserve tertiaire, RTE contractualise avec les producteurs français les réserves rapides et complémentaires

34. Si la loi garantit à RTE que tous les producteurs raccordés au réseau de transport doivent mettre à disposition de RTE toute leur capacité non utilisée techniquement disponible (les offres basées sur des moyens non-contractualisés), RTE doit cependant s'assurer que des offres d'ajustement portant sur des quantités d'énergie suffisantes seront quotidiennement soumises sur le mécanisme d'ajustement et que les délais de mise en œuvre (DMO) associés à ces offres seront compatibles avec les impératifs de sûreté du réseau électrique.
35. Comme évoqué précédemment, RTE doit être préparé à faire face à la perte du plus gros groupe de production français (soit 1 500 MW) et ce, en 15 minutes. La définition de cet incident de référence et des moyens qui doivent être utilisés pour y faire face (réserve secondaire et réserve tertiaire), ainsi que l'exigence de compensation de tout écart en moins de 15 minutes sont définis dans le chapitre intitulé « *Policy 1* » de l'association européenne des gestionnaires de réseau (ENTSO-E) qui s'applique à tous les pays d'Europe continentale et que RTE s'est engagé à respecter comme tous les autres gestionnaires de réseau de la plaque continentale.
36. Cette « marge 15 minutes » est constituée de la réserve secondaire et de la réserve tertiaire activable en moins de 15 minutes (dénommée « réserve tertiaire rapide » par les textes).
37. Comme la réserve secondaire est comprise entre 500 et 1 000 MW, RTE doit donc disposer à chaque instant d'au moins 1 000 MW de réserve tertiaire (c'est ce qu'on appelle « la réserve rapide »). De plus, en complément de cette réserve rapide, RTE doit pouvoir reconstituer très rapidement la réserve secondaire (au moins 500 MW) pour pouvoir faire face à un nouvel aléa (ce qu'on appelle « la réserve complémentaire »).
38. Pour être certain de disposer en permanence de réserves mobilisables dans des délais très courts, RTE organise des appels d'offres donnant lieu à la contractualisation de la réserve rapide et de la réserve complémentaire sur plusieurs années.
39. Ces appels d'offres sont explicitement mentionnés dans la loi. Ainsi, en application de l'article 15-III de la loi du 10 février 2000, RTE « *négoce librement avec les producteurs et les fournisseurs de son choix les contrats nécessaires à l'exécution des missions énoncées à l'alinéa précédent, selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés* ».
40. Les principales caractéristiques techniques de l'offre d'ajustement de la réserve rapide sont les suivantes : chaque jour de la période, l'offre doit être mobilisable dans un délai de 13 minutes maximum, la puissance maximale disponible doit être supérieure ou égale à 50 MW et RTE doit être en mesure d'activer l'offre jusqu'à deux fois par jour pendant une heure. La réserve rapide s'élève à 1 000 MW.

41. Les principales caractéristiques techniques de l'offre d'ajustement de la réserve complémentaire sont les suivantes : chaque jour de la période, l'offre doit être mobilisable en moins de 30 minutes, la puissance maximale disponible doit être supérieure ou égale à 25 MW et RTE doit être en mesure d'activer l'offre jusqu'à une fois par jour pendant six heures.
42. Ces caractéristiques techniques sont définies au préalable par RTE et mentionnées dans le règlement de l'appel d'offres (cotes 1860 et 1863 notamment).
43. En pratique, RTE a organisé trois appels d'offres pour la contractualisation de la réserve rapide et de la réserve complémentaire.
44. Le premier appel d'offres a été lancé par RTE en octobre 2005 afin de contractualiser les réserves pour la période du 1^{er} avril 2006 au 31 mars 2008 (soit deux ans). Selon RTE, cet appel d'offres s'est révélé infructueux car RTE n'a reçu aucune réponse, que ce soit pour la réserve rapide ou pour la réserve complémentaire. Comme un contrat avait été conclu en 2003 entre RTE et EDF pour la totalité de la fourniture de ces réserves pour cinq ans (avec la possibilité d'en sortir au bout de trois ans), EDF a continué à fournir la réserve rapide et complémentaire à RTE jusqu'au 31 mars 2008 (cote 1459).
45. Le deuxième appel d'offres a été lancé par RTE en novembre 2007 afin de contractualiser les réserves pour la période du 1^{er} avril 2008 au 31 mars 2011 (soit trois ans). RTE a reçu plusieurs offres. Au final, EDF a remporté la totalité du contrat pour la réserve rapide et la totalité du contrat pour la réserve complémentaire (voir cote 1459).
46. Dans le cadre de cet appel d'offres, pour ce qui est de la réserve rapide, EDF a proposé à RTE certaines de ses centrales hydrauliques de deux types : des centrales de barrage et des STEP (Stations de Transfert d'Energie par Pompage). Ces dernières centrales, en plus de produire de l'énergie à partir de l'écoulement naturel (comme les centrales de barrage classiques), comportent un mode pompage permettant de stocker l'énergie produite par d'autres types de centrales lorsque la consommation est basse, par exemple la nuit, pour la redistribuer, en mode turbinage, lors des pics de consommation. Ces centrales sont adaptées à la réserve rapide car elles peuvent être démarrées très rapidement, en moins de 13 minutes.
47. Pour ce qui est de la réserve complémentaire, l'offre qu'EDF a proposée à RTE s'est basée sur des TAC (Turbine à Combustion). Les TAC sont des centrales fonctionnant au fioul et/ou au gaz naturel. Ces centrales peuvent être démarrées rapidement (en une vingtaine de minutes environ) car elles ne nécessitent pas une période de préchauffage préalable, contrairement à d'autres centrales thermiques.
48. Enfin, il doit être mentionné qu'un troisième appel d'offres a été organisé par RTE (pour la fourniture de la réserve rapide et complémentaire à partir du 1^{er} avril 2011). Cet appel d'offres n'est cependant pas concerné par la présente saisine, les entreprises du SNPIET n'y ayant d'ailleurs pas soumis.

2. PRÉSENTATION DU MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES CONTRATS EN OBLIGATION D'ACHAT

49. Il apparaît également que la saisine a trait au marché de gros français de l'électricité et plus particulièrement aux centrales diesel soumises au régime d'obligation d'achat par EDF de l'électricité produite par les producteurs autonomes.

a) Présentation générale du marché de gros français de l'électricité

50. Le marché de gros français de l'électricité recouvre l'ensemble des volumes d'électricité qui sont produits ou importés en France et qui sont revendus à d'autres opérateurs (sachant que le même volume d'électricité peut être revendu plusieurs fois).
51. Il se compose de deux catégories : les marchés de gré à gré (la transaction est conclue directement entre le vendeur et l'acheteur) et les marchés organisés (l'interaction est multilatérale et centralisée dans un carnet d'ordres).
52. Selon l'observatoire des marchés de la Commission de régulation de l'énergie, les volumes négociés sur le marché de gros français de l'électricité se sont élevés à 695 TWh en 2010.

b) Présentation des contrats d'obligation d'achat par EDF de l'électricité produite par les producteurs autonomes

53. A la suite de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, le décret n° 55-662 du 20 mai 1955 a imposé à EDF d'acheter l'électricité produite par les producteurs autonomes disposant d'installations dispatchables de puissance unitaire inférieure à 8 MW.
54. Une installation est dite « dispatchable » lorsque l'acheteur décide, sous certaines contraintes contractuelles, quand et pour combien de temps il demande à la centrale de produire.
55. Ce régime d'obligation d'achat a été supprimé avec l'abrogation du décret du 20 mai 1955 par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 (sous réserve des contrats en cours), cette dernière limitant dorénavant le dispositif aux installations utilisant les énergies renouvelables, valorisant les déchets ménagers ou mettant en œuvre des techniques performantes en terme d'efficacité énergétique (cogénération).
56. Au fur et à mesure de l'échéance de leurs contrats, les producteurs de centrales diesel ont été libres de conclure un contrat de vente de leur production sur le marché de gros.
57. Ainsi, selon le dernier rapport gouvernemental sur la Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI) de 2009-2020, il apparaît que *« à l'échéance de ces contrats d'obligation d'achat, il appartient aux producteurs de valoriser ces capacités de production en contractuant avec les acteurs du marché »*.
58. Au 1^{er} janvier 2011, 93 installations représentant 570 MW ne relevaient plus de l'obligation d'achat (dont 35 sites exploités par Dalkia, 20 sites adhérents du SNPIET, 20 sites de non-adhérents du SNPIET et 18 entreprises locales de distribution).
59. A la même date, 42 installations bénéficiaient encore d'un contrat dispatchable sous obligation d'achat avec EDF pour une puissance totale de 300 MW environ. Ces contrats arriveront à échéance avant 2015 (voir cotes 1395 à 1396).

D. LES PRATIQUES ALLÉGUÉES

60. Les allégations du SNPIET portent sur deux aspects du marché : 1) les appels d'offres organisés par RTE en 2005 et en 2007 pour la constitution de la réserve rapide et de la réserve complémentaire et 2) les conditions financières et techniques imposées par EDF

dans le cadre de la négociation de contrats d'achat par EDF de l'électricité produite par les centrales diesel des membres du SNPIET.

61. Premièrement, il est reproché à RTE d'avoir mis en œuvre des pratiques d'éviction du marché des appels d'offres organisés par RTE en 2005 et en 2007 pour la constitution de la réserve rapide et de la réserve complémentaire. Plus précisément, il est reproché à RTE 1) d'avoir introduit des contraintes techniques injustifiées dans les modalités des appels d'offres et 2) d'avoir fixé des délais très courts entre la date de publication des appels d'offres d'une part et la date de remise des offres d'autre part.
62. Deuxièmement, il est reproché à EDF d'avoir proposé, à l'occasion de ces mêmes appels d'offres, des prix prédateurs à RTE.
63. Ces pratiques mises en œuvre par EDF et RTE auraient eu pour objet et/ou pour effet d'exclure les membres du SNPIET des appels d'offres de RTE.
64. Troisièmement, le SNPIET considère que, comme il est exclu des appels d'offres, il se retrouve contraint de vendre sa production à EDF. Or, celle-ci lui dicterait des conditions financières et techniques inacceptables dans le cadre de la négociation de nouveaux contrats d'achat par EDF de l'électricité produite par les centrales diesel des membres du SNPIET.
65. Selon le SNPIET, comme ces conditions commerciales ne peuvent pas être acceptées par les membres du SNPIET, ceux-ci seraient condamnés à disparaître du marché à plus ou moins long terme.
66. Selon le SNPIET, ces pratiques d'EDF et de RTE consisteraient en « *une tentative de monopolisation du marché de l'extrême pointe* », ce qui constituerait un abus répréhensible au titre de l'article L. 420-2 du code de commerce (alinéa 1 et 2) et de l'article 102 TFUE (voir notamment cotes 32 à 44).

E. LA DEMANDE DE MESURES CONSERVATOIRES

67. Selon le SNPIET, les pratiques d'EDF et RTE décrites ci-dessus portent atteinte aux consommateurs et à l'économie en général, ainsi qu'aux intérêts des membres du SNPIET.
68. Le SNPIET demande donc à l'Autorité, dans l'attente de la décision statuant sur sa saisine au fond, de décider, à titre conservatoire :
 - « *d'enjoindre à EDF de négocier de bonne foi avec les exploitants de centrales membres du SNPIET un contrat provisoire d'approvisionnement (capacités et électricité) pour les situations d'extrême pointe, à un prix reflétant leurs coûts de production jusqu'à la mise en place du dispositif prévu à l'article 2 du projet de loi NOME ;*
 - *d'enjoindre à EDF de clarifier, en accord avec RTE chargée de la mise en œuvre technique du système, dans le cadre de ses projets de contrats d'achat, les conditions techniques relatives à la transmission des ordres de fonctionnement ;*
 - *d'enjoindre à EDF de répondre aux appels d'offres de RTE à des prix reflétant les coûts complets de ses seuls moyens de production dédiés à la demande d'extrême pointe* ».

II. Discussion

69. Une demande de mesures conservatoires ne peut être examinée que pour autant que la saisine au fond ne soit pas irrecevable ou ne soit pas rejetée faute d'éléments suffisamment probants, en application des alinéas 1 et 2 de l'article L. 462-8 du code de commerce.

A. SUR L'APPLICABILITÉ DU DROIT COMMUNAUTAIRE

70. Il doit être premièrement examiné si le droit communautaire de la concurrence est applicable au cas d'espèce.
71. Dans ses lignes directrices relatives à la notion d'affectation du commerce figurant aux articles 81 et 82 du traité (JOUE 2004, C 101, p. 81), la Commission européenne rappelle que les articles 81 et 82 du traité CE, devenus les articles 101 et 102 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), s'appliquent aux accords horizontaux et verticaux et aux pratiques abusives d'entreprises qui sont « *susceptibles d'affecter le commerce entre États membres* », et ce « *de façon sensible* ».

1. SUR L'AFFECTATION DU COMMERCE ENTRE ETATS MEMBRES

72. Les abus de position dominante commis sur le territoire d'un seul État membre sont susceptibles, dans certains cas, d'affecter le commerce intracommunautaire, ainsi que le souligne la Commission au point 93 de ses lignes directrices : « *lorsqu'une entreprise qui occupe une position dominante couvrant l'ensemble d'un État membre constitue une entrave abusive à l'entrée, le commerce entre États membres peut normalement être affecté* ».
73. Dans le cas d'espèce, les pratiques dénoncées, si elles étaient avérées, couvriraient l'ensemble du territoire français, partie substantielle du marché communautaire.
74. En effet, les appels d'offres organisés par RTE pour la constitution de la réserve rapide et complémentaire concernent l'équilibrage de l'ensemble du réseau de transport français et donc l'ensemble du territoire français. Comme il a été décrit précédemment, EDF a remporté la totalité des ces appels d'offres. De plus, comme il sera décrit par la suite, EDF détient une position dominante sur le marché de gros français de l'électricité qui est un marché de dimension nationale.
75. Il est donc présumé que le commerce entre Etats membres peut normalement être affecté.

2. SUR LE CARACTÈRE SENSIBLE DE L'AFFECTATION DU COMMERCE ENTRE ETATS MEMBRES

76. S'agissant du caractère sensible de l'affectation des échanges entre États membres, la Commission précise, au point 96 desdites lignes directrices, que « *toute pratique abusive qui rend plus difficile l'entrée sur le marché national doit donc être considérée comme affectant sensiblement le commerce* ».

77. Dans le cas d'espèce, il apparaît que des concurrents d'EDF dont les sièges sociaux sont établis dans d'autres Etats membres sont susceptibles d'être dissuadés d'exercer une activité sur les marchés français de l'électricité si les pratiques dénoncées étaient avérées. Celles-ci peuvent donc rendre plus difficile l'entrée de concurrents d'EDF sur le marché français.
78. Les pratiques alléguées, si elles étaient avérées, sont donc susceptibles d'affecter sensiblement le commerce entre Etats membres.
79. En conclusion, les pratiques alléguées sont donc susceptibles d'être qualifiées au regard de l'article 102 TFUE.

B. SUR LES ALLÉGATIONS À L'ENCONTRE DE RTE

1. SUR L'EXISTENCE D'UNE ACTIVITÉ ÉCONOMIQUE EXERCÉE PAR RTE

a) Selon RTE, les faits invoqués à son encontre ne sont pas relatifs à une activité économique

80. RTE affirme qu'elle est une entreprise chargée de la gestion d'un réseau public et qu'elle est investie de missions de service public.
81. Selon RTE, l'Autorité doit identifier, face à une telle entité et activité par activité, celles relevant de l'exercice d'une mission publique et celles relevant d'une activité économique.
82. Plus particulièrement, dans le cas d'espèce, RTE indique que les appels d'offres faisant l'objet de la saisine sont une activité d'approvisionnement et que cette activité, en tant que telle, ne suffit pas à déterminer si RTE exerce une activité économique.
83. Ainsi, il doit être vérifié si l'activité pour l'exercice de laquelle elle s'approvisionne est de nature économique ou d'une autre nature.
84. En l'espèce, RTE juge que l'activité pour laquelle RTE se procure de l'énergie n'aurait rien d'une activité économique, car il s'agirait d'une activité d'équilibrage indispensable à la sécurité du réseau et qui est au cœur de ses missions de gestionnaire de réseau.
85. RTE indique par ailleurs qu'elle ne réalise aucune marge sur cette opération, puisqu'elle ne fait que répercuter les coûts liés aux mesures nécessaires pour compenser les déséquilibres du système électrique aux acteurs qui sont à l'origine de ces déséquilibres
86. RTE conclut que, comme l'activité de RTE qui fait l'objet des griefs des demandeurs ne constitue pas une activité économique, les articles L. 420-2 du code de commerce et 102 TFUE ne sont pas applicables en l'espèce (voir cotes 2618 à 2623).

b) Discussion sur l'existence d'une activité économique exercée par RTE

87. Selon l'article L. 410-1 du code de commerce, *« les règles (...) s'appliquent à toutes les activités de production, de distribution et de services, y compris celles qui sont le fait de personnes publiques, notamment dans le cadre de conventions de délégation de service public »*.
88. L'article 102 TFUE dispose de plus qu' *« est incompatible avec le marché intérieur et interdit, dans la mesure où le commerce entre États membres est susceptible d'en être affecté, le fait pour une ou plusieurs entreprises d'exploiter de façon abusive une position dominante sur le marché intérieur ou dans une partie substantielle de celui-ci »*.

89. Selon une jurisprudence constante, lorsqu'elle est confrontée à une entité publique ou assimilée, l'Autorité doit identifier, activité par activité, celles relevant de l'exercice d'une mission publique de celles constituant une activité économique (TPICE, 12 décembre 2006, T-155/04).
90. Dans le cas d'espèce, l'activité qui doit être analysée (et pour laquelle RTE procède aux appels d'offres mentionnés ci-dessus) est relative à la mission attribuée à RTE par la loi d'assurer à tout moment l'équilibre des flux sur le réseau de transport. Celle-ci se traduit par la fourniture par RTE de services d'équilibrage à des responsables d'équilibre.
91. Cette notion de responsable d'équilibre est introduite par l'article 15 de la loi du 10 février 2000 : *« chaque producteur d'électricité raccordé aux réseaux publics de transport ou de distribution et chaque consommateur d'électricité, pour les sites pour lesquels il a exercé les droits mentionnés à l'article 22, est responsable des écarts entre les injections et les soutirages d'électricité auxquels il procède. Il peut soit définir les modalités selon lesquelles lui sont financièrement imputés ces écarts par contrat avec le gestionnaire du réseau public de transport, soit contracter à cette fin avec un responsable d'équilibre qui prend en charge les écarts ou demander à l'un de ses fournisseurs de le faire »*.
92. Il apparaît que la fourniture du service d'équilibrage par RTE aux responsables d'équilibre se matérialise par un contrat (« le contrat RE ») entre RTE d'une part, et chaque responsable d'équilibre d'autre part.
93. Selon le contrat RE, le responsable d'équilibre s'engage à déclarer à RTE l'ensemble de ses injections (production, achat d'électricité à d'autres acteurs, achat sur la bourse, importations) et de ses soutirages (consommation des sites, ventes à d'autres acteurs, vente sur la bourse et exportations).
94. Les incertitudes liées aux prévisions et les aléas de consommation ou de production peuvent se traduire par des déséquilibres entre les soutirages et les injections sur le périmètre d'un responsable d'équilibre. Ce déséquilibre est appelé écart. RTE calcule a posteriori les écarts entre les quantités d'énergie déclarées et les quantités d'énergie réellement injectées et soutirées sur le réseau. RTE effectue ce calcul à l'aide de ses propres données et de celles transmises par les gestionnaires de réseau de distribution.
95. Selon le contrat RE, chaque responsable d'équilibre s'engage auprès de RTE à compenser financièrement la valorisation de ces écarts lorsque ceux-ci sont négatifs. Réciproquement, lorsque les écarts sont positifs, le responsable d'équilibre est rémunéré par RTE. En contrepartie, les écarts de chaque responsable d'équilibre sont compensés physiquement par RTE qui assure à tout moment l'équilibre Offre/Demande sur le territoire national en faisant appel au mécanisme d'ajustement (qui a été décrit plus haut).
96. Lorsque le bilan du périmètre d'un responsable d'équilibre a contribué à réduire le déséquilibre global du système, les écarts de ce responsable d'équilibre sont valorisés au prix spot Epex (bourse de l'électricité). Inversement, lorsque le bilan du périmètre du responsable d'équilibre a contribué à augmenter le déséquilibre total du système, les écarts sont valorisés sur la base des prix issus du Mécanisme d'Ajustement.
97. RTE répercute les coûts liés aux mesures nécessaires pour compenser les déséquilibres du système électrique aux responsables d'équilibre qui sont à l'origine de ces déséquilibres. Cette opération s'effectue à travers un dispositif spécifique nommé « compte ajustement/écarts », compte qui a vocation à être équilibré financièrement.
98. Par ailleurs, selon le site Internet de RTE, le prix de l'équilibrage des quantités sur le réseau, qui représente un service fourni par RTE à chaque responsable d'équilibre,

comprend des frais fixes de gestion, ainsi qu'un prix proportionnel au soutirage physique, égal à 0,11 € par MWh au 1^{er} janvier 2010.

99. En conclusion, il apparaît que la fourniture par RTE de services d'équilibrage aux responsables d'équilibre se matérialise par la signature d'un contrat entre RTE d'une part et chaque responsable d'équilibre d'autre part. Cette fourniture de service donne lieu à une rémunération en contrepartie de ce service, donnant ainsi lieu à une activité économique.
100. Il en résulte que l'activité d'approvisionnement de l'énergie permettant l'activité de fourniture de service d'équilibrage est également une activité économique. En effet, selon la jurisprudence de la cour d'appel de Paris (arrêt du 27 janvier 1998), un opérateur qui achète un produit, non pour l'incorporer à sa propre activité mais pour le revendre aux utilisateurs finals, en tant qu'intermédiaire obligé, participe à une activité économique.
101. Cette analyse est analogue à celle que la Commission européenne a conduite dans l'affaire *EON électricité* (affaire COMP/39.389 sur le marché de l'équilibrage de l'électricité en Allemagne). Dans son évaluation préliminaire, la Commission a en effet fait part de ses préoccupations selon lesquelles EON (via sa filiale *EON Netz*) aurait abusé de sa position dominante sur le marché de l'achat de courant d'équilibrage secondaire. De même, dans l'affaire *EDP/Commission* (arrêt T-87/05), le tribunal de première instance a validé l'existence d'un marché pertinent de « *l'ajustement et des services auxiliaires* » au Portugal.
102. L'activité d'approvisionnement par RTE de la réserve tertiaire est donc bien « *une activité de production, de distribution ou de service* », au sens de l'article L. 410-1 du code de commerce et une activité d' « *entreprise* » au sens de l'article 102 TFUE.

2. SUR LA COMPÉTENCE DE L'AUTORITÉ CONCERNANT LES FAITS INVOQUÉS À L'ENCONTRE DE RTE

a) Selon RTE, les faits invoqués à son encontre ne relèvent pas de la compétence de l'Autorité

103. RTE indique que si, à titre subsidiaire, l'activité de RTE en question était considérée comme une activité économique, la saisine du SNPIET demeurerait irrecevable dans la mesure où l'Autorité ne serait pas compétente pour apprécier les pratiques alléguées et ce, pour deux raisons.
104. La première raison est relative au fait que l'Autorité ne peut sanctionner les pratiques susceptibles d'être anticoncurrentielles d'une personne publique que si et seulement si 1) les pratiques interviennent dans le cadre d'une activité économique, 2) et si elles ne concernent pas des « *décisions ou actes portant sur l'organisation du service public ou mettant en œuvre des prérogatives de puissance publique* » (arrêt du Tribunal des conflits *Société Editions Jean-Paul Gisserot c/ Centre des monuments nationaux* du 4 mai 2009).
105. La deuxième raison tient au fait que, selon RTE, il n'appartiendrait pas à l'Autorité de se prononcer sur la régularité des modalités juridiques de passation d'un marché et que l'appréciation de la légalité de la passation du marché, du choix final du bénéficiaire et de la bonne exécution du marché par son titulaire, ne relèverait pas de la compétence de l'Autorité (voir cotes 2624 à 2625).

b) Discussion sur la compétence de l'Autorité concernant les pratiques imputées à RTE

106. Selon la loi du 10 février 2000 (article 2), « *Le service public de l'électricité assure (...) le développement et l'exploitation des réseaux publics de transport (...), dans les conditions définies ci-après.(...) La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité consiste à assurer : 1) La desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, et l'interconnexion avec les pays voisins ; 2) Le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution. Sont chargés de cette mission (...) la société gestionnaire issue de la séparation juridique imposée à Electricité de France [RTE] (...). Ils accomplissent cette mission conformément aux dispositions des titres III et IV de la présente loi (...).*
107. L'article 12/II de la même loi organise l'activité de gestionnaire du réseau public de transport de l'électricité sous le régime d'une concession de l'Etat, dont le cahier des charges a été fixé par le décret 2006-1731 du 23 décembre 2006.
108. De plus, l'article 15/III de la loi prévoit que : « *Le gestionnaire du réseau public de transport veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau. Il veille à la compensation des pertes liées à l'acheminement de l'électricité. A cet effet, il négocie librement avec les producteurs et les fournisseurs de son choix les contrats nécessaires à l'exécution des missions énoncées à l'alinéa précédent, selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés* ».
109. Enfin, ce même article 15/III précise que : « *Le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci (...). Le gestionnaire du réseau public de transport veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau (...). A cet effet, il peut conclure les contrats d'achat d'électricité nécessaires avec les producteurs et les fournisseurs. Lorsque le fournisseur est Electricité de France, des protocoles règlent leurs relations dans les domaines technique et financier* ».
110. La loi a ainsi confié à RTE une mission générale de service public consistant dans le développement et l'exploitation du réseau public de transport de l'électricité. Cette mission recouvre en particulier la sûreté du réseau, que le décret du 23 décembre 2006, précité, définit comme étant « *l'aptitude à assurer le fonctionnement normal du système [électrique]* ». Afin d'assurer cette mission, les textes accordent à RTE un ensemble de pouvoirs spécifiques dérogeant aux règles de droit commun.
111. L'article 28/I du décret reconnaît au gestionnaire du réseau un pouvoir de réglementation : « *Le concessionnaire fixe des règles de sûreté pour l'exploitation du réseau. Ces règles doivent permettre d'éviter les incidents de grande ampleur (les incidents de grande ampleur désignent les interruptions généralisées de l'alimentation en électricité sur une partie importante du territoire national) et, le cas échéant, de limiter leurs conséquences et d'accélérer la reprise du service. (...)* ».
112. Dans le cadre du maintien de la sûreté du réseau, RTE a la possibilité, prévue par l'article 24 du décret en application de l'article 15/III de la loi de 2000, de contractualiser la mise en place des réserves tertiaires de production rapide et complémentaire, qu'il

utilisera à sa convenance pour répondre aux besoins et aux nécessités de fonctionnement du réseau.

113. La mission de RTE d'équilibrage du réseau entre donc dans le champ de l'organisation du service public de l'électricité.
114. Dans un arrêt du 26 avril 2004 (Conseil supérieur consultatif des comités mixtes à la production), le Tribunal des conflits a ainsi considéré que la mission d'équilibrage du réseau confiée par la loi à RTE constituait une mission de service public : « *considérant (...) que la délibération (...) a eu pour objet (...) d'associer le gestionnaire du réseau de transport d'électricité [RTE] à la mise en place et au fonctionnement du marché [organisé Powernext] (...) afin qu'il garantisse, dans le respect de son obligation d'assurer à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, que les transactions financières échangées chaque jour sur ce marché donneront lieu à des livraisons physiques de volumes d'électricité sur le réseau dans des conditions compatibles avec les règles de sûreté du fonctionnement du système électrique ; qu'une telle décision de principe est donc relative à l'organisation et aux conditions d'exploitation du service public du transport de l'électricité, composante du service public de l'électricité dont le contenu et les missions sont précisés par les dispositions précitées de la loi du 10 février 2000 ; le litige né de la contestation (...) de la légalité de cette décision relève, par suite, de la compétence de la juridiction administrative* »².
115. Ainsi, cette jurisprudence confirme que la mission d'équilibrage du réseau électrique confiée à RTE relève bien de l'organisation du service public de l'électricité.
116. Il doit être maintenant analysé si l'organisation par RTE des appels d'offres destinés à constituer la réserve rapide et la réserve complémentaire fait également partie de l'organisation du service public de l'électricité.
117. Il apparaît d'abord que ces appels d'offres correspondent au besoin de RTE de s'assurer que suffisamment d'offres d'ajustement seront déposées chaque jour sur le mécanisme d'ajustement.
118. En effet, comme expliqué précédemment dans la description des secteurs d'activité concernés par la saisine, deux types d'offres peuvent être déposés sur le mécanisme d'ajustement : les offres basées sur des moyens non contractualisés et les offres basées sur des moyens contractualisés.
119. La première catégorie d'offres correspond à la puissance des centrales de production qui n'est pas utilisée techniquement et qui doit, selon la loi, être mise à la disposition de RTE pour le mécanisme d'ajustement. En outre, les consommateurs, les producteurs étrangers et le gestionnaire de réseau de transport britannique ont également la possibilité de faire des offres sur le mécanisme d'ajustement, de manière volontaire.
120. Néanmoins, RTE n'a aucune certitude que ces offres basées sur des moyens non contractualisés répondent au besoin d'ajustement (en termes de capacité et/ou en termes de délai de mise en œuvre des centrales) nécessaire pour que RTE puisse faire face, à tout

² Voir la note relative à cette jurisprudence publiée dans le CJEG n° 613 d'octobre 2004.

moment, à l'incident de référence (la défaillance de la plus grande centrale nucléaire française de 1500 MW) et ce, en moins de 15 minutes.

121. Pour résorber cette incertitude, RTE contractualise donc des réserves qui jouent le rôle de « filet de sécurité ».
122. En d'autres termes, si les offres basées sur des moyens non contractualisés et déposées en vue du mécanisme d'ajustement ne sont pas suffisantes, RTE sait qu'il pourra de toute manière s'appuyer sur les réserves rapides et complémentaires pour faire face à l'incident de référence.
123. La contractualisation de la réserve rapide et complémentaire (et par extension les appels d'offres permettant la sélection des producteurs retenus pour cette contractualisation) est donc indispensable et indissociable, dans le mécanisme actuel, à l'accomplissement par RTE de sa mission de service public relative à l'équilibrage du réseau électrique français.
124. En conséquence, les pratiques alléguées contre RTE et relatives aux modalités des appels d'offres pour la constitution de la réserve rapide et complémentaire font partie de l'organisation du service public de l'électricité.
125. Selon la jurisprudence du Tribunal des conflits (arrêt Société Editions Jean-Paul Gisserot c/ Centre des monuments nationaux du 4 mai 2009), l'Autorité de la concurrence est compétente pour sanctionner les pratiques anticoncurrentielles relatives à des activités économiques « *sauf en ce qui concerne les décisions ou actes portant sur l'organisation du service public ou mettant en œuvre des prérogatives de puissance publique* ».
126. La mise en place des appels d'offres pour la constitution des réserves rapides et complémentaires étant une décision portant sur l'organisation du service public de l'électricité, l'Autorité n'est pas compétente pour se prononcer sur les pratiques alléguées à l'encontre de RTE.

C. SUR LES PRATIQUES ALLÉGUÉES À L'ENCONTRE D'EDF

1. SUR LA PRESCRIPTION D'UNE PARTIE DES FAITS INVOQUÉS CONTRE EDF

127. Le SNPIET reproche à EDF d'avoir déposé des offres prédatrices à RTE lors de l'appel d'offres de 2005 portant sur la constitution des réserves rapides et complémentaires.
128. Il ressort du dossier qu'EDF n'a pas déposé d'offres à l'occasion de cet appel d'offres.
129. En effet, selon RTE, cet appel d'offres s'est révélé infructueux car aucune offre n'a été déposée (cote 1459).
130. En conséquence, RTE a décidé de maintenir le contrat qui avait été signé entre RTE et EDF en 2003 et qui confiait à EDF la fourniture de la totalité des réserves rapides et complémentaires pour 5 ans, entre le 1^{er} avril 2003 et le 31 mars 2008.
131. Un avenant à ce contrat a néanmoins été signé le 31 août 2005 afin de fixer la valorisation des primes fixes pour les deux dernières années du contrat, c'est-à-dire pour la période du 1^{er} avril 2006 au 31 mars 2008 (cote 2403).
132. La date de commission de la pratique alléguée qui doit être considérée dans le cas d'espèce est donc la date de signature de cet avenant.

133. Selon l'article L. 462-7 du code de commerce, « *l'Autorité ne peut être saisie de faits remontant à plus de cinq ans s'il n'a été fait aucun acte tendant à leur recherche, leur constatation ou leur sanction* ».
134. La signature de cet avenant peut être assimilée à une pratique instantanée.
135. Dans le cas des pratiques instantanées, le délai de prescription commence à courir au lendemain de la commission de la pratique. Ainsi, le délai de prescription concernant l'abus potentiel commis par EDF a commencé à courir dès le 1^{er} septembre 2005.
136. La saisine du SNPIET ayant été enregistrée le 7 décembre 2010, les faits invoqués à l'encontre d'EDF sont prescrits pour ce qui est du montant de l'offre proposé à RTE pour la réserve rapide et complémentaire jusqu'au 31 mars 2008 (date de fin du contrat signé entre EDF et RTE en 2003 amendé par l'avenant mentionné ci-dessus).
137. Le SNPIET ne conteste d'ailleurs pas dans ses observations que ces faits sont prescrits (cote 2573).

2. SUR L'ALLÉGATION DE PRIX PRÉDATEURS QU'EDF AURAIT PROPOSÉS DANS LE CADRE DE L'APPEL D'OFFRES ORGANISÉ PAR RTE EN 2007 POUR LA CONSTITUTION DE LA RÉSERVE RAPIDE ET DE LA RÉSERVE COMPLÉMENTAIRE

a) Sur le marché pertinent concerné par la pratique

Selon le SNPIET, le marché concerné par la pratique est le marché de l'appel d'offres de 2007 organisé par RTE pour la constitution de la réserve rapide et de la réserve complémentaire

138. Selon les observations formulées par le SNPIET, le marché pertinent concerné par la pratique alléguée est celui de l'offre et de la demande de réserve rapide et complémentaire dans le cadre de l'appel d'offres organisé par RTE en 2007 (voir cotes 2574 à 2575).

Selon EDF, le marché concerné par la pratique est le marché de gros français de l'électricité

139. Selon EDF, le marché pertinent susceptible d'être concerné par la pratique alléguée serait le marché de gros français de l'électricité (voir cotes 2399 à 2402).
140. EDF indique que tous les moyens disponibles doivent être obligatoirement présentés par les acteurs du système à RTE pour les besoins d'équilibrage physique. Parmi les capacités proposées sur le mécanisme d'ajustement, figurent notamment les réserves rapides et complémentaires contractualisées par RTE.
141. Selon EDF, le fait qu'il soit le principal contributeur au mécanisme d'ajustement en 2010 ne lui confère pas une position dominante sur un « marché » car le mécanisme d'ajustement est contraint par les besoins physiques du système électrique, géré par RTE et entièrement placé sous le contrôle du régulateur.
142. EDF conclut que, s'il existe un marché de gros français de l'électricité, il n'existe pas de marché pertinent plus restreint recouvrant les besoins d'ajustement de RTE ou les appels d'offres pour les réserves rapides et complémentaires.

Discussion sur le marché pertinent

143. Le marché pertinent se définit notamment comme le lieu où se rencontrent l'offre et la demande de produits ou de services, qui sont considérés par les acheteurs ou les utilisateurs comme substituables entre eux, mais non substituables aux autres biens et services offerts.
144. Selon la jurisprudence des autorités nationale et communautaire, il existe bien, comme le mentionne EDF, un marché de gros français de l'électricité (cf. notamment la décision du Conseil de la concurrence n° [07-D-43](#) du 10 décembre 2007 relative à des pratiques mises en œuvre par EDF).
145. Néanmoins, il apparaît que les appels d'offres que RTE a organisés en 2007 mettent en œuvre des logiques économiques très différentes de celles du marché de gros.
146. Ainsi, dans le cadre des appels d'offres, il n'y a qu'un seul demandeur (RTE) alors qu'il y a une pluralité de demandeurs pour le marché de gros. Pour ce qui est des offreurs, le marché de gros voit intervenir des acteurs qui ne détiennent pas obligatoirement des capacités physiques (les traders), alors que pour les appels d'offres, seuls les acteurs ayant des capacités de production peuvent y participer.
147. De même, les acteurs ayant des capacités de production localisées à l'étranger ne peuvent pas participer aux appels d'offres de RTE car la contractualisation avec RTE implique que l'accès aux interconnexions soit libéré sur plusieurs années pour ces capacités, ce qui n'est pas possible du fait notamment des modalités d'allocation des capacités d'interconnexion. Ce n'est pas le cas pour le marché de gros où les importations jouent un rôle fondamental dans la constitution du prix de gros français.
148. Enfin, il doit être souligné que le produit échangé n'est pas de même nature sur le marché de gros que pour les appels d'offres puisque, dans le premier cas, la majeure partie des échanges porte sur des volumes d'électricité échangés donnant lieu à l'émergence de prix de gros (en EUR/MWh), alors que, pour les appels d'offres, il est question d'une mise à disposition de capacités par des acteurs qui sont rétribués par RTE par une prime fixe (en EUR/kW/an).
149. Le marché des appels d'offres de RTE est donc distinct du marché de gros de l'électricité.
150. Par ailleurs, il faut également analyser si le marché des appels d'offres de RTE est distinct de celui du mécanisme d'ajustement. Il apparaît que là encore de nombreuses distinctions existent entre ces deux marchés. Ainsi, l'éventail de centrales proposées pour le mécanisme d'ajustement comprend en théorie toutes les capacités disponibles que les acteurs n'utilisent pas (par exemple, des centrales à gaz ou des centrales charbon), alors que, pour les appels d'offres, seules quelques technologies de production peuvent être proposées (hydraulique de barrage, centrales diesel et TAC). De plus, si les acteurs étrangers peuvent participer au mécanisme d'ajustement, ce n'est pas le cas pour les appels d'offres de RTE (du fait des raisons mentionnées dans les paragraphes précédents). Enfin, il apparaît que, à l'instar du marché de gros, le service proposé sur le mécanisme d'ajustement est différent de celui proposé par les appels d'offres. Ces derniers reflètent, en effet, le besoin qu'a RTE de s'assurer que des offres portant sur des volumes d'ajustement minimum soient proposées quotidiennement pour le mécanisme d'ajustement.
151. Le marché des appels d'offres de RTE est donc distinct de celui du mécanisme d'ajustement. Il s'en suit que le marché des appels d'offres pour la constitution de la réserve rapide et de la réserve complémentaire organisé par RTE en 2007 est le marché pertinent, comme l'affirme le SNPIET.

152. De plus, au sein des appels d'offres organisés par RTE en 2007, on peut distinguer le marché de l'appel d'offres pour la réserve rapide, du marché de l'appel d'offres pour la réserve complémentaire. En effet, les centrales qui peuvent être incorporées dans la réserve rapide doivent techniquement pouvoir être démarrées en moins de 13 minutes, ce qui exclut notamment en principe les centrales TAC (turbine à combustion) qui, d'après EDF, ne peuvent être démarrées qu'en une vingtaine de minutes. De plus, la prestation de service est différente : les offreurs ayant remporté le marché de la réserve rapide doivent mettre à disposition leur capacité deux heures par jour alors que les offreurs ayant remporté le marché de la réserve complémentaire doivent mettre à disposition leurs capacités jusqu'à six heures par jour. Cette différence fait que seuls les acteurs ayant une taille critique suffisante peuvent se porter candidat à la réserve complémentaire (c'est la raison pour laquelle EDF a toujours été le seul acteur à répondre à cet appel d'offres pour la réserve complémentaire). Cependant, à ce stade, cette distinction n'est pas nécessaire car la position d'EDF et les pratiques alléguées sont similaires dans ces deux appels d'offres.
153. En ce qui concerne le marché géographique concerné, RTE organise ces appels d'offres pour l'équilibrage du réseau électrique français. Le marché géographique est donc national.
154. Il doit être enfin précisé que l'analyse qui vient d'être conduite ci-dessus et qui montre l'existence d'un marché pertinent des appels d'offres organisés par RTE en 2007 est confortée par la jurisprudence.
155. Ainsi, comme l'indique le SNPIET dans ses observations (cote 2574), le Conseil de la concurrence a, à plusieurs reprises, établi que *« de manière générale, la jurisprudence considère qu'un appel d'offres pour la fourniture d'un bien ou d'un service constitue un marché pertinent au sens du droit de la concurrence : le demandeur est l'organisateur de l'appel d'offres et les offreurs en compétition sur ce marché sont les opérateurs susceptibles d'y répondre »* (voir notamment la décision n° [08-D-05](#) relative à des pratiques mises en œuvre dans le secteur des commerces sous douane des aéroports parisiens).

b) Sur la position dominante d'EDF sur ce marché pertinent

156. Selon RTE, plusieurs entreprises (dont EDF) ont soumissionné à l'appel d'offres de 2007.
157. Les offres des concurrents d'EDF n'ont porté que sur une infime partie du marché.
158. A la suite du dépôt des offres, EDF a remporté la totalité de l'appel d'offres organisé par RTE en 2007, que ce soit pour la réserve rapide comme pour la réserve complémentaire.
159. EDF est donc en position dominante sur le marché pertinent.

c) Sur la pratique alléguée

Selon le SNPIET, les offres remises par EDF sont prédatrices

160. Selon le SNPIET, EDF aurait proposé à RTE une offre prédatrice dans le cadre de l'appel d'offres organisé par RTE en 2007 pour la constitution de la réserve rapide et de la réserve complémentaire (voir cote 2579 notamment).
161. Le SNPIET mentionne en particulier qu'EDF aurait proposé un prix d'environ 30 EUR/kW/an pour cet appel d'offres et que ce prix sous-estime grandement les coûts complets des capacités qu'EDF a proposées pour la réserve rapide et la réserve complémentaire.

162. En effet, selon le SNPIET, EDF n'a pu proposer pour cet appel d'offres que des centrales dites « TAC » (turbines à combustion). Comme ce moyen de production a un coût complet situé entre 70 EUR/kW/an et 100 EUR/kW/an, EDF a forcément proposé des prix prédateurs par rapport aux coûts supportés.
163. Ainsi, le SNPIET conclut qu'EDF aurait remporté l'appel d'offres de manière induue, ce qui aurait eu pour effet d'exclure ses concurrents du marché.
164. Le SNPIET estime qu'EDF aurait abusé ainsi de sa position dominante sur le marché en question, ce qui est contraire à l'article L. 420-2 du code de commerce et à l'article 102 TFUE.

Selon EDF, les prix proposés dans le cadre de l'appel d'offres de 2007 ne sont pas prédateurs

165. Selon EDF, le SNPIET n'apporte aucune démonstration du caractère prétendument abusif du prix proposé par EDF en réponse à l'appel d'offres (voir cotes 2407 à 2413).
166. EDF affirme que les prix pratiqués ne peuvent être considérés comme prédateurs que dans deux hypothèses : 1) lorsque les prix ne couvrent pas les coûts évitables moyens (les prix sont alors présumés « prédateurs »), 2) lorsque les prix couvrent les coûts évitables moyens ou coûts variables moyens mais ne couvrent pas les coûts moyens totaux et qu'il est démontré qu'EDF a eu l'intention d'éliminer un concurrent.
167. EDF constate que le SNPIET n'a pas démontré l'existence d'un abus au regard de ces critères.
168. Par ailleurs, EDF indique que la période pertinente pour apprécier le caractère prédateur de ses offres à RTE est celui de la contractualisation des réserves. Les coûts d'investissement/de construction ne sont pas évitables. Les coûts évitables à cet horizon temporel peuvent comprendre certains coûts directs d'exploitation (ie : la maintenance de l'exploitation), certaines charges complémentaires (ie : les assurances, taxes etc), certaines charges de transport, ainsi que le coût du combustible (ou le coût du pompage dans le cas de certaines hydrauliques).
169. Pour couvrir ces coûts évitables, EDF perçoit de RTE deux sources de rémunération : une prime fixe qui rémunère la mise à disposition de moyens de production et une rémunération tirée de la vente d'énergie sur le mécanisme d'ajustement.
170. Cette deuxième source de rémunération est liée au fait que l'acteur qui détient des centrales dans les réserves rapide et complémentaire de RTE doit proposer des offres, tous les jours, sur le mécanisme d'ajustement selon les modalités décrites précédemment. Ces offres seront éventuellement sélectionnées par RTE si elles sont les moins onéreuses. Dans ce cas, l'acteur percevra une rémunération de RTE correspondant au prix de l'offre soumise.
171. Par ailleurs, selon EDF, le SNPIET s'est fondé sur des hypothèses erronées pour estimer les coûts supportés par EDF dans le cadre de son offre à RTE. Le SNPIET a supposé, à tort, qu'EDF n'intégrait que des TAC dans son offre, alors qu'en fait, EDF a proposé des centrales hydrauliques pour la réserve rapide et des TAC pour la réserve complémentaire.
172. EDF demande donc à l'Autorité d'écarter cette allégation.

Discussion sur la pratique alléguée

Le sacrifice de profits de court terme comme définition de la prédation

173. Selon la pratique décisionnelle de l'Autorité, « la prédation peut être définie comme la pratique par laquelle une entreprise en position dominante fixe ses prix à un niveau tel qu'elle subit des pertes ou renonce à des profits à court terme dans le but d'évincer ou de discipliner un ou plusieurs concurrents, ou encore de rendre plus difficile l'entrée de futurs compétiteurs sur le marché, afin ultérieurement de remonter ses prix pour répercuter ses pertes » (voir décision n° [07-D-09](#) du 14 mars 2007 relative à des pratiques mises en œuvre par GlaxoSmithkline France ou encore la décision n° [09-D-33](#) du 10 novembre 2009 relative à des pratiques mises en œuvre par la société Chep France dans le secteur de la location-gestion de bacs plastiques et de palettes).
174. Selon cette pratique décisionnelle, « ce qui caractérise la prédation dans une pratique de prix bas proposés à l'ensemble ou à certain consommateurs du marché, c'est l'existence d'un sacrifice volontairement consenti par l'entreprise dominante qui va décider de subir des pertes ou de renoncer à des profits à court terme dans le but d'évincer ou de discipliner des concurrents ou encore d'empêcher leur entrée sur le marché » (voir décision n° [07-D-09](#) citée ci-dessus, soulignement ajouté).
175. Dans son arrêt du 8 avril 2008 relatif à la décision n° 07-D-09 citée ci-dessus, la cour d'appel a de plus rappelé que « la pratique de prix prédateurs se définit comme une politique de prix par laquelle une entreprise dominante baisse ses prix et, de ce fait, subit délibérément des pertes ou réduit ses profits à court terme, pour éliminer ou discipliner un ou plusieurs concurrents ou pour bloquer l'entrée sur le marché de concurrents potentiels dans le but de protéger ou de renforcer sa position dominante ».
176. Il doit être souligné que le concept de « sacrifice de profits à court terme » est, selon la Commission européenne, celui qui définit le mieux la pratique de prédation : « une entreprise adopte un comportement prédateur i) en supportant des pertes ou en renonçant à des bénéfices à court terme, ii) et ce délibérément (ci-après « le sacrifice »), de façon à évincer ou pouvoir évincer un ou plusieurs de ses concurrents réels ou potentiels en vue de renforcer ou de maintenir son pouvoir de marché, portant de ce fait préjudice aux consommateurs » (voir notamment la Communication de la Commission européenne du 24 février 2009 relative aux orientations sur les priorités retenues par la Commission pour l'application de l'article 82 du traité CE aux pratiques d'éviction abusives des entreprises dominantes).

Les trois étapes permettant de démontrer la prédation

177. Selon la pratique communautaire rappelée par la Communication de la Commission européenne du 24 février 2009 citée ci-dessus, trois étapes sont nécessaires pour prouver que le prix proposé par une entreprise dominante est un prix prédateur.
178. Premièrement, il doit être démontré, comme mentionné précédemment, que l'entreprise a sacrifié certains de ces bénéfices à court terme (ou supporté des pertes).
179. Deuxièmement, il doit être démontré que ce sacrifice « a réduit la probabilité que les concurrents exercent une concurrence ».
180. Enfin, doivent être examinés « les arguments des entreprises dominantes selon lesquels des prix peu élevés permettent de réaliser des économies d'échelle ou des gains

d'efficacité liés au développement du marché », qui pourraient justifier le comportement de l'entreprise si elle est en mesure de démontrer que ces gains d'efficacité l'emportent sur les effets anticoncurrentiels produits sur les consommateurs.

Les différents tests de coût permettant de démontrer le sacrifice des bénéfices à court-terme (première condition mentionnée par la Commission européenne)

181. Selon la décision n° [07-D-09](#) citée ci-dessus, *« la preuve de la prédation peut être apportée dans différents cas de figure, selon la position des prix de vente par rapport à différents niveaux envisageables de coûts ».*
182. Dans la décision n° 07-D-09, il a été décidé par exemple, dans la lignée de la jurisprudence Akzo, d'utiliser l'approche selon les coûts variables moyens et les coûts totaux moyens. Selon ce test, un prix est présumé prédateur s'il ne couvre pas a minima les coûts variables moyens. Si le prix couvre les coûts variables mais ne couvrent pas les coûts totaux moyens, le prix est prédateur si l'autorité de concurrence est en mesure de démontrer l'intention d'exclure des concurrents.
183. Dans sa Communication du 24 février 2009 dont il est fait mention ci-dessus, la Commission européenne confirme que différents tests de coût peuvent être pertinents pour démontrer l'existence ou non d'un sacrifice selon le contexte.
184. Ainsi, *« la notion de sacrifice ne couvre cependant pas uniquement l'application de prix inférieurs au coût évitable moyen (...). Une estimation de coût basée sur le coût direct de production (tel qu'il apparaît dans les comptes de l'entreprise) peut ne pas refléter adéquatement l'existence ou l'absence de sacrifice (...).*
185. Toujours, selon la Commission, *« Afin de démontrer l'existence d'une stratégie prédatrice, il peut être examiné si les agissements prédateurs présumés ont conduit à court terme à des recettes nettes inférieures à celles auxquelles on aurait pu s'attendre si un autre comportement, raisonnable, avait été adopté, c'est-à-dire si l'entreprise dominante a subi une perte qui aurait pu être évitée ».*
186. La Commission indique enfin que le comportement potentiellement prédateur de l'entreprise dominante doit être comparé *« aux autres comportements économiquement rationnels et viables qui, eu égard aux conditions de marché et aux réalités commerciales auxquelles se trouve confrontée l'entreprise dominante »* pourraient raisonnablement être plus rentables.

Le test de coût à appliquer au cas d'espèce

187. Il ressort de l'analyse précédente que l'Autorité doit utiliser le test de coût qui lui semble le plus adapté au cas d'espèce et qui permet le mieux mettre en évidence l'existence ou non d'un sacrifice de bénéfices de court terme qu'EDF aurait consenti en déposant son offre à RTE dans le cadre de l'appel d'offres de 2007 pour la constitution des réserves rapide et complémentaire.
188. En d'autres termes, il s'agit d'examiner si le prix de l'offre, tel qu'il a été construit par EDF avant d'être proposé à RTE, a, en reprenant les termes d'analyse de la Commission précités, *« conduit à court terme à des recettes nettes inférieures à celles auxquelles on aurait pu s'attendre si un autre comportement raisonnable avait été adopté c'est-à-dire si [EDF] a subi une perte qui aurait pu être évitée ».*
189. En l'espèce, avant de répondre à l'appel d'offres de RTE, EDF était confronté à l'alternative suivante : 1) soit l'entreprise choisissait de continuer à disposer librement de ses capacités hydrauliques et de ses TAC, ce qui lui aurait permis de les utiliser à des

moments opportuns quand les prix de gros sont élevés, 2) soit elle choisissait de mettre ces capacités de production à la disposition de RTE.

190. EDF disposait à l'époque de modèles économiques qui lui permettaient de calculer les bénéfices qu'elle pouvait retirer de la vente des capacités concernées sur le marché de gros et donc de donner une valeur à cette capacité.
191. Ainsi, le coût pour EDF de participer à l'appel d'offres est donc le coût d'opportunité que représente le fait de ne plus valoriser ces capacités sur le marché de gros français de l'électricité.
192. Le test de coût pertinent à appliquer dans le cas d'espèce consiste par conséquent à examiner si EDF a sacrifié une partie des bénéfices qu'elle aurait pu retirer de manière opportune du marché de gros (et plus généralement le coût de la désoptimisation de son parc de production) en proposant ses centrales à RTE dans le cadre de l'appel d'offres.
193. Il doit être souligné que cette approche est partagée par la CRE qui indique dans l'avis qu'elle a transmis à l'Autorité le 2 mars 2011 que « *le coût pour EDF de réserver de la capacité est donc un coût d'opportunité* » (cote 1997), qui doit s'apprécier sur la base des éléments dont disposait EDF au moment où elle a déposé son offre.
194. Au cours de l'instruction, il a donc été demandé à EDF de quelle manière le prix de l'offre à RTE (soit le montant de la prime fixe) a été calculé en interne.
195. EDF a notamment mentionné « *que le montant de la prime fixe a été déterminé de sorte à couvrir a minima la perte d'opportunité sur le marché correspondant aux bénéfices qu'aurait retirés EDF s'il vendait sur le marché la production des moyens proposés pour la réserve rapide et complémentaire* » (cotes 2024 à 2027).
196. En d'autres termes, elle explique que juste avant de répondre à l'appel d'offres de RTE pour la réserve rapide, elle a évalué la différence entre, d'une part, les bénéfices qu'elle aurait retirés de son parc de production en incluant les centrales hydrauliques et, d'autre part, les bénéfices qu'elle aurait retirés de son parc de production en excluant ces centrales.
197. Pour ce qui est de la réserve complémentaire, EDF indique avoir évalué la valeur représentée par les TAC afin de chiffrer son offre à RTE.
198. EDF conclut que le prix proposé à RTE, pour chaque type de réserve, a été construit de façon à couvrir au minimum le coût d'opportunité lié au fait de ne plus disposer librement des moyens de production qui lui seraient dédiés.
199. Il apparaît qu'en utilisant cette méthode pour construire son offre à RTE, EDF n'a pas sacrifié une partie des bénéfices de court-terme qu'elle aurait pu retirer des centrales placées dans la réserve rapide et complémentaire.

Les preuves produites par EDF pour justifier ses méthodes de valorisation

200. Comme l'indique la Commission dans sa communication, les entreprises suspectées de prix prédateurs peuvent démontrer « *que la décision ex ante d'adopter un tel comportement a été prise de bonne foi, c'est-à-dire si elles peuvent produire des preuves déterminantes de ce qu'elles pouvaient raisonnablement escompter une activité rentable* ».
201. Au cours de l'instruction, il a été ainsi demandé à EDF de prouver qu'elle a bien utilisé les méthodes de valorisation décrites ci-dessus pour construire son offre à RTE.
202. A la suite de cette demande, EDF a produit des documents de travail internes, datés des 3 janvier 2008 et 9 janvier 2008, établis donc juste avant la réponse officielle d'EDF à l'appel d'offres de RTE (l'offre date du 14 janvier 2008). Ces documents confirment

qu'EDF a valorisé les pertes d'opportunité induites par la mise à disposition à RTE des centrales hydrauliques et des TAC et que ces valorisations ont bien été inférieures ou égales aux prix proposés à RTE, que ce soit pour la réserve rapide ou pour la réserve complémentaire.

203. Plus précisément, pour ce qui est de la réserve rapide, ces documents montrent qu'avant de répondre à l'appel d'offres de RTE, EDF a opté pour la méthode dite « perte d'opportunité sur le marché » et a évalué en interne la perte d'opportunité « *entre [10 -100] et [10 -100] €/kW/an* » (voir cote 1890 pour le chiffrage de la perte d'opportunité par EDF et voir cote 1896 où EDF annonce qu'il va utiliser la méthode « perte d'opportunité » comme outil de chiffrage de son offre à RTE pour la réserve rapide).
204. Or, selon les documents figurant au dossier, EDF a bien ensuite proposé à RTE un prix proche de [10 -100] €/kW/an pour ce qui est de ses centrales hydrauliques allouées à la réserve rapide (voir cote 2010 où la CRE mentionne que le montant de la prime fixe s'élève à « [10 -100] M€ pour 2008-2009, [10 -100] M€ pour 2009-2010 et [10 -100] M€ pour 2010-2011 » soit [10 -100] M€/an environ, ce qui représente [10 -100] €/kW/an pour 1 000 MW de réserve rapide).
205. De même, pour ce qui est de la réserve complémentaire, ces documents montrent qu'avant de répondre à l'appel d'offres de RTE, EDF a évalué en interne la valeur que représentent ses TACs via un modèle d'analyse dit CHYPSE (Corps d'Hypothèses Stratégique Européen). Ce modèle désigne au sein d'EDF l'ensemble des données fondamentales relatives à l'évolution de l'offre de production et de la demande de consommation électrique en France et en Europe, qui sont établies et utilisées par EDF pour donner une représentation économiquement rationnelle de l'évolution du prix d'équilibre du système électrique. Cette méthode analyse les fondamentaux dont les résultats sont influencés par les hypothèses retenues (prévisions de croissance, de déclassement de moyens de production, d'évolution du prix des énergies primaires...).
206. Sur la base de ces données, l'exercice consiste à simuler la valeur attachée au fait de disposer d'une capacité de production garantie dans le système électrique pour faire face à toutes circonstances, compte tenu d'hypothèses de formation de l'équilibre offre-demande et des probabilités d'événements exceptionnels. La méthode permet ainsi d'attribuer une valeur à la mise à disposition de capacités de pointe. Cette méthode est également utilisée par EDF pour donner une valeur aux moyens de pointe achetés par EDF (voir cote 1896 où EDF annonce qu'il va utiliser la méthode CHYPSE comme outil de chiffrage de son offre à RTE et les cotes 2653 à 2657 où EDF décrit la méthode CHYPSE ainsi que les autres méthodes de valorisation).
207. Ainsi, début 2008, selon EDF, la méthode CHYPSE donnait, pour 2008 à 2010 un résultat de « [10 -100] €/kW/an pour 2008, [10 -100] €/kW/an pour 2009, [10 -100] €/kW/an pour 2010 et [10 -100] €/kW/an pour 2011 » (voir la cote 1888). Ces chiffres représentaient donc, début 2008, la valeur qu'EDF attribuait aux TAC qu'ils comptaient proposer à RTE dans le cadre de l'appel d'offres.
208. Or, EDF a ensuite proposé à RTE un prix de [10 -100] €/kW/an pour ce qui est des TAC allouées à la réserve complémentaire (voir cote 2010 où la CRE mentionne que le montant de la prime fixe s'est élevé à « [10 -100] M€ pour 2008-2009, [10 -100] M€ pour 2009-2010 et [10 -100] M€ pour 2010-2011 » soit donc [10 -100] M€/an en moyenne, ce qui correspond à [10 -100] €/kW/an pour 500 MW de réserve complémentaire).

209. Il s'ensuit que, pour la réserve rapide et pour la réserve complémentaire, les prix proposés par EDF à RTE sont des majorants des estimations de coûts d'opportunité calculées en interne par EDF début 2008.
210. En conséquence, les faits dénoncés dans la saisine n'apparaissent pas suffisamment probants pour caractériser un comportement par lequel EDF aurait sacrifié une partie de ses bénéfices de court terme en déposant des offres à RTE en 2007.
211. Le premier critère de la prédation n'étant pas rempli (l'existence d'un sacrifice des bénéfices de court terme), il n'y a pas lieu d'analyser les deux autres critères (l'éviction anticoncurrentielle et les gains d'efficacité).

L'analyse ex post conduite par la CRE

212. A titre subsidiaire, il doit être également mentionné que la CRE a mené une analyse quantitative permettant d'estimer, ex post (c'est-à-dire évaluée en 2011), la différence entre les gains qu'EDF aurait obtenus s'il avait proposé les centrales de la réserve rapide sur la bourse de l'électricité EPEX aux heures les plus chères entre 2008 et 2010 et les gains qu'il est susceptible d'avoir obtenus sur le mécanisme d'ajustement durant la même période (voir cote 2010).
213. La différence entre ces deux gains permet de donner une approximation ex post de ce qu'EDF aurait dû demander à RTE au titre de la prime fixe pour rémunérer a minima la perte d'opportunité de ne pas pouvoir vendre les centrales de la réserve rapide sur le marché de gros aux heures les plus chères.
214. Selon la CRE, pour chacune des années étudiées (2008, 2009 et 2010), la prime fixe proposée par EDF à RTE lors de l'appel d'offres de 2007 a systématiquement été supérieure à l'estimation de la perte d'opportunité calculée ex post.
215. Il doit être souligné que cette étude de la CRE n'a pas vocation à se substituer à l'analyse de la prédation qui a été faite précédemment pour la simple et bonne raison que cette étude estime ex post la perte d'opportunité qu'EDF aurait réellement subie (vu de 2011), alors qu'EDF, au moment où il a fait son offre (début 2008), ne pouvait connaître précisément cette estimation de perte d'opportunité telle qu'elle a été calculée par la CRE.
216. Néanmoins, cette étude apporte un éclairage intéressant sur les pertes d'opportunité qu'EDF aurait effectivement rencontrées au cours de ces trois dernières années.
217. Cette étude corrobore les conclusions énoncées précédemment selon lesquelles rien ne semble indiquer que le prix proposé par EDF à RTE en 2008 ne couvrait pas les pertes d'opportunité attendues.

3. SUR L'ALLÉGATION RELATIVE AUX CONDITIONS FINANCIÈRES ET TECHNIQUES DES CONTRATS D'ACHAT PROPOSÉES PAR EDF AUX MEMBRES DU SNPIET

a) Sur le marché pertinent concerné

Selon le SNPIET, le marché concerné par la pratique alléguée est le marché de l'extrême pointe

218. Selon le SNPIET, le marché concerné par les pratiques décrites dans sa saisine est le marché de l'extrême pointe (voir cote 21).

219. Le SNPIET indique que la consommation d'électricité connaît des variations importantes au cours de la journée et des saisons et que quatre niveaux de consommation électrique peuvent être distingués : la demande de base (qui correspond à la demande régulière et constante tout au long de l'année, soit 8 760 heures), la demande de semi-base (environ 4 000 heures), la demande de pointe (environ 1 500 heures) et enfin la demande d'extrême pointe (limitée à quelques dizaines d'heures par an).
220. Selon le SNPIET, la réponse à la demande d'extrême pointe doit se faire via des moyens de production spécifiques et qui doivent être entièrement dédiés à ce type de demande (c'est-à-dire que les producteurs de ces centrales ne peuvent faire fonctionner leurs centrales que lors de ces périodes d'extrême pointe). Dans cette catégorie de centrales, figureraient notamment les centrales diesel au fioul (dont disposent notamment les membres du SNPIET) et les centrales dites « TAC » (Turbines à Combustion) dont dispose EDF, car ces deux technologies de production sont les plus économiques sur une durée de fonctionnement limitée à quelques dizaines d'heures par an et peuvent répondre à des aléas dans un délai très court, inférieur à 15 minutes.
221. Par ailleurs, le SNPIET indique que la rémunération économique de ces moyens dédiés à la demande d'extrême pointe serait, elle aussi, spécifique car elle se baserait sur la rémunération de la capacité mise à disposition par l'opérateur (et non uniquement sur les volumes produits par cette capacité comme c'est le cas sur le marché de gros de l'électricité).
222. Enfin, le SNPIET est d'avis qu'il existerait « *un marché émergent de capacités* » qu'il conviendrait de délimiter « *dans la phase transitoire qui s'ouvre entre l'arrivée à terme des contrats dispatchables avec obligation d'achat et la mise en place du futur marché de capacités régulé* » par la loi NOME (la loi sur la Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité du 7 décembre 2010).

Selon EDF, au-delà du marché de gros français de l'électricité, le marché de l'extrême pointe ne peut caractériser un marché pertinent

223. Selon EDF, le marché de l'extrême pointe ne peut caractériser un marché pertinent (cotes 2399 à 2402).
224. En effet, EDF indique qu'aucun moyen de production n'est par nature dédié à l'extrême pointe. EDF affirme que toutes les unités de production du système participent à approvisionner une demande d'extrême pointe, lorsqu'une telle demande se manifeste. En effet, il apparaît que la programmation du parc de production est réalisée, en règle générale, sur la base des coûts variables en EUR/MWh. Plus précisément, l'offre de moyens de production est bâtie selon une courbe de mérite qui définit l'ordre de l'empilement des moyens de production, par coût variable croissant. Sur la base de cet empilement, le niveau de la demande détermine les unités de production qui seront appelées pour répondre à cette demande. Plus la demande est forte, plus les unités de production appelées seront chères.
225. Ainsi, contrairement à ce qu'indique le SNPIET, EDF affirme que c'est ce classement économique (le niveau des coûts variables) et non les caractéristiques techniques des unités de production qui définit la durée d'appel d'une centrale et qui fait, par exemple, que toutes les technologies de production actuellement utilisées en France peuvent contribuer à satisfaire la demande de pointe, en fonction de leur coût marginal.

226. EDF mentionne notamment que, dans le cas de l'extrême pointe, les moyens pouvant être utilisés sont beaucoup plus nombreux que les moyens listés par le SNPIET : les ressources hydroélectriques, les centrales thermiques à flamme centralisées (qui incluent les technologies au fioul lourd et les TAC), les moyens décentralisés (centrales diesel mais également centrales de cogénération), les effacements de clients (certains grands clients acceptent de réduire leur consommation contre une rémunération) ou le recours aux importations.
227. EDF conclut que le SNPIET procède à une confusion entre les unités de production utilisées dans le cadre de la réserve tertiaire (réserve qui n'est pas spécifiquement mobilisée lors des périodes d'extrême pointe mais dès qu'un déséquilibre soudain apparaît entre production et consommation) et celles utilisées dans le cadre de la demande d'extrême pointe.
228. Ainsi, pour EDF, le seul marché pertinent qui puisse être identifié dans le cas d'espèce est le marché de gros français de l'électricité.

Discussion sur les marchés pertinents impactés par les pratiques alléguées

229. Selon une jurisprudence constante des autorités nationales et communautaires, il existe un marché pertinent recouvrant à la fois les volumes physiques d'électricité importés en France en vue de la revente à d'autres acteurs ainsi que les volumes produits par les centrales électriques en France en vue de la revente : le marché de gros de l'électricité (cf. notamment la décision de la Commission Européenne n° 39.388 du 26 novembre 2008 concernant le marché de gros de l'électricité en Allemagne ou la décision du Conseil de la concurrence n° [07-D-43](#) du 10 décembre 2007 relative à des pratiques mises en œuvre par EDF). Ces volumes sont vendus de deux manières différentes : les marchés de gré à gré (la transaction est conclue directement entre le vendeur et l'acheteur) et les marchés organisés (l'interaction est multilatérale et centralisée dans un carnet d'ordres). Le marché géographique est à chaque fois le marché national.
230. Il apparaît que la pratique alléguée est intervenue sur ce marché pertinent car, dans le cas d'espèce, il est reproché à EDF de proposer aux membres du SNPIET des conditions financières et techniques inacceptables dans le cadre de la conclusion de contrats d'achat par EDF de l'électricité produite par les centrales diesel des membres du SNPIET. En d'autres termes, l'électricité produite par les centrales diesel des membres du SNPIET est bien de l'électricité produite en France dans un objectif de revente à d'autres fournisseurs d'électricité (EDF dans le cas présent).
231. Il doit être maintenant analysé s'il existe, à l'intérieur du marché de gros français de l'électricité, un marché pertinent qui serait plus restreint et qui recouvrerait comme l'affirme le SNPIET un marché de l'extrême pointe.
232. Ce n'est pas le cas, aux conditions actuelles et ce, pour deux raisons principales.
233. Premièrement, il apparaît difficile de distinguer une période de pointe et une période d'extrême pointe.
234. Ainsi, selon *l'Actualisation du Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France de 2010* publié par RTE sur son site Internet, il est fait mention d'une pointe « à une chance sur dix » qui correspond au niveau de puissance qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver ou, dit autrement, du

niveau de puissance atteint dans des conditions climatiques qui ne se présentent en moyenne que tous les dix ans.

235. L'extrême pointe se définit donc, selon RTE, par l'atteinte d'un seuil de puissance appelée, lequel seuil serait défini ex ante par année et serait recalculé chaque année en fonction de l'évolution des fondamentaux de la production et de la consommation. Ainsi, RTE indique, en 2010, que ce seuil s'élèverait à 101 GW pour les années 2012 et 2013 et à 103,2 GW pour les années 2014 et 2015. En conséquence, comme le seuil de puissance définissant l'extrême pointe est variable en fonction des années, il apparaît qu'il n'est pas aisé de savoir quel sera ce seuil exact dans plusieurs années.
236. Cette incertitude se traduit par le fait qu'il n'existe pas de produits « extrême pointe » négociés sur le marché de gros, contrairement aux produits « base » et aux produits « pointe » qui eux correspondent à une réalité physique stable (le produit « base » correspond à la fourniture d'électricité 24h sur 24 et 7 jours sur 7 et le produit pointe correspond à la fourniture d'électricité de 8h à 20h du lundi au vendredi). Le fait qu'il n'y ait pas de produits « extrême pointe » négociés sur le marché de gros constitue un premier indice qu'il n'y a pas de marché de gros de l'extrême pointe.
237. Deuxièmement, il apparaît qu'un certain nombre de technologies de production sont en mesure de servir indifféremment une demande de pointe et une demande d'extrême pointe.
238. Comme l'indique EDF, des centrales thermiques autres que les TAC et les centrales diesel (par exemple des centrales au gaz ou au charbon) ou des centrales hydrauliques qui sont utilisées en période de pointe, peuvent parfaitement répondre à une demande d'extrême pointe. Ainsi, il y a une substituabilité relative entre certaines technologies de production utilisées à la fois pour la production de pointe et la production en période d'extrême pointe. Le rapport parlementaire Sido-Poignant d'avril 2010 dont l'objet est de décrire la « pointe électrique » et les moyens pour y répondre (« *Maîtriser la pointe électrique* ») mentionne d'ailleurs que « *l'électricité est produite en pointe et en extrême pointe en France soit par des installations de production hydroélectriques soit par des installations de production thermiques* ». Cette affirmation confirme qu'il n'existe pas de technologies de production entièrement dédiées à la production de la pointe ou de l'extrême pointe.
239. Le marché pertinent concerné par la pratique alléguée n'est donc pas le marché de l'extrême pointe mais plus généralement le marché de gros français de l'électricité.

b) Sur la position d'EDF sur ce marché pertinent

240. EDF détient 87 % de la capacité installée française. En 2009, EDF a produit 454 TWh d'électricité, soit 88 % de la production d'électricité française.
241. EDF dispose d'un pouvoir de marché très significatif sur le marché de gros de l'électricité qui lui permet de se comporter de manière indépendante par rapport à ses concurrents.
242. EDF détient donc une position dominante sur le marché de gros français de l'électricité (voir notamment l'avis n° [10-A-08](#) du 28 mai 2010 de l'Autorité de la concurrence).

c) Sur la pratique alléguée

Selon le SNPIET, EDF a abusé de sa position dominante et de la situation de dépendance économique des membres du SNPIET en proposant à ces entreprises des conditions financières et techniques inacceptables dans le cadre de la négociation de contrats d'achat par EDF de l'électricité produite par les centrales des membres du SNPIET

- 243. A la suite de la fin du régime d'obligation d'achat, le SNPIET indique qu'EDF a engagé, à partir de 2008, des négociations avec chacun des membres du SNPIET concernant la conclusion de nouveaux contrats dispatchables.
- 244. Selon le SNPIET, dans le cadre de la négociation de ces nouveaux contrats, EDF aurait proposé aux producteurs du SNPIET une prime fixe excessivement basse par rapport à la rémunération qui était précédemment allouée pour les anciens contrats dispatchables.
- 245. De plus, le SNPIET affirme qu'EDF aurait introduit des clauses techniques injustifiées dans les contrats en cours de négociation.
- 246. Selon le SNPIET, cette pratique est contraire à l'article 420-2 du Code de commerce (alinéas 1 et 2) ainsi qu'à l'article 102 TFUE.

Selon EDF, l'allégation du SNPIET est sans fondement car le fait pour EDF de ne pas acheter l'électricité des membres du SNPIET n'est pas constitutif d'un abus de position dominante et les membres du SNPIET ne sont pas dans une situation de dépendance économique vis-à-vis d'EDF

Les arguments d'EDF en ce qui concerne l'abus de position dominante allégué

- 247. EDF affirme premièrement qu'il n'a plus aucune obligation de conclure des contrats d'achat avec les producteurs autonomes.
- 248. Ainsi, selon EDF, il n'existe plus aucun dispositif législatif ou réglementaire permettant une prorogation ou un renouvellement des contrats d'achat arrivant à expiration, y compris les contrats d'obligation d'achat en cours.
- 249. EDF indique que, néanmoins, il a fait, dès 2007, une proposition commerciale aux membres du SNPIET couvrant les charges fixes (exploitation, maintenance et taxes) et une rémunération variable, indexée sur les prix du fioul domestiques, couvrant les charges variables des installations lorsqu'elles sont appelées, pour une durée de huit années, ce qui permettrait d'assurer une visibilité aux producteurs concernés.
- 250. Selon EDF, aucun fait mentionné ne semble donc justifier qu'EDF ait commis un abus de position dominante sur le marché de gros.

Les arguments d'EDF en ce qui concerne l'abus de dépendance économique allégué

- 251. Selon EDF, le SNPIET n'est pas en position de dépendance économique par rapport à EDF dans la mesure où, s'il est vrai que sous le régime de l'obligation d'achat EDF était l'acheteur unique de la production des membres du SNPIET, ce n'est plus le cas depuis la fin de ce régime.
- 252. EDF indique que, depuis la fin de ce régime, les membres du SNPIET disposent d'autres solutions que la conclusion de contrats d'achat commerciaux sur le marché libre avec EDF.

253. EDF indique par ailleurs que, lorsque les membres du SNPIET ont conclu les contrats d'obligation d'achat avec EDF au milieu des années 1990, les membres du SNPIET étaient conscients du caractère temporaire de ce régime légal et qu'ils auraient donc dû anticiper la fin de ces contrats en développant de nouveaux débouchés ou, le cas échéant, en adaptant leurs capacités de production.
254. Selon EDF, l'allégation relative à l'abus de position dominante ainsi qu'à l'abus de dépendance économique pour ce qui est des conditions financières et techniques de l'achat par EDF de l'électricité produite par les centrales diesel du SNPIET doit être écartée.

Discussion sur la pratique alléguée

255. A titre liminaire, il doit être rappelé que sous le régime d'obligation d'achat mis en place par le décret du 20 mai 1955, EDF était soumis à l'obligation légale de racheter l'électricité produite par les centrales diesel des membres du SNPIET à un prix réglementé, qui se décomposait en une prime fixe, fixée selon une logique de coût évité (par exemple : la prime fixe en 2008 s'élevait à 94,65 EUR/kW/an), ainsi que le remboursement des coûts variables indexés sur le prix du fioul.
256. De plus, l'article 1^{er} du décret alignait la durée du contrat d'achat sur la durée d'amortissement des centrales, conduisant à ce que le tarif payé couvre l'amortissement.
257. Les conditions du régime d'obligation d'achat étaient donc très favorables aux producteurs autonomes.
258. Concernant la pratique alléguée, le SNPIET affirme qu'EDF s'est rendue coupable d'un abus de position dominante et d'un abus de dépendance économique à l'encontre des membres du SNPIET afin de les évincer du marché.
259. Ces deux infractions doivent être analysées séparément car elles ne font pas intervenir les mêmes concepts et le même raisonnement juridique.

Sur l'abus de position dominante allégué

260. EDF et les membres du SNPIET sont des entreprises concurrentes actives sur le marché de gros français de l'électricité qui est le marché pertinent dans le cas d'espèce.
261. EDF est en position dominante sur ce marché.
262. Le SNPIET reproche à EDF de lui imposer unilatéralement des conditions financières et techniques, dont la résultante est qu'EDF refuse d'acheter l'électricité produite par les centrales diesel des membres du SNPIET, ce qui, selon le SNPIET, aurait pour effet d'évincer ses membres du marché de gros.
263. Le SNPIET reproche donc à EDF de ne pas acheter l'électricité produite par des concurrents.
264. Or, aucun texte n'oblige juridiquement EDF à acheter l'électricité produite par ses concurrents. La seule obligation d'achat s'imposant aujourd'hui à EDF concerne les énergies renouvelables, qui n'entrent pas dans le champ de la présente saisine.
265. En effet, à l'instar des autres transactions sur le marché de gros de l'électricité, les contrats d'achat d'électricité sont libres, c'est-à-dire que leur conclusion nécessite le libre consentement des deux parties.
266. Le fait qu'EDF soit en position dominante sur ce marché lui donne certes davantage de responsabilités que d'autres acteurs sur ce marché, mais ses responsabilités ne vont pas jusqu'à l'obliger à acheter les produits de ses concurrents.

267. Ainsi, la saisine ne fait pas état d'éléments suffisamment probants pour démontrer que le refus d'achat de produits concurrents pourrait constituer un abus de position dominante.
268. Par ailleurs, et à titre purement subsidiaire, il peut être mentionné que, dans le cadre de la négociation de nouveaux contrats dispatchables entre EDF d'une part et les acteurs du marché d'autre part, EDF a proposé, à partir de 2007, les mêmes conditions commerciales et techniques à l'ensemble des acteurs du marché et que, à la suite de cette proposition, plusieurs contrats dispatchables ont été conclus avec certains concurrents des adhérents du SNPIET (et notamment de très petites entreprises exploitant une seule centrale diesel).
269. Ces contrats se sont conclus au prix proposé par EDF. Rien n'indique donc, à titre subsidiaire, que les conditions financières et techniques imposées par EDF aux acteurs du secteur étaient « totalement inacceptables » comme l'affirme le SNPIET, puisque précisément un certain nombre de petites entreprises exploitant des centrales diesel du même type que celles des adhérents du SNPIET ont accepté de signer des contrats dispatchables avec EDF (cote 1748).

Sur l'abus de dépendance économique

270. Le SNPIET affirme que chacun des membres du SNPIET est en situation de dépendance économique par rapport à EDF (cote 1906).

♦ Les critères définissant la situation de dépendance économique

271. Selon la pratique décisionnelle de l'Autorité, s'agissant de la dépendance d'une entreprise industrielle à l'égard de son distributeur, le Conseil de la concurrence, approuvé par la cour d'appel de Paris et la Cour de Cassation, a, à de nombreuses reprises, estimé qu'elle devait être examinée au regard des quatre critères suivants, d'application cumulative :
- l'importance de la part du chiffre d'affaires réalisée par le fournisseur avec le distributeur ;
 - l'importance du distributeur dans la commercialisation des produits concernés ;
 - les facteurs ayant conduit à la concentration des ventes du fournisseur auprès du distributeur, en particulier si elle résulte d'un choix de stratégie commerciale ou au contraire d'une nécessité technique s'imposant au producteur ;
 - l'existence de solutions équivalentes, de telle sorte que l'état de dépendance implique l'impossibilité dans laquelle se trouve une entreprise de disposer d'une solution techniquement et économiquement équivalente aux relations contractuelles qu'elle a nouées. L'appréciation de solutions équivalentes nécessite l'examen du point de savoir si les facteurs de production sont spécialisés dans la fabrication de biens et services destinés aux distributeurs et ne peuvent être ni utilisés ni adaptés à la production d'autres biens et services, à un coût économiquement acceptable.
272. Par ailleurs, l'Autorité considère que « *les situations de dépendance relevant de la disposition précitée du Code de commerce [article L. 420-2] s'inscrivent dans le cadre de relations bilatérales entre deux entreprises et doivent donc être évaluées au cas par cas, et non pas globalement pour toute la profession* » (voir décision du Conseil de la concurrence n° [03-D-42](#) du 18 août 2003 relative à des pratiques mises en œuvre par Suzuki et autres sur le marché de la distribution des motocycles).
273. Pour caractériser l'éventuelle position de dépendance économique du SNPIET par rapport à EDF, il doit donc être notamment analysé si « *les facteurs de production [de chaque membre du SNPIET] sont spécialisés dans la fabrication de biens et services destinés*

[à EDF] et ne peuvent être ni utilisés ni adaptés à la production d'autres biens et services, à un coût économiquement acceptable », en d'autres termes, si chaque membre du SNPIET se trouve dans l'impossibilité de trouver un autre débouché qu'EDF pour ce qui est de la production des centrales diesel.

274. Or, il apparaît que des solutions alternatives à la conclusion de « contrats dispatchables » avec EDF étaient et sont toujours possibles pour chacun des membres du SNPIET.

♦ Le marché de gros français comme première alternative

275. Il n'existe aucun obstacle juridique, technique ou économique à ce que les membres du SNPIET concluent des contrats dispatchables avec des concurrents d'EDF ou revendent directement leur production sur le marché de gros (bourse EPEX en spot ou en intra day par exemple). Le fait que ces solutions alternatives soient potentiellement moins rémunératrices pour les membres du SNPIET qu'un contrat avec EDF ne fait pas obstacle au fait qu'elles constituent bien des solutions alternatives.

♦ Les appels d'offres de RTE comme deuxième alternative

276. En effet, il apparaît que les appels d'offres organisés par RTE pour la constitution de la réserve rapide et complémentaire constituaient également un débouché potentiel pour les membres du SNPIET car, contrairement à ce qu'affirme le SNPIET dans sa saisine, rien n'indique que les modalités de ces appels d'offres empêchaient les membres du SNPIET de soumissionner.
277. Premièrement, rien n'indique que le délai décidé par RTE entre la date de publication des appels d'offres et la date limite de remise des offres était trop réduit pour empêcher les membres du SNPIET de soumissionner : en effet, il ressort du dossier que les acteurs du marché avaient été avertis très en avance du fait que RTE allait lancer ces appels d'offres.
278. Ainsi, il apparaît que les acteurs du marché ont été informés des caractéristiques techniques et des principaux éléments de calendrier, dès juillet 2005 (pour l'appel d'offres d'octobre 2005) et dès juillet 2007 (pour l'appel d'offres de novembre 2007). Ces annonces ont été effectuées au cours de séances de la CFMA (Commission du Fonctionnement du Mécanisme d'ajustement). Tout acteur du secteur a la possibilité d'assister à cette commission (à titre d'illustration, 7 concurrents d'EDF étaient présents à la séance de la CFMA du 3 juillet 2007). L'existence de cette instance est loin d'être confidentielle (elle est mentionnée dans l'espace clients du site internet de RTE) et la participation à ces groupes de travail est libre. Le SNPIET aurait donc parfaitement pu participer à ces réunions d'information sur l'appel d'offres (voir cotes 1832 à 1833).
279. Par ailleurs, le 17 mars 2005, la CRE avait publié une délibération relative au fonctionnement du mécanisme d'ajustement qui mentionne explicitement l'existence de la CFMA « *auquel l'ensemble des producteurs est invité à participer* » et qui mentionne explicitement « *l'ouverture à la concurrence de la réserve rapide* ».
280. Il apparaît donc que les membres du SNPIET ont bénéficié de suffisamment de temps pour déposer des offres à RTE.
281. Deuxièmement, contrairement à ce qu'indique le SNPIET dans sa saisine, rien n'indique que le seuil minimal de 50 MW fixé par RTE pour participer à la réserve rapide était un obstacle à ce que les membres du SNPIET participent aux appels d'offres de RTE.
282. A titre liminaire, il doit être souligné que ce seuil minimal a été fixé par RTE pour des raisons de sécurité, de manière à ce que RTE puisse bénéficier de suffisamment de temps pour contacter l'ensemble des producteurs participant à la réserve rapide et ce, en mois de

deux minutes. Comme le mentionne la CRE dans son avis, « *l'abaissement du seuil de 50 MW pourrait mettre en péril la sécurité du système* » (cote 1995).

283. Ce seuil minimal de 50 MW ne fait par ailleurs pas obstacle à ce que des producteurs exploitant des centrales de petite capacité participent aux appels d'offres.
284. En effet, chaque membre du SNPIET était en mesure de combiner ses capacités de production diesel avec celles d'autres opérateurs de centrales diesel de manière à ce que leur capacité totale atteigne les seuils requis par RTE pour participer aux appels d'offres pour la réserve rapide (50 MW), la réserve complémentaire (25 MW) ou même pour faire directement des offres sur le mécanisme d'ajustement (10 MW).
285. A titre d'illustration, un des acteurs ayant déposé une offre lors de l'appel d'offres de 2007 pour la réserve rapide a proposé une offre basée sur une agrégation de centrales diesel. Cette offre a été jugée recevable par RTE.
286. L'instruction a par ailleurs montré que le SNPIET était conscient du fait qu'il pouvait déposer une telle offre agrégée à RTE (voir cote 1266).
287. Les appels d'offres de RTE constituaient donc un débouché potentiel pour les membres du SNPIET.

♦ Les débouchés étrangers comme troisième alternative

288. Enfin, dans le cadre de la liberté de circulation des marchandises et la liberté d'établissement des entreprises dans l'Union Européenne, les adhérents du SNPIET avaient et ont toujours la possibilité d'exporter leur production ou de démanteler leurs centrales diesel et de les installer dans d'autres Etats membres de l'Union Européenne dans lesquels ils pourraient potentiellement valoriser leur production de manière plus favorable qu'en France.

♦ Conclusion sur l'existence d'une situation de dépendance économique

289. En conclusion, il ressort du dossier que les adhérents du SNPIET ont bénéficié d'un régime particulièrement protecteur tout au long la période d'obligation d'achat.
290. Ces entreprises ne pouvaient ignorer que ce régime allait prendre fin, à l'issue du vote de la loi du 10 février 2000 qui a restreint l'obligation d'achat aux installations utilisant les énergies renouvelables, valorisant les déchets ménagers ou mettant en œuvre des techniques performantes en terme d'efficacité énergétique (cogénération).
291. Dès lors, depuis 2000, les adhérents du SNPIET devaient chercher de nouveaux débouchés pour leur production, via éventuellement une adaptation de leur appareil de production.
292. Il apparaît que cette recherche de débouché n'a pas été exhaustive et qu'EDF ne peut pas en être rendu responsable.
293. En conséquence, la saisine ne fait pas état d'éléments suffisamment probants pour démontrer que les membres du SNPIET seraient en situation de dépendance économique vis-à-vis d'EDF.

III. Conclusion

294. La saisine du SNPIET est irrecevable en ce qu'elle concerne les comportements reprochés à RTE et dépourvue d'éléments suffisamment probants pour caractériser les pratiques reprochées à EDF. Il y a donc lieu de la rejeter sur le fondement des dispositions des premier et deuxième alinéas de l'article L. 462-8 du code de commerce. Par voie de conséquence, la demande de mesures conservatoires est également rejetée.

DÉCISION

Article 1er : La saisine au fond du SNPIET enregistrée sous le numéro 10/0105 F est rejetée.

Article 2 : La demande de mesures conservatoires enregistrée sous le numéro 10/0106 M est rejetée.

Délibéré sur le rapport oral de M. Edouard Leduc et l'intervention de M. Pierre Debrock, rapporteur général adjoint, par Mme Anne Perrot, vice-présidente, présidente de séance, Mmes Laurence Idot, Carol Xueref, MM. Yves Brissy et Thierry Tuot, membres.

La secrétaire de séance,
Marie-Anselme Lienafa

La vice-présidente,
Anne Perrot