

DÉCISION (UE) 2015/658 DE LA COMMISSION**du 8 octobre 2014****concernant la mesure d'aide SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) que le Royaume-Uni envisage de mettre à exécution à titre de soutien en faveur de l'unité C de la centrale nucléaire de Hinkley Point***[notifiée sous le numéro C(2014) 7142]***(Le texte en langue anglaise est le seul faisant foi)****(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)**

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), et notamment son article 108, paragraphe 2, premier alinéa,

vu l'accord sur l'Espace économique européen, et notamment son article 62, paragraphe 1, point a),

après avoir invité les parties intéressées à présenter leurs observations conformément auxdits articles ⁽¹⁾ et vu ces observations,

considérant ce qui suit:

1. PROCÉDURE

- (1) À la suite de contacts de prénotification, le Royaume-Uni a notifié des mesures à l'appui de la nouvelle unité C de la centrale nucléaire de Hinkley Point (ci-après «HPC») le 22 octobre 2013 par notification électronique, enregistrée par la Commission le jour même.
- (2) La Commission a ouvert une procédure formelle d'examen sur les mesures notifiées le 18 décembre 2013 car elle avait de sérieux doutes quant à leur compatibilité avec les règles relatives aux aides d'État.
- (3) Sa décision d'ouvrir la procédure (ci-après la «décision d'ouvrir la procédure») a été publiée sur le site web de la direction générale de la concurrence le 31 janvier 2014 et au *Journal officiel de l'Union européenne* le 7 mars 2014. La Commission a invité les parties intéressées à présenter leurs observations.
- (4) Le Royaume-Uni a transmis ses observations sur la décision d'ouvrir la procédure le 31 janvier 2014.
- (5) La Commission a reçu des observations de la part des parties intéressées. Elle les a transmises au Royaume-Uni, qui a eu la possibilité de réagir et a présenté ses observations par lettres datées du 13 juin et 4 juillet 2014.

2. DESCRIPTION DES MESURES**2.1. CONTRAT D'ÉCART COMPENSATOIRE**

- (6) La mesure notifiée consiste, premièrement, en un contrat d'écart compensatoire (ci-après le «CEC») offrant un soutien au revenu durant la phase opérationnelle de HPC. Le Royaume-Uni avait initialement notifié un contrat d'investissement, qui était défini comme une forme antérieure du CEC. Les négociations ayant duré plus longtemps que prévu entre le Royaume-Uni et la société entièrement détenue par le bénéficiaire au moment de la présente décision, EDF Energy plc (ci-après «EDF»), le contrat d'investissement a été intégralement remplacé par un CEC. EDF est la filiale britannique de la compagnie d'électricité française Électricité de France.
- (7) Le bénéficiaire est NNB Generation Company Limited (ci-après «NNBG»), qui, au moment de la décision, est contrôlée exclusivement par EDF. Le CEC est un accord de droit privé entre NNBG et la contrepartie du contrat, Low Carbon Contracts Company Ltd. Un accord distinct sera signé entre le secrétaire d'État et les actionnaires de NNBG. Cet accord distinct ne portera que sur certaines parties des conditions de la transaction, en particulier celles relatives à d'éventuelles fermetures et aux mécanismes de partage des gains.

⁽¹⁾ JO C 69 du 7.3.2014, p. 60.

- (8) En vertu du CEC, NNBG recevra un niveau de revenus qui sera déterminé par la somme du prix du marché de gros auquel elle vend l'électricité et d'un paiement compensatoire correspondant à la différence entre le prix d'exercice (ci-après le «PE») prédéterminé et le prix de référence (ci-après le «PR») observé au cours de la période de référence précédente.
- (9) Lorsque le PR sera inférieur au PE, la contrepartie du CEC paiera la différence; NNBG recevra ainsi à terme des revenus relativement stables, sous réserve de sa stratégie de vente et de son volume de production. Inversement, lorsque le PR sera supérieur au PE, NNBG sera tenue de payer la différence à la contrepartie du CEC. Par conséquent, dans ce cas également, elle recevra des revenus relativement stables.
- (10) Le PR est une moyenne pondérée des prix de gros fixés par le Royaume-Uni pour tous les opérateurs soutenus par un CEC. Dans le cas de NNBG, le PR pertinent est le PR du marché de l'électricité de base, qui s'applique à tous les opérateurs producteurs d'électricité de base ⁽¹⁾.
- (11) En particulier, le PR du marché de l'électricité de base est actuellement fixé sur la base des données quotidiennes sur les prix communiquées par la London Energy Broker's Association (LEBA) et la bourse de marchandises NASDAQ OMX, en relation avec le prix d'achat de l'électricité une saison (c'est-à-dire six mois) avant la livraison, ou le prix pour la prochaine saison ⁽²⁾.
- (12) Il est calculé une fois par saison, et immédiatement avant chaque saison, lorsque la moyenne arithmétique des prix quotidiens pour la prochaine saison publiés chaque jour de la saison précédente est mesurée. Cette moyenne est pondérée de manière à conférer un poids proportionnel au volume traité en Bourse à chaque indice de référence.
- (13) NNBG sera tenue de maintenir un niveau de performance minimal prédéterminé mais pas d'assurer un niveau de production prédéterminé. Elle sera notamment tenue d'opérer à un facteur de charge de 91 pour cent. Si elle n'atteint pas ce facteur de charge, il est implicitement prévu qu'elle n'obtiendra pas le niveau de revenus qu'elle espère recevoir grâce au projet.
- (14) NNBG recevra des paiements compensatoires sur la base de sa production mesurée à hauteur d'un niveau maximal de production (ci-après «plafond»), qui sera fixé dans le CEC. Aucun paiement ne sera effectué pour la production vendue sur le marché au-delà de ce plafond. L'électricité produite par NNBG sera vendue sur le marché.

2.1.1. Fonctionnement global du mécanisme prévu par le CEC

- (15) Le CEC sera conclu avec la contrepartie du contrat, c'est-à-dire une entité qui sera financée par une obligation statutaire liant solidairement tous les fournisseurs agréés.
- (16) La conclusion du contrat final se fera sous réserve de la décision d'investissement finale d'EDF/NNBG, ainsi que d'un accord sur les modalités de financement (dont les conditions d'une garantie de dettes du gouvernement britannique) et des approbations finales des parties.
- (17) Dans le cadre du CEC, les fournisseurs agréés sont solidairement responsables de toute obligation découlant du contrat, et la contrepartie du contrat n'est responsable que dans la mesure où des fonds ont lui été transférés par les fournisseurs agréés ou par le gouvernement britannique. Chaque fournisseur sera responsable sur la base de sa part de marché, définie par la consommation électrique mesurée. Dans ce cadre, en cas de non-respect des obligations de paiement, le secrétaire d'État désignera une contrepartie différente, collectera les paiements auprès d'autres fournisseurs ou paiera les producteurs directement.

⁽¹⁾ La production d'électricité de base est généralement assurée par les installations qui sont en mesure de produire de l'électricité de façon continue et auxquelles il peut dès lors être fait appel pour répondre à la demande de base à tout moment. Les centrales nucléaires sont des générateurs d'électricité de base qui sont également caractérisés par un coût variable relativement bas, ce qui explique qu'elles occupent généralement les premières positions dans la courbe de la demande.

⁽²⁾ La formule employée dans le CEC est la suivante:

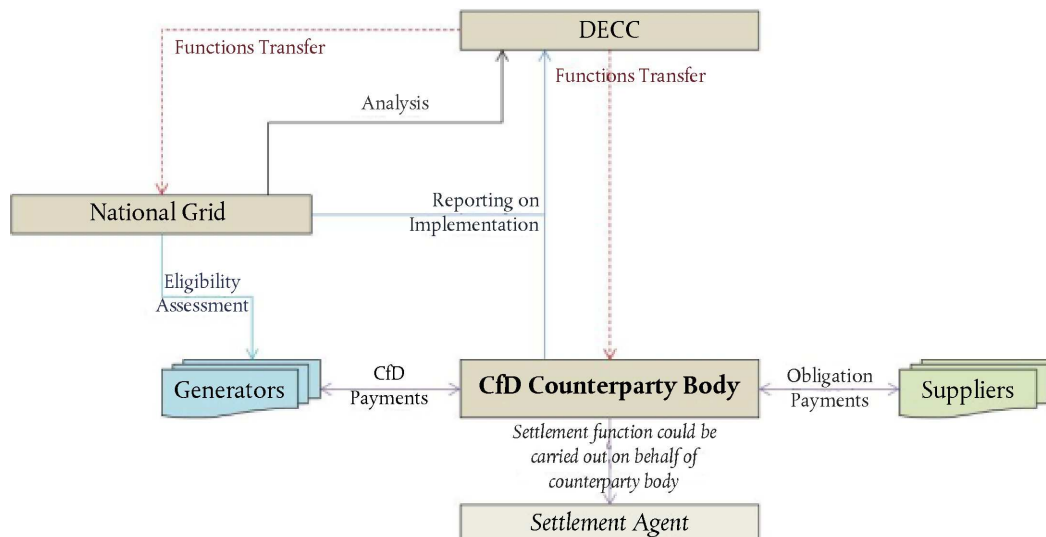
$$\sum_{i=1}^d \left(\frac{\sum_{j=1}^e (BP_{ij} \times BQ_{ij})}{\sum_{j=1}^e (BQ_{ij})} \right) \times \frac{1}{N_d}$$

où (d) est le nombre de jours de cotation sur la saison précédente, (e) le nombre de sources, (BP) le prix de chaque jour pour chaque source, et (BQ) le volume de chaque jour pour chaque source.

- (18) Séparément, la contrepartie confiera à un agent de règlement le pouvoir de collecter les revenus (c'est-à-dire le pouvoir de collecter les paiements auprès des fournisseurs) d'une part, et l'obligation d'effectuer les paiements aux producteurs et de recevoir leurs paiements d'autre part. Le gouvernement britannique envisage de désigner une filiale d'Exxon (l'organe faisant actuellement office d'agent de règlement au Royaume-Uni, et intégralement détenu par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité national) en tant qu'agent de règlement.
- (19) La contrepartie du producteur dans le CEC sera habilitée à prendre des décisions et à exercer un pouvoir discrétionnaire, par exemple en décidant qu'un producteur se conforme à ses obligations ou doit constituer des garanties en relation avec ses paiements prévus par le contrat, ou à supprimer certaines exigences, en fonction des conditions de marché spécifiques. Le gouvernement britannique envisage de fournir des orientations supplémentaires concernant les paramètres susceptibles de limiter le pouvoir discrétionnaire de la contrepartie de prendre des décisions ayant trait à l'exécution du CEC.
- (20) Le diagramme 1 explique les rôles respectifs de chacun des agents envisagés dans la mise en œuvre du système prévu par le CEC.

Diagramme 1

Rôles et responsabilités dans l'exécution du CEC



Source: Autorités britanniques.

2.1.2. Conditions du CEC

- (21) Le Royaume-Uni et EDF ont convenu des conditions du CEC. Ces conditions se traduiront en un contrat détaillé avant la signature finale du contrat et la décision d'investissement finale d'EDF.
- (22) Bon nombre des conditions convenues reflètent celles du CEC pour d'autres technologies, et notamment celles des énergies renouvelables. Ces conditions sont publiques ⁽¹⁾. D'autres conditions sont spécifiques au CEC conclu pour HPC.
- (23) Selon les conditions convenues, le PE sera fixé à 92,50 GBP par MWh en prix nominaux de 2012. Si une décision d'investissement visant à la construction de la nouvelle centrale nucléaire Sizewell C est adoptée, sur la base des mêmes caractéristiques et offrant la possibilité de partager certains coûts associés aux réacteurs de HPC, le PE sera porté à 89,50 GBP par MWh, également en termes nominaux de 2012.

⁽¹⁾ Consultables à l'adresse suivante: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/267649/Generic_CfD_-_Terms_and_Conditions_518596495_171_.pdf

- (24) Le PE sera totalement indexé sur l'indice des prix à la consommation (ci-après l'«IPC»), comme pour les autres CEC. L'ajustement de l'IPC se fera sur une base annuelle, avec une date de référence fixée au mois de novembre 2011. Chaque année, le PE sera ajusté le premier jour de la saison en référence au dernier IPC disponible publié par l'Office des statistiques nationales (Office for National Statistics — ONS) pour le mois de février.
- (25) Le CEC aura pour date ultime d'entrée en vigueur le délai de mise en service cible pour chaque réacteur, qui est de [...] (*) années à compter de la date de mise en service cible convenue. Après cette date, le CEC entrera en vigueur que la centrale soit ou non opérationnelle.
- (26) La date d'échéance sera celle du [...] anniversaire du dernier jour du délai de mise en service cible fixé pour le deuxième réacteur. Si aucun des réacteurs n'a été mis en service au plus tard à la date d'échéance, la contrepartie du CEC peut résilier le contrat. La date d'échéance peut être reportée pour cas de force majeure ou en cas de difficultés de connexion.
- (27) Deux mécanismes de «partage des gains» seront mis en œuvre. Le premier concernera les coûts de construction ⁽¹⁾ et disposera que:
- i) les premiers [...] des gains de construction (valeur nominale) seront partagés sur une base 50:50, 50 pour cent des gains allant à la contrepartie du CFDP et 50 pour cent à NNBG; et
 - ii) tout gain de construction dépassant [...] (valeur nominale) sera partagé sur une base 75:25, 75 pour cent des gains allant à la contrepartie du CFDP et 25 pour cent à NNBG.
- (28) Le deuxième mécanisme de partage des gains concerne le taux de rendement sur les capitaux propres. Deux seuils ont été fixés ⁽¹⁾:
- (29) un premier seuil fixé au niveau du TRI des fonds propres escompté produit au moment de la présente décision par le modèle financier le plus récent ⁽²⁾, ou 11,4 pour cent sur une valeur de consolidation engagée et en termes nominaux. Tout gain au-delà de ce niveau sera partagé entre la contrepartie du CFDP (30 %) et NNBG (70 %);
- (30) un deuxième seuil plus élevé, fixé entre 13,5 % en termes nominaux et 11,5 % en termes réels (corrigés par l'IPC), sur la base du même modèle que celui cité au point précédent. Au-delà de ce seuil, tout gain sera partagé entre la contrepartie du CFDP (60 %) et NNBG (40 %).
- (31) Deux dates de révision des coûts d'exploitation seront déterminées. La première se situera 15 ans après, et la seconde 25 ans après, la date d'entrée en service du premier réacteur. Ces révisions permettront d'atténuer les risques relatifs aux coûts à long terme pour les deux parties et entraîneront des modifications du PE dans les deux sens. Le mécanisme permettra d'augmenter ou de diminuer le PE sur la base des coûts réels connus et des prévisions révisées sur les coûts pour les postes de coûts d'exploitation suivants, dans chaque cas uniquement sur la base des besoins pour la poursuite de l'exploitation de la centrale:
- a) ravitaillement en amont du cycle du combustible nucléaire;
 - b) assurances;
 - c) droits dus à l'ONR;
 - d) impôts fonciers commerciaux;
 - e) certaines redevances de transport;
 - f) modifications des coûts d'élimination des déchets d'activité moyenne (DMA)/du combustible irradié en raison de modifications du prix de transfert des déchets prévu dans le contrat sur le transfert de déchets;
 - g) modifications des coûts de gestion du combustible irradié et de déclassement;
 - h) coûts d'exploitation et de maintenance;
 - i) remises à neuf et coûts d'exploitation au comptant portés au compte de résultat du producteur conformément aux IFRS et toutes les dépenses de capital engagées.

(*) Secret d'affaires.

⁽¹⁾ Pour une description détaillée de l'engagement, voir annexe C.

⁽²⁾ En particulier le modèle HPC IUK [...].

- (32) Tout coût relatif à la conception, à l'exploitation autre qu'à un niveau raisonnable et prudent, à la disponibilité ou la capacité de la centrale, les dépenses de capital non liées à la maintenance, les dépenses relatives à une nouvelle structure (non construite dans le bâtiment existant), les financements et certains coûts de transfert des déchets seront exclus des révisions.
- (33) Les estimations de coûts révisés utilisées dans les révisions des coûts d'exploitation seront fondées sur un rapport élaboré par NNBG et approuvé par la contrepartie du CEC, en tenant compte des coûts de référence collectés auprès d'autres centrales nucléaires utilisant la technologie EPR et d'autres centrales nucléaires utilisant la technologie du réacteur à eau sous pression en Amérique du Nord et dans l'Union européenne, toujours sur la base d'une exploitation raisonnable et prudente. L'ajustement du PE sera calculé par référence à la moitié supérieure des coûts de référence.
- (34) Le PE sera réduit (ou un paiement forfaitaire ou une série de paiements annuels seront effectués en faveur de la contrepartie du CEC) afin de répercuter les modifications du montant de l'impôt acquittable par NNBG dans des circonstances concernant le financement par les actionnaires et la structuration fiscale de NNBG. Aucune hausse ne sera autorisée à cet égard.
- (35) Il sera procédé à un ajustement prévisionnel ponctuel du PE pour les impôts financiers commerciaux à la suite de la réévaluation officielle de la Valuation Office Agency après la mise en service de la centrale. Les modifications ultérieures des impôts financiers commerciaux seront apportées dans le cadre des révisions des coûts opérationnels.
- (36) Outre la communication d'informations visée dans les conditions types du DFPD générique, NNBG devra fournir certaines garanties concernant les informations contenues dans les données et modèles transmis au gouvernement britannique au sujet des coûts du projet. Le contrat prévoira l'usage d'un modèle financier convenu pour déterminer les divers PE et autres ajustements requis dans ses clauses.
- (37) NNBG sera protégée et pourra recouvrer certains coûts liés aux modifications législatives admissibles.
- (38) Une modification législative admissible est une modification législative discriminatoire, une modification législative spécifique, une modification législative spécifique en matière fiscale, une autre modification législative ou une modification de la base réglementaire qui, dans chaque cas, n'est pas prévisible.
- (39) Une modification législative discriminatoire est une modification législative dont les conditions s'appliquent spécifiquement (et non simplement indirectement ou en conséquence ou en vertu de l'effet disproportionné de toute modification législative d'application générale) au projet, à la centrale ou à NNBG, mais dans aucun autre cas.
- (40) Une modification législative spécifique est une modification législative dont les conditions s'appliquent spécifiquement (et non simplement indirectement ou en conséquence ou en vertu de l'effet disproportionné de toute modification législative d'application générale) aux centrales nucléaires, ou aux centrales faisant l'objet d'un CEC.
- (41) Une modification législative spécifique en matière fiscale est i) une modification de la taxe ou l'introduction d'une nouvelle taxe sur l'uranium, ou ii) une modification législative ou de la pratique de l'administration fiscale et douanière britannique (HM Revenue & Customs — HMRC) résultant en un traitement fiscal de NNBG moins favorable que celui spécifié dans certains quitus fiscaux délivrés par la HMRC.
- (42) Une modification de la base réglementaire a lieu lorsque i) l'ONR (ou le régulateur qui lui succède) ne réglemente plus la centrale en évaluant si un sacrifice requis aux fins de la réduction des risques serait fortement disproportionné par rapport au profit qui serait réalisé, ou ii) l'agence environnementale compétente (ou le régulateur qui lui succède) ne considère plus une option de réduction des risques associés à la centrale comme un risque environnemental acceptable par suite de l'évaluation visant à déterminer si les coûts de mise en œuvre sont disproportionnés par rapport aux bienfaits environnementaux obtenus.
- (43) L'indemnisation liée aux modifications législatives admissibles ne pourra être versée que lorsque le montant agrégé de toutes les demandes de remboursement au titre des modifications législatives admissibles aura dépassé 50 millions de GBP en termes nominaux et indexés de 2012. Les recouvrements doubles ne seront pas autorisés. Le PE ne sera ajusté qu'une fois pour chaque modification législative admissible pendant le restant de la durée du contrat, sur la base du modèle financier, ou en calculant la valeur actuelle nette de l'ajustement requis.
- (44) NNBG recevra, sous certaines conditions, une indemnisation en cas de fermeture «politique» de HPC (par une autorité compétente britannique, européenne ou internationale) pour des raisons autres que la protection de la santé, la sûreté nucléaire, la sécurité, la protection de l'environnement, le transport nucléaire ou les garanties nucléaires (fermeture admissible).

- (45) Une indemnisation sera également disponible si la centrale est fermée en raison de problèmes liés à l'assurance de responsabilité civile nucléaire, par exemple si le gouvernement britannique n'approuve pas les dispositions alternatives en matière d'assurance proposées par le producteur alors qu'il aurait dû raisonnablement les approuver et qu'il n'existe pas d'autres options d'assurance approuvées pour le producteur.
- (46) Les garanties contre les fermetures admissibles comprennent le droit de transférer NNBG au gouvernement britannique (et du gouvernement britannique de demander le transfert) ainsi que le paiement d'indemnités par la contrepartie du CEC ou le gouvernement britannique.
- (47) Les cas de résiliation ne s'appliquent qu'à NBGG. Il incombe à la contrepartie du CEC de décider de résilier ou non le contrat à l'occasion d'une échéance.

2.2. GARANTIE DE CRÉDIT

- (48) Le projet HPC, et NNBG en particulier, bénéficiera non seulement du CEC mais aussi d'une garantie de crédit de l'État sur la dette émise (ci-après la «garantie de crédit»).
- (49) Les obligations à émettre seront soutenues par la garantie de crédit. Celle-ci peut être considérée comme un contrat d'assurance, garantissant le paiement en temps utile du principal et des intérêts de la dette admissible, qui pourraient s'élever à 17 milliards de GBP ⁽¹⁾.
- (50) La garantie de crédit sera fournie par l'Infrastructure UK (ci-après l'«IUK»), une unité au sein du Trésor britannique qui supervise l'administration du régime de garanties britannique. Elle consiste en une plateforme de gestion de la dette fondée sur une approche globale de l'entreprise pour le financement à long terme de HPC.
- (51) L'IUK estime que la transaction a été structurée d'une manière qui justifie une classification dans une catégorie de risque équivalente à BB+/Ba1 pour HPC. La commission de garantie s'élèvera à 295 points de base.
- (52) En vertu de ce mécanisme, les obligations émises dans le cadre de la structure de financement seront soutenues par une garantie qui sera émise par les lords commissaires du Trésor britannique (le garant). Une facilité de crédit-relais pour la construction octroyée par des banques commerciales (et non garantie par le régime de garanties britannique) est également comprise. Le restant du capital engagé dans la transaction sera apporté par les actionnaires. D'autres sources de capital pourront être ajoutées à la structure financière avec le consentement du garant.
- (53) Les sources de financement au moment de la décision sont prévues comme suit:
- a) capital de base pour un montant de [...] GBP;
 - b) capital conditionnel pour un montant de [...] GBP;
 - c) facilité de crédit-relais pour la construction pour un montant de [...] GBP;
 - d) obligations pour un montant de [...] GBP.
- (54) La structure financière est établie de telle sorte que le capital de base subisse une perte totale avant que les obligations ne subissent d'éventuelles pertes. Le capital conditionnel offre la garantie supplémentaire quant à la date à laquelle le garant estimera notamment que HPC a été mise en service et est opérationnelle et à laquelle toutes les réserves requises auront été pleinement financées («exécution financière»).
- (55) Les obligations des actionnaires concernant le capital propre seront énoncées dans un contrat d'apport en capital auquel le garant sera également partie de telle sorte qu'il recevra des engagements en fonction de l'apport en capital.

⁽¹⁾ L'émission porte sur une dette initiale de 16 milliards de GBP et une dette supplémentaire de 1 milliard de GBP découlant de l'ajustement de Sizewell C prévue par le CEC (ci-après l'«obligation SZC»).

- (56) Pour garantir que le capital propre présente les caractéristiques d'absorption des pertes décrites ci-dessus, en cas de défaut de paiement, les parties ont défini deux conditions (la condition de référence ⁽¹⁾ et la condition de défaut de paiement ⁽²⁾) qui permettent au garant d'exiger que le capital de base ou le capital conditionnel soit accéléré, c'est-à-dire immédiatement fourni et utilisé pour acquitter les obligations et les montants qui lui sont dus. Cette combinaison de dispositions vise à garantir que les actionnaires, et non le garant, conservent l'exposition principale à la viabilité de la technologie EPR jusqu'à ce qu'il existe des éléments de preuve objectifs instaurant un climat de confiance grâce au succès de projets précédents comme Flamanville 3 et Taishan 1.
- (57) Au cours de la période précédant directement l'exécution de la condition de référence, le montant de la dette prélevé ne peut dépasser un certain plafond, qui est au minimum le plafond clé de la dette pour l'étape pertinente du projet et [...] pour cent du capital de base diminué du capital de développement, soit [...] milliards de GBP. Le tableau 1 montre un exemple pratique de caractéristiques d'absorption des pertes du capital:

Tableau 1

Profil de prélèvement de référence et Condition de référence non respectée**Base Case Drawdown Profile**

GBP billion	Total Com-mited	Devel-op-ment Equity	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Cashflow												
Base Equity	9,23	1,69	—	—	—	—	—	—	2,10	2,52	2,09	0,83
Contingent Equity	8,00	N/A	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Bonds	16,00	N/A	1,50	1,95	2,40	2,90	3,35	2,65	1,25	—	—	—
Balance Sheet												
Base Equity			1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	3,79	6,31	8,39	9,23
Contingent Equity			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Bonds			1,50	3,45	5,85	8,75	12,10	14,75	16,00	16,00	16,00	16,00
Memo item												
Undrawn Base Equity			7,53	7,53	7,53	7,53	7,53	7,53	5,43	2,92	0,83	—
Undrawn Committed Equity			15,53	15,53	15,53	15,53	15,53	15,53	13,43	10,92	8,83	8,00

Source: UK Base Case

(¹) La condition de référence est l'apport de preuves suffisantes que Flamanville 3 a achevé la période d'essai et que les exigences du garant en matière de performance durant cette période sont satisfaites. Le garant a la possibilité de reporter la date à laquelle la condition de référence doit être remplie en augmentant le montant du capital de base et en s'assurant que cette augmentation bénéficie du soutien au crédit requis. Cette date doit survenir au plus tard le 31 décembre 2020.

(²) La condition de défaut de paiement est la suivante:

- a) [...];
- b) [...]; et
- c) [...].

Base Case Condition Not Met (by 31 December 2020)

	Total	Develop- ment Equity	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Cashflow								
Base Equity	1,69	1,69	—	—	—	—	—	—
Contingent Equity	7,97	N/A	—	—	—	1,97	3,35	2,65
Bonds	6,87	N/A	1,50	1,95	2,40	2,90	—	—
Balance Sheet								
Base Equity			1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Contingent Equity			—	—	—	1,97	5,32	7,97
Bonds			1,50	3,45	5,85	6,78	6,78	6,78
Memo item								
Undrawn Base Equity			7,53	7,53	7,53	7,53	7,53	7,53
Cumulative Cap on Debt			1,50	3,43	5,85	6,78	6,78	6,78

Source: UK Base Case

Source: Informations soumises par l'IUK le 12 septembre 2014.

- (58) Après que la condition de référence a été satisfaite, la principale protection du garant durant la période de construction est le montant de capital conditionnel — qui peut être prélevé pour couvrir les dépassements de coûts —, ainsi que les étapes du projet qui limitent le montant de la dette à chaque période.
- (59) Les engagements des actionnaires concernant le capital de base et le capital conditionnel seront pleinement appuyés par divers instruments dont, mais de façon non exhaustive, des garanties de la société mère, des lettres de crédit ou d'autres formes de soutien au crédit, que le garant juge acceptables.
- (60) Les actionnaires constitueront une sûreté ⁽¹⁾ fixe ⁽²⁾ et/ou flottante ⁽³⁾, y compris une charge flottante admissible ⁽⁴⁾, sur tous leurs actifs, biens et entreprises à l'appui de leurs obligations envers NNBG et des obligations de cette dernière. NNBG et l'émetteur des obligations, une société ad hoc nouvellement établie, constitueront chacun une garantie fixe et/ou flottante globale, y compris une charge flottante admissible, sur l'ensemble de leurs actifs, biens et entreprises à l'appui de leurs obligations. Cette garantie sera soutenue par des accords directs avec les parties contractantes pour certains contrats importants.

⁽¹⁾ Des sûretés réelles qui donnent au bénéficiaire des droits sur l'actif grevé. Une charge est une forme de sûreté réelle qui ne donne au bénéficiaire aucun droit de propriété ou de possession. Elle constitue un droit sur l'actif grevé qui donne au bénéficiaire le droit de recourir à cet actif afin de le réaliser pour acquitter la dette garantie. Elle lui confère un intérêt de propriété équitable sur l'actif en lui donnant le droit de s'approprier l'actif et utiliser les recettes de la vente pour régler la dette garantie.

⁽²⁾ La sûreté fixe porte sur les éléments d'actif spécifiques et identifiés pertinents immédiatement au moment de la constitution et le constituant ne peut disposer ou autrement utiliser ces éléments d'actif sans le consentement du bénéficiaire.

⁽³⁾ La sûreté flottante est constituée sur une classe d'actifs fluctuants, actuels et futurs, appartenant au constituant.

⁽⁴⁾ Une charge flottante sur l'ensemble (ou la majorité) des éléments d'actif d'une société et qui permet à son détenteur de désigner un administrateur ou un administrateur judiciaire et qui est réputée être une charge flottante admissible aux fins de la loi sur l'insolvabilité de 1986 (Insolvency Act).

- (61) Compte tenu de la nature particulière de la transaction et de l'importance primordiale de la sécurité, la réalisation de la sûreté prendra en considération le consentement de l'autorité britannique de réglementation de la sécurité et le fait que l'élimination ne peut se faire qu'auprès d'une entité qui possède ou possédera une licence d'exploitation du site nucléaire de HPC.
- (62) La sûreté constituée par les actionnaires, NNBG et l'émetteur vise à offrir l'assurance que les parties garanties ⁽¹⁾: i) bénéficient d'une priorité maximale sur les créances des créanciers non garantis du débiteur concerné en cas d'insolvabilité de ce dernier; ii) conservent la possibilité de disposer des actifs grevés et d'utiliser les recettes de leur vente pour régler les dettes garanties non acquittées, s'il s'agit du meilleur moyen pour optimiser le recouvrement; et iii) exercent un contrôle maximal en cas d'insolvabilité de tout constituant et obtiennent la gestion de la sûreté en désignant un administrateur judiciaire pour les activités et actifs du débiteur concerné.
- (63) Les obligations seront des obligations non garanties de l'émetteur et ne seront pas comprises dans les sûretés qui seront constituées par l'émetteur ou tout autre membre du groupe HPC.
- (64) Concernant le classement des créanciers, le produit de la réalisation de la sûreté constituée par NNBG sera en pratique affecté selon l'ordre de priorité suivant:
- 1) les créanciers privilégiés en vertu de la loi;
 - 2) les frais de réalisation de la sûreté (c'est-à-dire les frais des administrateurs de la sûreté et de toute personne désignée en cas d'insolvabilité);
 - 3) les créanciers du programme de déclassement financé ⁽²⁾;
 - 4) les fournisseurs des crédits-relais pour la construction;
 - 5) les obligations et le garant;
 - 6) les créanciers non garantis de NNBG;
 - 7) les actionnaires de NNBG.
- (65) Cet ordre de priorité dans l'affectation du produit de la réalisation de la sûreté ne peut être modifié sans le consentement du garant.
- (66) Le financement de la transaction est divisé en phases correspondant à la réalisation des étapes dans l'exécution du projet.
- (67) Au cours de la période qui suivra la date d'émission des montants maximaux d'obligations (autres que l'obligation SZC), le capital de base sera fourni selon un calendrier spécifique, le capital conditionnel étant utilisé pour couvrir tout dépassement des coûts en rapport avec ce calendrier.
- (68) Aucun dividende ne pourra être versé aux actionnaires avant l'exécution financière.
- (69) Les autorités britanniques déclarent qu'après l'exécution financière, la garantie de crédit continuera d'être protégée par de nombreux mécanismes d'atténuation structurels et assortis de clause, dont des restrictions significatives sur le moment du versement de dividendes et une réserve pour le service de la dette de [...] mois (qui peut être alimentée en espèces, par des lettres de crédit ou des garanties acceptables) pouvant s'élever à [...] milliards de GBP. La norme de marché dans le financement de projets serait une réserve pour le service de la dette de six mois.
- (70) La garantie de crédit ne sera normalement mobilisée après l'exécution financière que dans le cas où: a) il existe un écart très important par rapport à la performance d'exploitation escomptée et une réduction correspondante des flux de trésorerie disponibles pour le service de la dette; et b) cet écart épuise l'importante réserve pour le service de la dette prévue dans la structure et mentionnée ci-dessus.
- (71) Si la réserve pour le service de la dette est mobilisée (d'une façon ou d'une autre), elle doit être totalement reconstituée avant tout versement de dividendes.

⁽¹⁾ Les parties garanties sont le garant, l'émetteur et le secrétaire d'État à l'énergie et au changement climatique, ainsi que la Nuclear Decommissioning Fund Company Limited.

⁽²⁾ Le secrétaire d'État à l'énergie et au changement climatique et la Nuclear Decommissioning Fund Company Limited en ce qui concerne les arrangements relatifs au déclassement de Hinkley Point C.

- (72) Les autorités britanniques indiquent qu'au vu de toutes les protections structurelles prises contre tout défaut de paiement et la présence d'événements déclencheurs et d'éventuelles mesures de redressement avant défaut de paiement, la nécessité de mesures d'exécution ne devrait survenir que dans des circonstances limitées et peu probables. Toutefois, si des mesures d'exécution s'avéraient nécessaires, les circonstances seraient probablement inattendues et graves, et une mesure d'exécution fixe ne serait dès lors pas appropriée. L'IUK a estimé qu'un certain degré de flexibilité était nécessaire afin d'examiner les options à sa disposition à la lumière des événements au moment de leur survenue et de pouvoir protéger au mieux ses intérêts. Par conséquent, elle a choisi de se doter d'une série d'options d'exécution aussi large que possible et flexible, ainsi que d'un pouvoir discrétionnaire pour déterminer le mode d'exécution le plus adéquat au moment pertinent.
- (73) La Commission a reçu, pour examen, les principales clauses (*head of terms*) de financement convenues à ce jour concernant le financement du projet HPC. Elles contiennent l'accord conclu entre les parties concernant les principales conditions des documents de financement, les versions provisoires finales des actes juridiques n'étant pas disponibles à la date de la décision. Les autorités britanniques ont déclaré que les autres conditions ainsi que les documents de financement finaux contiendraient les clauses standard attendues de tout investisseur pour ce type de projet. La Commission n'ayant pas eu la possibilité de les vérifier, elle invite les autorités britanniques à notifier les documents finaux dans le cas où ils modifieraient en quoi que ce soit la mesure telle qu'elle est actuellement présentée à la Commission.

2.3. ACCORD DU SECRÉTAIRE D'ÉTAT

- (74) Le CEC prévoit une indemnisation des investisseurs de NNBG au cas où le gouvernement britannique déciderait de fermer HPC pour des raisons politiques (et non pour des questions de santé, de sûreté nucléaire, de sécurité, de protection de l'environnement, de transport nucléaire ou de garantie nucléaire). Ces paiements seraient financés de la même manière que les paiements prévus par le CEC (c'est-à-dire par la taxe prélevée sur les fournisseurs). Le CEC sera accompagné d'un accord du secrétaire d'État qui sera conclu entre ce dernier et les investisseurs de NNBG.
- (75) Cet accord dispose que si, à la suite d'une fermeture politique, la contrepartie manquait à son obligation de paiement compensatoire aux investisseurs de NNBG, le secrétaire d'État verserait l'indemnité convenue aux investisseurs. Il ne prévoit aucun paiement compensatoire complémentaire à NNBG ou à ses investisseurs.

3. OBSERVATIONS DES PARTIES INTÉRESSÉES

- (76) La Commission a reçu de très nombreuses réponses durant la consultation sur la décision d'ouvrir la procédure, qui a duré jusqu'au 7 avril 2014. Une description des observations reçues concernant l'appréciation de l'existence d'une aide d'État est donnée ci-après.
- (77) Les observations des parties intéressées seront traitées dans les sections pertinentes de l'appréciation sans référence spécifique à certaines observations particulières.
- (78) Compte tenu de leur nombre, les réponses seront décrites en les regroupant par thème.

3.1. OBSERVATIONS REÇUES SUR LES MESURES EN TANT QUE SERVICE D'INTÉRÊT ÉCONOMIQUE GÉNÉRAL

- (79) Un répondant a partagé l'avis du gouvernement britannique sur l'absence d'aide d'État dans les mesures, citant les éléments de preuve apportés par le Royaume-Uni à l'appui de son appréciation de l'existence d'un service d'intérêt économique général (SIEG).
- (80) Une partie a affirmé que HPC fournit un SIEG du fait qu'elle honore une obligation de service public (OSP) visant à répondre à la demande énergétique à court, moyen et long terme et que le projet est mené de façon claire et transparente et ne résulte en aucun avantage économique pour aucune des sociétés participantes. HPC améliorerait par ailleurs la sécurité de l'approvisionnement, en réduisant la dépendance aux combustibles importés et le recours aux combustibles fossiles.
- (81) Parmi les parties n'étant pas d'accord pour dire, comme le gouvernement britannique, que la mesure n'implique aucune aide d'État, un répondant a fait observer que la mesure ne satisfait pas aux critères d'Altmark, étant donné que le CEC représente uniquement la compensation accordée pour l'exécution d'un SIEG.
- (82) Plusieurs répondants ont souligné qu'aucune autre société n'avait été en mesure de soumettre une offre pour le projet.

- (83) Plusieurs parties ont soutenu que la mesure notifiée ne relevait pas du cadre européen pour les SIEG, puisque le Royaume-Uni n'a pas clairement défini l'obligation de service public pour laquelle elle accorderait une compensation et n'a pas respecté les conditions requises pour confier la mission de service public visées à l'article 3, paragraphe 2, de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁾.
- (84) Plusieurs d'entre elles ont également déclaré que les mesures d'aide étaient incompatibles avec les critères d'Altmark, en vertu desquels la production d'électricité serait une activité économique ordinaire et l'énergie nucléaire doit donc être en concurrence avec les autres sources d'électricité dans un marché de l'électricité intérieur libéralisé, que la mesure n'est pas assortie d'un objectif d'intérêt commun, qu'il n'existe pas de critère objectif justifiant une durée de 35 ans, que la mesure traite différemment l'énergie nucléaire et les sources d'énergie renouvelable, qu'elle est fondée sur des paramètres inconnus et qu'il n'existe pas d'analyse coût-bénéfice. En outre, l'énergie nucléaire pouvant uniquement produire de l'électricité de base, elle ne peut constituer un SIEG. Enfin, le risque de surcompensation serait substantiel.

3.2. OBSERVATIONS REÇUES SUR L'EXISTENCE D'UNE AIDE

- (85) Plusieurs répondants ont soutenu que les mesures constituaient une aide d'État car elles comportent des accords bilatéraux entre l'État et une entreprise, les paiements visent spécifiquement l'objectif de production d'énergie nucléaire, le budget de l'État intervient directement dans les paiements, et le contrat prévoit un soutien et des conditions spéciales pour l'énergie nucléaire qui excéderaient tout soutien aux sources d'énergie renouvelable.
- (86) Un répondant a fait observer que la transition d'un paiement «par unité» de déchet vers un plafonnement du prix des transferts de déchets impliquera une aide et une subvention supplémentaire aux nouveaux exploitants de centrales nucléaires.

3.3. OBSERVATIONS REÇUES SUR LES OBJECTIFS D'INTÉRÊT COMMUN, LES DÉFAILLANCES DU MARCHÉ ET LE BESOIN D'UNE INTERVENTION DE L'ÉTAT

- (87) Parmi les réponses positives reçues, un répondant a indiqué que la centrale nucléaire pouvait être un contributeur majeur à la production d'électricité à faible émission de carbone et pouvait contribuer à diversifier le secteur de la production d'électricité. Il a également souligné que si la centrale n'était pas capable de fournir l'intégralité de la capacité supplémentaire nécessaire pour les prochaines décennies au Royaume-Uni, elle était susceptible de jouer un rôle crucial dans le remplacement de la capacité nucléaire sortante et la satisfaction de la demande future.
- (88) Plusieurs répondants ont fait valoir que le Royaume-Uni se trouvait dans une situation différente de celle des autres États membres de l'Union européenne, en raison de sa nature insulaire et de son potentiel d'interconnexion plus limité. Toute comparaison avec la Finlande ou la France serait inappropriée au vu de leur structure de marché significativement différente et de la présence dans ces États membres d'accords économiques de longue date à l'appui de la construction de centrales nucléaires. Par ailleurs, le Royaume-Uni ne serait pas en mesure de gérer l'intermittence des sources d'énergie renouvelable en important de grandes quantités d'électricité de ses voisins étant donné que les énergies renouvelables ne créent ni n'éliminent les éventuels problèmes causés par une production excessive. Les défaillances du marché britannique eu égard à tout marché de l'électricité national européen seront dès lors toujours plus importantes que sur le continent et nécessiteront davantage de mesures correctives. En outre, un soutien à l'énergie nucléaire accroîtra la diversification de l'approvisionnement énergétique et renforcera ainsi la résilience du système énergétique britannique.
- (89) Un répondant a mis en évidence une défaillance spécifique du marché pour l'énergie nucléaire, en particulier sa longue durée de construction et sa longue durée d'exploitation entraînant un retour sur investissement sur plus de 30 ans, bien au-delà de 2050. De plus, les enseignements tirés des coupures de courant dans certains États membres démontreraient que la dépendance aux interconnexions transfrontalières est limitée et qu'aucun gestionnaire du réseau de transport d'électricité ne peut à lui seul assurer la capacité d'interconnexion de la même façon que la capacité sur le réseau maillé national. L'aide d'État accordée au projet HPC pourrait ne pas fausser autant le jeu de la concurrence que l'introduction d'autres mesures telles que les marchés de capacité.
- (90) Un répondant a affirmé que HPC ne nuirait pas à l'objectif de protection de l'environnement, car son exploitation fera l'objet d'un suivi étroit de la part des institutions compétentes, dont l'Office pour la régulation du nucléaire (Office for Nuclear Regulation — ONR). HPC respectera en outre les dispositions du règlement sur les permis environnementaux de 2010 (Environmental Permitting Regulations 2010).
- (91) Plusieurs parties ont fait remarquer que des technologies de stockage sûr des déchets nucléaires existaient déjà.
- (92) D'autres ont souligné que la combinaison actuelle de politiques était insuffisante pour attirer les investissements dans l'énergie nucléaire, notamment du fait que le prix du carbone relevant du SCEQE était trop bas, que le prix plancher du carbone fixé au Royaume-Uni ne permettrait pas d'atteindre des prix suffisamment élevés pour attirer l'investissement dans le nucléaire, et que le régime de garanties britannique ne suffisait pas à lui seul à soutenir

⁽¹⁾ Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (JO L 211 du 14.8.2009, p. 55).

l'investissement, car il ne garantit pas la viabilité économique à long terme de l'énergie nucléaire. Enfin, l'empreinte carbone de l'énergie nucléaire serait similaire à celle de l'énergie éolienne, et largement en-deçà de celle des énergies renouvelables marines, de l'énergie solaire photovoltaïque et de l'énergie produite à partir de la biomasse.

- (93) Une partie a allégué que le Royaume-Uni soutenait les sources d'énergie renouvelable mais que ces technologies n'étaient pas adaptées à la production d'électricité de base, et que le recours au gaz rendrait le pays dépendant aux combustibles fossiles et sujet à des risques géopolitiques.
- (94) Un répondant a fait observer que la Commission devrait apprécier le bénéfice environnemental net de HPC par comparaison avec le bouquet énergétique actuellement disponible au Royaume-Uni. Évaluée sur la base de ces critères, HPC apporterait clairement un bénéfice environnemental significatif.
- (95) Plusieurs parties ont déclaré que les États membres devraient être libres de choisir leur propre combinaison énergétique et d'adopter les mesures d'incitation sans lesquelles l'investissement privé à long terme efficace dans la capacité de production d'énergie à faible émission de carbone serait ralenti. La Commission ne serait pas habilitée à influencer de telles décisions. De plus, les centrales nucléaires devraient assumer une mise de fonds initiale élevée et des coûts marginaux d'exploitation faibles, ce qui, combiné à l'absence de corrélation entre les coûts d'exploitation et les prix du marché de l'électricité, démontre l'existence d'un risque qui ne peut être efficacement répercuté sur le consommateur sans intervention de l'État.
- (96) Plusieurs parties ont critiqué le point 337 de la décision d'ouvrir la procédure, en particulier du fait qu'aucun investissement dans de nouvelles centrales nucléaires n'a eu lieu au Royaume-Uni depuis la libéralisation du marché de l'énergie il y a 20 ans. Par ailleurs, de possibles modifications des politiques gouvernementales engendreraient d'autres risques politiques qui rendraient de tels investissements difficiles pour les investisseurs privés.
- (97) Plusieurs parties ont déclaré que les coûts d'investissement représentent quelque 75 % du coût moyen actualisé de l'électricité ⁽¹⁾, contre 10 à 15 % pour le gaz produit sans technologie de capture et de stockage du carbone. Elles ont également mentionné que le rapport coût/efficacité de la décarbonisation selon sa propre méthode de modélisation impliquait un niveau de 50 g de CO₂/kWh d'ici 2030 — contre un niveau actuel de 500 g de CO₂/kWh —, qui ne pourrait être atteint au moindre coût que si la nouvelle capacité nucléaire parvenait à des taux de pénétration significatifs (par exemple 11 à 18 GW). L'avantage d'un programme nucléaire de grande envergure s'élèverait à 23 milliards de GBP en valeur actualisée. De même, un contrat à long terme sur l'énergie nucléaire préserverait l'efficacité de la répartition de l'électricité, ce qui vaudrait tant pour les technologies nucléaires que pour celles des énergies renouvelables, compte tenu de leur coût marginal faible.
- (98) Un répondant a affirmé que l'absence de soutien en faveur du développement initial d'une nouvelle technologie telle que l'EPR entraînerait une réduction de l'intérêt des investisseurs pour cette technologie, tant au Royaume-Uni qu'à l'étranger.
- (99) Un autre a signalé que le traité Euratom ne peut être appliqué indépendamment des politiques actuelles de la Commission, étant donné que l'article 40 du traité requiert de la Commission qu'elle publie périodiquement des objectifs pour l'énergie nucléaire, et que les objectifs du traité ne peuvent être poursuivis qu'en accord avec les autres dispositions du traité.
- (100) Un répondant a noté que l'investissement dans le nucléaire avant la libéralisation a été rendu possible par des projets financés par des tarifs, qui ont éliminé les risques d'investissement.
- (101) Une partie a déclaré que la source du combustible nucléaire était variée et était très cotée en termes de sécurité énergétique.
- (102) Une autre a fait observer qu'il n'existait aucune technologie éprouvée de production d'électricité de base à faible émission de carbone autre que le nucléaire qui puisse être déployée aux mêmes niveaux de capacité. De plus, vu le profil de risque politique à travers l'Union européenne, les investisseurs hésiteraient de plus en plus à engager de très grandes sommes dans le nouveau système de production d'électricité. Enfin, les prévisions de la Commission concernant les investissements dans le nouveau nucléaire en 2027-2030 seraient contestables au vu des incertitudes existantes.
- (103) Plusieurs parties ont fait remarquer que le Royaume-Uni ne disposerait pas d'un mécanisme similaire au modèle commercial Mankala finlandais (un investissement conjoint des producteurs d'énergie et des industries à forte consommation énergétique), permettant de gérer l'asymétrie entre le risque de la mise de fonds initiale et le prix de l'électricité instantané à long terme.
- (104) Une partie a souligné que la plupart des technologies des énergies renouvelables auraient été inventées avant le début du XX^e siècle et qu'il serait donc moins justifié de les soutenir que de promouvoir l'énergie nucléaire pour des raisons de maturité technologique.

⁽¹⁾ Le coût moyen actualisé de l'électricité (*levelised cost of electricity* — LCOE) est une mesure du coût de production de l'électricité via diverses technologies, qui a pour but de permettre la comparaison de ces coûts, sur la base de certaines hypothèses.

- (105) Plusieurs parties ont souligné que les réacteurs ne seraient pas opérationnels avant au moins 2023 et que, de ce fait, la centrale ne serait pas en mesure de relever le défi de la sécurité d'approvisionnement mis en exergue par le Royaume-Uni pour justifier les mesures notifiées.
- (106) Une partie a indiqué que les technologies nucléaires n'assuraient pas la sécurité d'approvisionnement, car elles faisaient dépendre la production d'énergie des importations de matières nucléaires fissiles. Une autre partie a déclaré que la dépendance aux combustibles importés devait être réduite pour améliorer la sécurité d'approvisionnement.
- (107) Un répondant a soutenu que la politique énergétique du gouvernement britannique révélait un parti pris politique et limitait le développement des parcs éoliens terrestres et des centrales solaires.
- (108) Plusieurs répondants ont souligné que les technologies nucléaires mettent encore davantage en péril la sécurité d'approvisionnement, puisqu'elles n'offrent pas la flexibilité nécessaire pour équilibrer l'offre et la demande sur le réseau, en raison de défaillances imprévues, de taux de capacité réduits ou des opérations de maintenance périodiques. L'énergie nucléaire serait aussi associée à des chocs imprévisibles nécessitant d'importants dispositifs de secours, contrairement à la variabilité de l'énergie éolienne, qualifiée de largement prévisible. Enfin, ils estimaient que l'énergie nucléaire constitue un moyen peu efficace de réduction des émissions, si l'on se fie aux recherches, qui démontreraient que le cycle nucléaire produit entre 9 et 25 fois plus de CO₂ que l'énergie éolienne.
- (109) Plusieurs répondants ont fait remarquer que, selon des statistiques comparatives, la contribution des technologies nucléaires à la décarbonisation n'était pas substantielle.
- (110) D'autres ont indiqué que la mesure notifiée n'assurerait pas la sécurité énergétique, car elle ne remplacerait pas la capacité sortante suffisamment rapidement et dépendrait des réserves d'uranium, qui pourraient s'épuiser.
- (111) Plusieurs répondants ont déclaré que les subventions entraîneraient l'exclusion d'autres technologies plus innovantes et moins nocives pour l'environnement et qu'elles n'étaient ni justifiées ni compatibles avec le «principe du pollueur payeur». Les générations futures supporteraient les coûts de cette mesure à long terme.
- (112) Plusieurs répondants ont tenu à souligner que divers États membres, et en particulier l'Allemagne, l'Autriche, l'Irlande, l'Italie et d'autres, étaient contre l'énergie nucléaire, et que d'autres États membres, comme le Portugal, le Danemark, l'Estonie ou la Grèce, n'avaient pas accès à l'énergie nucléaire et qu'il ne pourrait dès lors exister d'objectif commun en rapport avec l'énergie nucléaire.
- (113) D'autres ont fait observer qu'une technologie qui nécessite des subventions pendant 60 ans et est exonérée de tout coût direct et indirect qu'elle entraîne, et qui requiert par ailleurs un contrat garanti sur 35 ans, ne peut être considérée comme viable.
- (114) Une partie a mentionné qu'il n'existait aucun moyen satisfaisant de répondre à la nécessité d'éliminer les déchets radioactifs.
- (115) Un répondant a estimé que le Royaume-Uni privilégiait excessivement la nouvelle énergie nucléaire, en parant aux nombreuses incertitudes relatives à l'élimination et en offrant des certitudes aux investisseurs.
- (116) Plusieurs répondants ont critiqué l'évaluation des risques réalisée par le Royaume-Uni, déclarant qu'elle ne tenait pas compte de la cascade d'accidents «hors conception» imprévus qui s'étaient produits à Fukushima ni des autres accidents nucléaires graves. Ils ont également critiqué les allégations selon lesquelles pour l'accident/incident le plus grave raisonnablement prévisible à HPC (y compris un attentat terroriste), le taux maximal de rejet sous la forme d'un contournement du confinement ne dépasserait pas 0,03 % de l'inventaire des cœurs des réacteurs par jour.
- (117) Plusieurs répondants ont fait remarquer qu'il n'était pas certain que le Royaume-Uni ait pris en considération le développement de nouvelles technologies qui améliorent la flexibilité du réseau électrique (par exemple la fixation dynamique des prix, les contrats de charge interruptible ou un limiteur de charge dynamique dans l'industrie, l'agrégation des services et l'optimisation de la demande des ménages).
- (118) Un répondant s'est plaint de l'importance qu'accorde le Royaume-Uni à la production d'électricité de base, compte tenu des changements qui affectent actuellement le secteur de l'énergie, qui incitent à se demander si, d'ici 2025, l'électricité de base aura toujours autant d'importance qu'aujourd'hui. La flexibilité des systèmes deviendrait notamment de plus en plus cruciale.
- (119) Plusieurs parties ont fait observer que HPC ne serait pas la première centrale du genre, mais plutôt la cinquième ou sixième étant donné celles de Finlande et de France, et les deux autres qui ont été construites en Chine. En outre, des réacteurs similaires ont été commandés en Finlande et en France sans que des aides d'État n'aient été accordées.
- (120) Une partie a affirmé que l'industrie solaire aurait la capacité de fournir chaque année et à des coûts comparables la même quantité d'électricité que celle escomptée de HPC, et que l'énergie éolienne en mer pourrait être moins coûteuse que l'énergie nucléaire d'ici ou peu après 2020.

- (121) Une partie a indiqué que les statistiques mêmes du gouvernement britannique démontraient que la nouvelle énergie nucléaire n'était pas nécessaire, contrairement à ce qui serait mentionné dans divers documents et discours, qui affirmeraient à tort que la demande d'électricité pourrait doubler, voire tripler, à la lumière des études menées par le gouvernement concernant la demande d'électricité à long terme et les besoins en capacités à l'horizon 2025.

3.4. OBSERVATIONS REÇUES CONCERNANT LE CARACTÈRE ADÉQUAT ET L'EFFET INCITATIF DES MESURES

- (122) Parmi les réponses positives reçues, plusieurs répondants ont indiqué que la centrale nucléaire pouvait être un contributeur majeur à la production d'électricité à faible émission de carbone et pouvait contribuer à diversifier le secteur de la production d'électricité. Ils ont également souligné que si la centrale n'était pas capable de fournir l'intégralité de la capacité supplémentaire nécessaire pour les prochaines décennies au Royaume-Uni, elle était susceptible de jouer un rôle crucial dans le remplacement de la capacité nucléaire sortante et la satisfaction de la demande future.
- (123) Plusieurs répondants ont souligné que sans l'intervention du gouvernement, les investissements privés ne se concentreraient que sur les rendements à court terme, ce qui rendrait impossible l'exploitation de la nouvelle énergie nucléaire.
- (124) Un répondant a affirmé que sans aide, les opérateurs n'auraient aucune motivation à investir dans de nouvelles centrales nucléaires et que la réussite du premier projet réduirait drastiquement le coût des nouveaux projets. Il a ajouté que les réacteurs de troisième génération ne pouvaient être comparés aux centrales existantes et qu'en l'absence de perspectives à long terme de stabilité des prix, il serait impossible d'obtenir des investissements privés dans l'énergie nucléaire.
- (125) Plusieurs répondants ont déclaré que le programme britannique de construction de nouvelles centrales nucléaires aurait des retombées positives importantes en termes d'emploi au Royaume-Uni et dans le reste de l'Europe.
- (126) D'autres ont fait observer que l'aide en cause permettrait à une main-d'œuvre hautement spécialisée et qualifiée de maintenir ses compétences et de développer de nouvelles techniques, ce qui serait vital également pour le déclassement des réacteurs nucléaires actuellement en activité. Ils ont par ailleurs formulé des observations sur l'impact positif que l'aide aurait sur les opérateurs de la chaîne d'approvisionnement.
- (127) Plusieurs répondants ont signalé que les entreprises britanniques se prononceraient largement en faveur d'un bouquet énergétique diversifié et qu'ils soutiendraient en particulier l'énergie nucléaire, éolienne et hydraulique. Le programme britannique instaurerait un climat d'investissement plus stable pour les entreprises, et plus spécifiquement les grandes consommatrices d'électricité.
- (128) Plusieurs répondants ont indiqué que le mécanisme proposé, comparé au système de cartes vertes actuellement utilisé exclusivement pour les énergies renouvelables, a l'avantage de limiter la surcompensation.
- (129) Plusieurs parties ont souligné que l'État était tenu d'encourager les décisions de diversification des investisseurs, puisque les marchés libéralisés ne peuvent internaliser les bénéfices de la sécurité d'approvisionnement d'un État membre.
- (130) Une partie a critiqué la Commission pour avoir estimé que le CEC éliminait la plupart des risques de marché, étant donné que les tarifs de rachat sont couramment utilisés dans de nombreux États membres pour promouvoir les sources d'énergie renouvelable, et que rien ne justifierait un traitement différent de l'énergie nucléaire.
- (131) Plusieurs répondants ont soutenu que les technologies nucléaires ne seraient pas respectueuses de l'environnement, ne seraient pas renouvelables mais limitées, et seraient extrêmement coûteuses en dépit du fait qu'il s'agit de technologies matures sans effet d'apprentissage.

3.5. OBSERVATIONS REÇUES CONCERNANT LA PROPORTIONNALITÉ DES MESURES

- (132) Une partie a indiqué que le mécanisme prévu par le CEC atténuait les risques tout en continuant d'exposer NNBG aux risques fondamentaux et en empêchant toute surcompensation du fait que les paiements ne sont effectués que lorsque le PR est inférieur au PE. De même, le mécanisme de partage des gains sur fonds propres limiterait la surcompensation et NNBG ne serait pas assurée d'un niveau fixe de revenus ou de bénéfices. Enfin, le CEC stabiliserait les prix, créant un meilleur climat d'investissement.
- (133) Plusieurs parties ont affirmé que le PE devait être comparé à celui des autres technologies à faible émission de carbone et non aux coûts des centrales à gaz, et tenir compte des niveaux de prix futurs plutôt que des niveaux de prix actuels.

- (134) D'autres ont fait remarquer que le CEC pour HPC durerait 35 ans, alors que les contrats pour les sources d'énergie renouvelable n'étaient conclus que pour des durées plus courtes, ne dépassant généralement pas 15 ans. Toutefois, la centrale nucléaire serait en activité pendant soixante ans, tandis que les installations d'énergies renouvelables ne seraient exploitées que pendant 20 à 25 ans, ce qui entraînerait une proportion plus faible de la durée d'exploitation subventionnée. Le CEC protégerait le Royaume-Uni contre le paiement de coûts de construction plus élevés.
- (135) Une partie a fourni une évaluation des coûts suggérant la possibilité d'une baisse significative des coûts après la première centrale, jusqu'à 60 à 75 GBP par MWh en 2030. Elle a aussi fait valoir que le PE de la mesure notifiée diminuerait tel qu'indiqué dans son analyse, c'est-à-dire à entre 85 et 100 GBP par MWh.
- (136) Plusieurs parties ont laissé entendre que seul un petit nombre de technologies, dont aucune ne pourra produire de grandes quantités d'électricité dans le futur, sont actuellement considérées moins coûteuses.
- (137) D'autres ont fait observer que si l'on tient compte des coûts systémiques globaux des sources d'énergie renouvelable, l'énergie nucléaire constitue une option beaucoup plus abordable au PE notifié par le Royaume-Uni.
- (138) Une partie a affirmé qu'une décision de la Commission d'exclure les projets nucléaires du recours aux mécanismes de type CEC pourrait avoir des incidences importantes sur la capacité de l'autorité pour le déclassement des installations nucléaires (*Nuclear Decommissioning Authority* — NDA) à apporter une solution au problème du plutonium civil au Royaume-Uni. Elle a également soutenu que la part des coûts relatifs aux déchets supportée par le contribuable était minimale/peu pertinente grâce au gouvernement britannique.
- (139) Plusieurs répondants ont souligné que l'aide à l'investissement n'était pas déduite de l'aide au fonctionnement.
- (140) Un répondant a déclaré que tous les accords, ainsi que toutes modifications de ces derniers ayant un impact sur le financement, ou les arrangements pratiques relatifs au déclassement ou à la gestion et à l'élimination des déchets et du combustible irradié doivent être mis à disposition pour l'information du public et le contrôle parlementaire. Il a ajouté que les informations essentielles sur la modélisation des coûts n'avaient pas été rendues publiques.
- (141) Plusieurs parties ont dit craindre que le Royaume-Uni accorde des aides supplémentaires à NNBG, notamment sous la forme d'un régime limitant la responsabilité des exploitants d'installations nucléaires. Certaines ont estimé que les technologies autres que nucléaire assumeraient une responsabilité totale, tandis que la technologie nucléaire bénéficierait d'un régime de responsabilité limitée.
- (142) Un autre type de soutien mentionné comme étant potentiellement exclu de l'aide notifiée serait la sous-estimation du coût de la gestion et de l'élimination des déchets nucléaires en vertu du contrat de transfert de déchets que le Royaume-Uni entend contraindre les exploitants d'installations nucléaires à signer. Pareillement, certaines parties ont affirmé que l'absence alléguée de compte rendu complet des coûts de déclassement enfreindrait le «principe du pollueur payeur».
- (143) Un répondant a émis des préoccupations sur les éventuels dépassements de coûts, sur la base de l'expérience acquise en Finlande et en France avec les modèles de réacteur européen à eau sous pression (ci-après «EPR»).
- (144) Un soutien financier aux exploitants d'installations nucléaires existant au Royaume-Uni serait déjà apporté par divers instruments financiers, dont des limitations de responsabilité, la souscription de risques commerciaux, des subventions pour les coûts d'élimination des déchets nucléaires et des subventions pour les coûts de lutte contre le terrorisme.
- (145) Plusieurs parties ont déclaré que l'aide entraînerait la répercussion du risque économique de l'entreprise sur le contribuable et un blocage qui augmentera les prix de l'énergie pour les trente-cinq années à venir.
- (146) D'autres ont fait valoir que le PE était trop élevé, HPC étant la centrale la plus coûteuse jamais construite. Des distorsions entraîneraient des coûts supplémentaires.
- (147) Une partie a signalé que l'appréciation de la proportionnalité ne pouvait être définitive tant que les dispositions relatives au partage des gains et aux coûts de réouverture ne sont pas pleinement notifiées.
- (148) Une autre a laissé entendre que le PE serait plus élevé que le coût supporté par l'Allemagne pour son énergie éolienne terrestre.
- (149) Une partie a souligné que l'on pouvait supposer qu'il ne faut pas raisonnablement s'attendre à une baisse significative des coûts de l'EPR si elle bénéficie d'un soutien et que le réacteur concerné ne peut être qualifié de technologie émergente.

- (150) Plusieurs parties ont affirmé que certaines technologies des énergies renouvelables émergentes pouvaient être plus rentables que HPC et que, selon un rapport récent de Carbon Connect ⁽¹⁾, les rendements pour EDF et les autres investisseurs dans HPC seraient beaucoup plus élevés que pour les autres projets, avec des rendements des fonds propres escomptés compris entre 19 et 21 %, soit plus élevés que les rendements escomptés sur des projets d'initiative de financement privé. Par ailleurs, si le coût d'une assurance complète contre les catastrophes nucléaires était pris en considération, l'argument économique en faveur de l'énergie nucléaire comparée aux autres sources à faible intensité en carbone serait substantiellement affaibli. Enfin, un rapport récent du comité des comptes publics de la Chambre des communes britannique et de l'autorité pour le déclassement des installations nucléaires ferait état d'un coût nucléaire historique de plus de 2,5 milliards de GBP par an, soit 42 % du budget total du ministère de l'énergie et du changement climatique.
- (151) Plusieurs parties ont fait état d'une suspicion raisonnable de surcompensation.
- (152) Une partie a calculé que si le PE sur 35 ans était converti en un PE sur 15 ans équivalent, il s'élèverait à environ 117 GBP par MWh en termes réels de 2012 et serait ainsi supérieur de plus de 20 % à celui de l'énergie éolienne terrestre et entre 10 et 15 % plus élevé que celui des conversions de la biomasse. On pouvait par ailleurs supposer que le coût de l'énergie éolienne terrestre aurait encore diminué d'ici 2023 en raison d'un déploiement accru, rendant cet écart encore plus notable.
- (153) Plusieurs parties ont indiqué que les prix des technologies alternatives, et des énergies renouvelables en particulier, devraient baisser dans le futur et donner lieu à une surcompensation relative du projet HPC.
- (154) Une partie a déclaré que le Royaume-Uni n'aurait pas étudié le marché pour identifier des capacités ou productions équivalentes pour la même période. En France et en Finlande, les prix de l'électricité d'origine nucléaire sont compris entre 45 et 50 EUR par MWh. Des rapports d'analyse financière indiqueraient qu'EDF bénéficierait d'un TRI des fonds propres annuel compris entre 25 et 35 %. Enfin, les CEC permettraient à l'énergie nucléaire d'atteindre plus facilement le PE que les sources d'énergie renouvelable, et une combinaison du prix plancher du carbone et du marché de capacité plaiderait en faveur d'investissements dans de nouvelles installations nucléaires.

3.6. OBSERVATIONS REÇUES CONCERNANT LES DISTORSIONS POTENTIELLES DE LA CONCURRENCE ET DES ÉCHANGES ENTRE ÉTATS MEMBRES

- (155) Parmi les réponses positives reçues, plusieurs parties ont déclaré que la mesure ne produirait aucun effet sur la concurrence ou les échanges entre États membres car elle n'aurait aucun impact significatif sur le bien-être des consommateurs et n'entraînerait pas une hausse des prix de détail. De même, NNBG serait exposée aux forces du marché et aux mesures d'incitation à faire concurrence sur le marché de l'électricité de gros.
- (156) Plusieurs parties ont estimé que des conditions de concurrence équitables devaient être établies entre toutes les technologies à faible émission de carbone; les subventions aux nouvelles centrales nucléaires seraient donc en conformité avec les politiques actuelles de soutien en faveur des sources d'énergie renouvelable. Certaines ont déclaré que la neutralité technologique devait être préservée et que la technologie nucléaire ne devait donc pas être traitée moins favorablement que les autres.
- (157) Plusieurs parties ont fait observer que les mesures ne pouvaient supplanter les investissements en faveur des sources d'énergie renouvelable puisque celles-ci étaient également soutenues par des CEC. Certaines ont ajouté que l'aide favoriserait au contraire de nouveaux investissements dans les technologies de production énergétique.
- (158) Une partie a souligné que HPC devrait disposer d'une capacité installée d'un peu plus de 3 GW, alors que le marché britannique global atteindrait prochainement 80 GW. La distorsion du marché causée par l'aide ne serait donc pas significative (par exemple 4 %).
- (159) Plusieurs parties ont fait remarquer que les gains issus d'énergies autres que l'énergie nucléaire ne pourraient fournir un niveau de capacité suffisamment élevé pour être considérés comme des options viables. En particulier, les gains issus de la réaction du côté de la demande ne peuvent être considérés comme certains, l'efficacité énergétique nécessiterait des politiques supplémentaires, et l'interconnexion contribuerait de façon essentielle à l'utilisation efficace des ressources, mais les principaux obstacles à cette interconnexion seraient de nature politique et réglementaire.
- (160) Plusieurs répondants ont indiqué que les mesures fausseraient la concurrence. Elles évinceraient les technologies alternatives, et, notamment, défavoriseraient, ou supplanteraient, les investissements en faveur des technologies des énergies renouvelables. Elles provoqueraient aussi des distorsions des échanges dans le marché intérieur, car les importateurs ne seraient pas en mesure de proposer des prix plus avantageux que les prix subventionnés de l'énergie nucléaire, ce qui entraînerait des excédents artificiels dans d'autres États membres.
- (161) Un répondant a souligné que l'aide fausserait la concurrence entre les centrales nucléaires existantes et les nouvelles installations, car ces dernières bénéficient d'une aide au fonctionnement. Une autre partie a déclaré que la neutralité technologique devait être préservée et que l'énergie nucléaire ne devait donc pas être traitée moins favorablement que les autres.

⁽¹⁾ Leveque, F., et Robertson, A., «Future Electricity Series — Part 3: Power from Nuclear», Carbon Connect, Policy Connect, London, 2014.

- (162) Une partie a fait observer que les subventions à l'énergie nucléaire étaient susceptibles de réduire la taille du marché disponible pour les technologies des énergies renouvelables et d'augmenter la difficulté à établir de nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable dans l'Union européenne.
- (163) Une partie a critiqué l'étude spécialisée du Pr Green et du Dr Staffell, en particulier parce que leur méthodologie serait inappropriée pour effectuer des analyses du bien-être ou des évaluations des distorsions, leurs hypothèses seraient inadéquates pour déterminer l'existence de défaillances des marchés financiers, l'hypothèse de l'exogénéité du coût moyen pondéré du capital (WACC) ne serait pas justifiée, et l'étude ne tiendrait pas compte de l'apprentissage, des externalités du carbone, de la diversité de l'offre et du pouvoir de marché.
- (164) Une partie a affirmé que l'aide accentuerait le déséquilibre entre le coût total des autres technologies énergétiques et celui de la technologie nucléaire au détriment des consommateurs et accroîtrait le montant de l'impôt. Par ailleurs, EDF acquerrait une position dominante sur le marché de l'énergie britannique, en particulier si une extension de la vie économique des centrales nucléaires existantes était accordée.
- (165) Une partie a fait valoir que les paiements compensatoires prévus par les CEC en fonction de la production mesurée pourraient créer des distorsions sur le marché, puisque les producteurs pourraient même vendre l'électricité à des prix négatifs et compter sur le CEC pour obtenir des recettes positives.
- (166) Une autre a souligné que la portée de l'aide compromettrait les investissements dans les futurs interconnecteurs, y compris ceux entre l'Écosse et l'Islande (électricité géothermique) et entre l'Angleterre et les pays scandinaves (électricité géothermique, éolienne et marémotrice).

3.7. OBSERVATIONS REÇUES CONCERNANT LA GARANTIE DE CRÉDIT

- (167) Plusieurs répondants ont allégué qu'une surcompensation ne pouvait être exclue étant donné que les mesures d'aide comprennent une garantie de crédit, outre le CEC.

3.8. AUTRES OBSERVATIONS REÇUES

- (168) Plusieurs répondants ont fait mention des sangliers exposés à de fortes radiations détectés en mars 2013, 27 ans après l'accident de Tchernobyl. Certains ont demandé une deuxième consultation, lorsque la mesure notifiée serait finalisée.
- (169) Plusieurs répondants ont déclaré que le gouvernement britannique aurait promis de ne pas octroyer d'aide publique à l'énergie nucléaire dans leur programme préélectoral.
- (170) Une partie a fait remarquer que le Royaume-Uni continuait de se prévaloir de ce qu'il appelait l'exécution réussie des processus liés à la nouvelle construction mais ignorait les incertitudes significatives concernant l'emplacement, l'établissement et l'exploitation d'une installation d'élimination géologique afin de réaliser des plans et déterminer son coût. Elle a également critiqué les propositions britanniques sur la gestion et l'élimination des déchets nucléaires.

4. OBSERVATIONS REÇUES DU ROYAUME-UNI

- (171) Le Royaume-Uni a transmis ses observations sur la décision d'ouvrir la procédure le 31 janvier 2014. Sa réponse contenait diverses analyses, dont les suivantes:
 - a) des travaux de modélisation du ministère de l'énergie et du changement climatique et une analyse des scénarios contrefactuels;
 - b) un rapport d'Oxera sur les défaillances du marché, la proportionnalité et les distorsions potentielles de la concurrence;
 - c) une étude de Pöyry sur les distorsions potentielles sur le marché intérieur et les alternatives aux nouvelles installations nucléaires;
 - d) un rapport de Redpoint sur l'évolution du secteur de l'électricité britannique;
 - e) une description du processus d'identification et de vérification des coûts, impliquant KPMG et LeighFisher;
 - f) un rapport de KPMG sur les distorsions potentielles de la concurrence;
 - g) des travaux comparatifs sur le taux de rendement.

(172) Dans sa réponse, le Royaume-Uni reproduit globalement les arguments qu'il avait exposés dans la notification. Plus particulièrement, la nouvelle capacité nucléaire constituerait une part importante du bouquet énergétique du pays, qui contribuerait à assurer un approvisionnement en électricité décarbonisé, sûr et varié à un coût abordable.

(173) Les arguments du Royaume-Uni seront exposés plus en détail ci-après.

4.1. OBSERVATIONS REÇUES SUR L'EXISTENCE D'UNE AIDE D'ÉTAT ET D'UN SIEG

(174) Le Royaume-Uni a maintenu que la mesure notifiée ne constituait pas une aide d'État, compte tenu des critères d'Altmark pour les CEC et de la communication sur les garanties ⁽¹⁾ pour la garantie. À titre alternatif, il continuait d'estimer que l'aide serait compatible au titre du cadre sur les SIEG ⁽²⁾. À défaut, l'aide serait compatible en vertu de l'article 107, paragraphe 3, point c), TFUE.

(175) Concernant la première condition Altmark, c'est-à-dire l'existence d'un service d'intérêt économique général, les autorités britanniques font valoir que la construction de HPC selon un calendrier spécifique et son exploitation dans le cadre du CEC constituent un SIEG permettant au gouvernement britannique d'atteindre des objectifs d'intérêt général.

(176) Les autorités britanniques clarifient la définition du SIEG. Celui-ci viserait à assurer l'investissement dans une nouvelle capacité de production d'énergie nucléaire à mettre en place dans un délai spécifique. Aucun investisseur privé opérant dans les conditions de marché actuelles n'investirait dans une nouvelle centrale nucléaire dans le délai spécifié dans le CEC. Les autorités britanniques soutiennent qu'il existe d'importantes défaillances du marché concernant la construction d'une nouvelle installation nucléaire qui justifient la mise en place d'un SIEG.

(177) Selon elles, la directive électricité ⁽³⁾ reconnaît que les obligations de service public prévues à l'article 3, paragraphe 2, peuvent tenir compte de la nécessité d'assurer une capacité à long terme afin de garantir la sécurité d'approvisionnement. Il n'y aurait pas lieu de limiter cette base relative à l'obligation de service public en ce qui concerne l'apport de capacités de production de réserve. HPC contribuerait à la planification à long terme de la sécurité d'approvisionnement au Royaume-Uni en fournissant une capacité de production substantielle à long terme comme envisagé à l'article 3, paragraphe 2, de la directive susmentionnée, à savoir pour les 35 ans pendant lesquels les paiements compensatoires seront versés en vertu du CEC. Le fait que HPC puisse ne pas être opérationnelle suffisamment rapidement pour combler les éventuels déficits de capacité avant 2020 ne serait pas déterminant au vu de l'orientation à long terme (et non à court terme) de l'objectif d'intérêt général. Les problèmes de capacité que pourrait rencontrer le Royaume-Uni avant que HPC n'entre en activité ne remettraient pas en cause la pertinence du projet. En outre, sans intervention supplémentaire, le Royaume-Uni continuerait de faire face à des contraintes de capacité dans les années 2020 et au-delà et serait obligé de concevoir une combinaison énergétique afin d'apporter une solution permanente à ces problèmes.

(178) En contribuant dans une large mesure à la sécurité d'approvisionnement en électricité à faible émission de carbone à long terme au Royaume-Uni, l'investissement dans la nouvelle capacité nucléaire à mettre en place et en service dans un délai spécifique et son exploitation dans le cadre du CEC viseraient à garantir un intérêt général ou public pouvant être qualifié de SIEG. Selon le gouvernement britannique, aucune entreprise opérant dans des conditions de marché normales ne proposera de nouvelles capacités de production d'électricité de base et, plus particulièrement, de projets nucléaires dans un délai suffisant pour atteindre les objectifs d'intérêt général du Royaume-Uni.

(179) Les autorités britanniques avancent que le CEC doit être considéré comme imposant des obligations de service public spécifiques à NNBG. La définition exacte et la nature contraignante de l'obligation de service public au titre du SIEG découlent de la combinaison de clauses strictes destinées à garantir que NNBG respectera les délais fixés et du fait que dès que NNBG aura entamé la construction, elle n'aura aucune échappatoire au vu des coûts irrécupérables extrêmement élevés en cas de non-exécution.

(180) En ce qui concerne la deuxième condition Altmark, les autorités britanniques allèguent que les paramètres pour le calcul du PR et les éventuels ajustements du PE ont fait l'objet d'un accord de principe et seront établis dans le CEC de façon objective et transparente avant son entrée en vigueur.

⁽¹⁾ Communication de la Commission sur l'application des articles 87 et 88 du traité CE aux aides d'État sous forme de garanties (JO C 155 du 20.6.2008, p. 10).

⁽²⁾ Communication de la Commission — Encadrement de l'Union européenne applicable aux aides d'État sous forme de compensations de service public (JO C 8 du 11.1.2012, p. 15).

⁽³⁾ Directive 2009/72/CE.

- (181) Pour ce qui est de la troisième condition énoncée dans l'arrêt *Altmark*, elles font valoir que, conformément à la jurisprudence, au regard du pouvoir discrétionnaire dont dispose l'État membre quant à la définition d'une mission SIEG et aux conditions de sa mise en œuvre, la portée du contrôle de la nécessité et du caractère proportionné de la compensation au titre de la troisième condition *Altmark*, que la Commission est habilitée à exercer, est limitée à celui de l'erreur manifeste ⁽¹⁾. Elles considèrent que la mesure est proportionnée et que le mécanisme du CEC réduit automatiquement au minimum le niveau d'aide d'État puisque le paiement compensatoire n'est versé que lorsque le PR du marché est inférieur au PE et un remboursement n'est effectué que dans le cas inverse. Le CEC contiendra diverses garanties contre toute surcompensation.
- (182) Concernant la quatrième condition énoncée dans l'arrêt *Altmark*, les autorités britanniques estiment que ce critère vise à garantir que la compensation octroyée pour la prestation d'un SIEG correspond à une contrepartie normale du marché pour un tel service. En l'espèce, elles estiment que l'absence de référence adéquate ne devrait pas entraîner la non-application de cette condition. La Commission devrait, selon elles, apprécier l'existence d'un avantage sur la base des éléments objectifs et vérifiables disponibles en l'espèce. Les autorités britanniques sont d'avis que les travaux d'identification et de vérification des coûts menés par des conseillers externes pour s'assurer que les estimations de coûts de NNBG pour la prestation du SIEG sont raisonnables devraient suffire pour considérer que la quatrième condition *Altmark* est remplie.
- (183) Concernant la garantie de crédit, les autorités britanniques estiment qu'elle ne conférerait aucun avantage à une entreprise puisqu'elle sera offerte aux conditions du marché conformément au principe de l'investisseur privé en économie de marché (ci-après le «PIEM»). Selon le gouvernement britannique, la garantie de crédit et les clauses du CEC servent différentes fins. Ce dernier vise à établir un arrangement contractuel à long terme pour réduire les incertitudes concernant les prix de marché de gros en fonction de la performance de l'actif sous-jacent. La garantie de crédit, à l'instar des garanties de crédit offertes par les assureurs financiers, faciliterait un accès élargi aux marchés de capitaux d'emprunt à long terme. Sa tarification et son approbation dépendent essentiellement du risque associé à l'ensemble du projet sous-jacent, y compris les conditions du CEC. Toutefois, l'inverse n'est pas vrai: la présence d'une garantie redistribue le profil de risque entre les investisseurs et le garant plutôt qu'il ne le modifie. Selon le gouvernement britannique, la société responsable du projet ne recevra pas un soutien supplémentaire en raison de la combinaison d'un CEC et d'une garantie de crédit.
- (184) Concernant l'accord du secrétaire d'État sur la compensation versée pour fermeture politique, le Royaume-Uni souligne que tous les CEC incluront des dispositions relatives à l'indemnisation des investisseurs en cas de «fermeture admissible», par exemple de modification législative entraînant la fermeture définitive de l'intégralité de l'installation (selon la technologie concernée) ou un refus du gouvernement britannique de consentir à la réouverture de la centrale après une période déterminée. L'accord conclu directement entre le secrétaire d'État et les investisseurs de NNBG est un accord supplémentaire et distinct destiné à renforcer les dispositions relatives aux fermetures admissibles. Cet accord dispose que si, à la suite d'une fermeture politique, la contrepartie manquait à son obligation de paiement compensatoire aux investisseurs de NNBG, le secrétaire d'État verserait l'indemnité convenue aux investisseurs. Il ne prévoit aucun paiement compensatoire complémentaire à NNBG ou à ses investisseurs.
- (185) Les autorités britanniques avancent par ailleurs que l'accord était nécessaire étant donné que l'énergie nucléaire présente des risques spécifiques en matière de fermeture politique.
- (186) Elles soulignent qu'il n'est pas dans leur intention d'accompagner chaque CEC d'un accord du secrétaire d'État, cette décision devant être prise au cas par cas pour chaque projet. Toutefois, elles ajoutent qu'il est possible que les motifs sous-tendant la conclusion d'un accord direct soient valables pour d'autres projets, comprenant notamment d'autres technologies — en particulier lorsque ces projets sont particulièrement vastes, controversés et/ou prévoient des dispositions similaires concernant le déclassement.
- (187) Selon elles, les paiements compensatoires auraient effectivement pour but de replacer les investisseurs de NNBG dans leur situation initiale et ne devraient pas être considérés comme des aides d'État.
- (188) Elles affirment par ailleurs que si la mesure impliquait en réalité une aide d'État, celle-ci serait compatible avec le marché intérieur au titre du cadre pour les SIEG.
- (189) D'après elles, l'investissement dans la nouvelle capacité nucléaire à mettre en place et en service dans un délai spécifique et son exploitation dans le cadre du contrat d'investissement pour une période de paiements compensatoires de 35 ans constituerait un SIEG. En outre, les clauses du CEC contiennent les éléments nécessaires à un mandat et définissent les obligations de service public requises et les niveaux de compensation prévus.

⁽¹⁾ Arrêt T-17/02, *Fred Olsen/Commission*, Rec. 2005, p. II-2031, point 216, et arrêt T-289/03, *BUPA et autres/Commission*, Rec. 2008, p. II-81, points 166 et 220.

- (190) Les autorités britanniques estiment que le mandat de 35 ans (représentant la période de versement des paiements compensatoires) étant plus court que la période d'amortissement totale de HPC, qui s'étend sur 60 ans, sa durée est justifiée au regard du SIEG en question.
- (191) En ce qui concerne les exigences de passation de marché public, le gouvernement britannique est d'avis que la Commission doit supposer que le processus de négociation et de sélection est régulier en l'absence d'enquête indiquant des irrégularités. Il estime que ni la directive 2004/17/CE du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁾ ni la directive 2004/18/CE du Parlement européen et du Conseil ⁽²⁾ relative à la passation des marchés publics de travaux, de fournitures et de services ne sont applicables à la mesure en cause car celle-ci n'implique aucune passation de marchés publics de travaux, de fournitures et de services au profit du gouvernement britannique ou de tout autre organisme public au sens de ces directives. C'est également la raison pour laquelle le gouvernement britannique estime que l'article 8 de la directive électricité ne s'applique pas à la mesure notifiée. Néanmoins, les autorités britanniques soutiennent que les procédures suivies à ce jour par le gouvernement britannique pour identifier des investisseurs adéquats dans le cadre du programme de réforme du marché de l'électricité (Electricity Market Reform — EMR) sont fondées sur un cadre clair, transparent et non discriminatoire, équivalent à une procédure d'appel d'offres en termes de transparence et de non-discrimination. En outre, les conditions détaillées d'un contrat tel que celui relatif à HPC doivent être négociées individuellement afin de tenir compte des caractéristiques de l'investissement concerné.
- (192) Pour ce qui est de la discrimination, les autorités britanniques affirment que si elles confiaient le même SIEG aux fins d'une nouvelle capacité de production d'électricité à une autre entreprise, elles s'assureraient que la même méthodologie est utilisée pour calculer le PR et le PE. Toutefois, les conditions exactes de chaque contrat d'investissement peuvent varier en raison des caractéristiques uniques du produit. Ces éventuelles variations seraient cependant objectivement motivées et ne constitueraient pas une discrimination.
- (193) Concernant l'exigence de compensation, les autorités britanniques font valoir que le PE a été calculé sur la base des estimations de coûts de construction et d'exploitation de NNBG, qui comprennent un bénéfice raisonnable non garanti, et que ces estimations ont été motivées et vérifiées par une source indépendante.
- (194) Elles estiment qu'aucune exigence supplémentaire n'est nécessaire eu égard à la mesure, car celle-ci ne relève d'aucun des cas visés par le cadre relatif aux SIEG et qu'il n'y a pas lieu de conclure que la mesure entraînera de graves distorsions de la concurrence dans le marché intérieur ou affectera dans une telle mesure les échanges entre États membres. Elles ajoutent qu'aucun service similaire n'est fourni en concurrence avec le SIEG ni ne devrait être proposé par le secteur privé dans un avenir proche. Selon elles, la Commission a reconnu dans une décision précédente que l'aide publique en faveur du secteur de l'électricité dans un pays géographiquement isolé (Irlande), bénéficiant d'interconnexions limitées avec les autres réseaux énergétiques, avait un effet limité sur les échanges et n'était pas contraire à l'intérêt de la Communauté ⁽³⁾. Elles estiment que cette conclusion s'applique également au secteur de l'électricité britannique.
- (195) Autres observations présentées par les autorités britanniques:
- i) les autorités britanniques soulignent clairement à plusieurs reprises dans leurs observations que la mesure a pour but d'encourager ou de débloquer les investissements en faveur de la production d'énergie à faible émission de carbone, et en particulier de nouvelles capacités nucléaires;
 - ii) le CEC de HPC a été conçu pour éliminer les obstacles au projet aussi efficacement que possible, notamment par diverses protections contre certains risques, principalement en ce qui concerne les incertitudes quant aux prix futurs de l'électricité;
 - iii) il existe de très nombreuses raisons qui pourraient valoir à NNBG des coûts supérieurs à ceux escomptés ou des revenus plus faibles que prévu (par exemple si elle ne parvient pas aux niveaux de production attendus ou si ses prix obtenus pour la vente d'électricité sont inférieurs au PR du marché);
 - iv) NNBG sera libre de vendre son électricité sur le marché au comptant ou sur la base de contrats. Elle n'est pas tenue de la vendre uniquement sur le marché au comptant.

4.2. OBSERVATIONS REÇUES CONCERNANT LES OBJECTIFS D'INTÉRÊT COMMUN

- (196) Le Royaume-Uni dit poursuivre les objectifs européens communs de décarbonisation, de sécurité d'approvisionnement et de diversité d'approvisionnement au moindre coût et, comme les autres États membres, avoir des difficultés à les atteindre.

⁽¹⁾ Directive 2004/17/CE du Parlement européen et du Conseil du 31 mars 2004 portant coordination des procédures de passation des marchés dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux (JO L 134 du 30.4.2004, p. 1).

⁽²⁾ Directive 2004/18/CE du Parlement européen et du Conseil du 31 mars 2004 relative à la coordination des procédures de passation des marchés publics de travaux, de fournitures et de services (JO L 134 du 30.4.2004, p. 114).

⁽³⁾ Voir décision de la Commission du 30 octobre 2001, aide d'État n° N 6/A/2001 — Irlande, C(2001) 3265 fin, considérant 56.

- (197) Il fait observer que l'efficacité énergétique, la réaction du côté de la demande, l'interconnexion et l'amélioration du fonctionnement des marchés d'équilibrage sont importants mais ne peuvent atteindre ces objectifs par eux-mêmes, en dépit de leur déploiement. Il soutient parallèlement que la compétence relative à la sélection du bouquet énergétique appartient aux États membres, et qu'il avait décidé que l'énergie nucléaire devait faire partie de ce bouquet énergétique.
- (198) L'énergie nucléaire contribuerait à la décarbonisation car il s'agit d'une technologie à faible émission de carbone et l'évaluation britannique montre qu'elle s'inscrit dans la stratégie la plus rentable de décarbonisation, avec les sources d'énergie renouvelable et les centrales de production équipées de systèmes de capture et de stockage du carbone.
- (199) Le recours aux autres technologies uniquement serait risqué. Plus particulièrement, le Royaume-Uni estime qu'en l'absence d'énergie nucléaire, il devrait utiliser 14 GW d'énergie éolienne terrestre, 11 GW d'énergie éolienne en mer ou 5 GW de centrales CCGT ⁽¹⁾ en plus de la capacité existante ou actuellement planifiée pour répondre à la demande dans le même délai.
- (200) Il est également d'avis qu'une combinaison variée de modes de production est nécessaire pour disposer d'un réseau électrique fiable et équilibré.
- (201) Enfin, il déclare que sa politique en matière d'énergie nucléaire est compatible avec la poursuite d'un objectif d'intérêt commun au titre du traité Euratom.

4.3. OBSERVATIONS REÇUES SUR LES DÉFAILLANCES DU MARCHÉ ET LE BESOIN D'UNE INTERVENTION DE L'ÉTAT

- (202) Le Royaume-Uni indique qu'il existe diverses défaillances du marché qui affectent la production d'électricité, et plus spécifiquement la production à faible émission de carbone, et la production de nouvelle énergie nucléaire en particulier.
- (203) Il cite notamment les défaillances suivantes, qui seraient caractéristiques des marchés de l'électricité en général:
- a) les externalités du carbone résiduel: les politiques actuelles (y compris le système communautaire d'échange de quotas d'émission — «SCEQE» — en raison de son faible niveau de prix par quota de carbone) n'offriraient pas de certitudes à long terme suffisantes ou des signaux de prix suffisamment forts pour internaliser complètement les externalités négatives caractérisant la production d'électricité (c'est-à-dire la production simultanée d'émissions de carbone), compliquant ainsi la promotion des nouveaux investissements nucléaires;
 - b) les externalités positives entraînant une sécurité et une diversité d'approvisionnement par le marché insuffisantes: la disponibilité d'électricité présenterait certains aspects d'intérêt public, donnant lieu à une tarification incorrecte de la rareté et, à terme, à des pénuries de fonds — c'est-à-dire une production et une sécurité d'approvisionnement insuffisantes. Ce problème est dû au fait que les décisions d'investissement privé dans la production d'électricité ne tiennent compte ni des coûts sociaux de coupures d'électricité potentielles ni de l'impact de la disponibilité de la production sur le réseau et les autres utilisateurs du réseau, et que, dès lors, les risques et les avantages des différentes technologies ne seraient pas en adéquation avec l'optimum social, le gaz étant naturellement protégé et toutes les autres technologies étant pénalisées, menant finalement à une diminution de la diversité d'approvisionnement;
 - c) les mesures d'incitation insuffisantes pour obtenir les avantages pédagogiques du déploiement de technologies nouvelles et immatures: cette défaillance entraînerait un sous-investissement dans les technologies nouvelles et novatrices; et
 - d) les défaillances des marchés financiers qui limitent les fonds disponibles pour les projets d'infrastructure énergétique: il n'y aurait aucun financement disponible pour les projets de production d'énergie nucléaire, puisque les marchés de transfert de risque seraient incomplets et qu'il n'existerait pas d'instrument pour se prémunir de ces risques. Les contrats d'approvisionnement en électricité à long terme seraient conclus pour une durée plus courte que les niveaux d'investissement, tandis que la volatilité des prix serait très importante et les prévisions des prix à long terme seraient soumises à un degré d'incertitude élevé.
- (204) Le Royaume-Uni souligne également qu'il existe certaines défaillances du marché supplémentaires pour l'énergie nucléaire en particulier, qui accentuent les obstacles à l'investissement dans cette technologie:
- e) l'exposition au risque politique; et
 - f) l'exposition non couverte au risque du prix de l'électricité, qui représenterait une version aggravée de la défaillance de marché plus générale mise en exergue au point d) ci-dessus en raison des besoins très élevés en investissements dans la production d'énergie nucléaire.

⁽¹⁾ La technologie des turbines à gaz à cycle combiné (Combined Cycle Gas Turbines ou CCGT) est une technologie moderne de production d'énergie au moyen du gaz.

- (205) Le Royaume-Uni fait observer que ces défaillances ne sont pas purement théoriques, comme le démontre le fait qu'aucun investissement dans de nouvelles centrales nucléaires n'a eu lieu dans le pays depuis la libéralisation du marché.
- (206) Il ajoute que les travaux de modélisation mentionnés dans la décision d'ouvrir la procédure, et en particulier les prévisions de Redpoint et du ministère britannique de l'énergie et du changement climatique, qui indiquaient que la nouvelle installation nucléaire serait mise en service d'ici 2027 ou 2030, ne sont pas fiables.
- (207) Il a mis à jour sa modélisation à l'aide des données les plus récentes, qui indiqueraient une exploitation commerciale de la centrale en 2032 au plus tôt, et peut-être pas avant 2050. Il souligne que les travaux de modélisation simplifient nécessairement la réalité et ne peuvent tenir compte de tous les risques et incertitudes auxquels sont confrontés les investisseurs dans le monde réel.
- (208) Le Royaume-Uni conclut que le recours aux seules forces du marché entraînerait un risque de report sur plusieurs années de la contribution de la nouvelle capacité nucléaire aux objectifs du gouvernement britannique et un coût potentiellement plus élevé de cette contribution. De simples retards de trois ou quatre années engendreraient une perte de bien-être que le Royaume-Uni estime à 30 milliards de GBP.
- (209) Enfin, le Royaume-Uni doute que d'autres projets sur des marchés similaires soient déployés sans la moindre intervention ou aide de l'État.

4.4. OBSERVATIONS REÇUES CONCERNANT LE CARACTÈRE ADÉQUAT ET L'EFFET INCITATIF DES MESURES

- (210) Dans sa réponse à la décision d'ouvrir la procédure, le Royaume-Uni maintient sa position selon laquelle le CEC est l'instrument le plus approprié pour attirer les investissements dans de nouvelles capacités de production d'énergie à faible émission de carbone, et de production d'énergie nucléaire en particulier.
- (211) Le CEC éliminerait l'incapacité à partager efficacement, ou transférer, le risque de volatilité des prix découlant de marchés de transfert de risque incomplets et de l'absence d'instruments de couverture fondés sur le marché adéquats. Il atténuerait le risque de volatilité non couverte des prix de gros en réduisant les incertitudes relatives au prix de vente de l'électricité obtenu par NNBG. Ainsi, il garantit la réalisation d'un niveau de rendement acceptable après investissement.
- (212) Le Royaume-Uni fait remarquer que le CEC remédierait aux défaillances du marché susmentionnées à un coût moindre pour le consommateur que les mécanismes alternatifs tels que la prime de rachat standard, car il plafonne les prix et réduit donc l'aide d'État lorsque les prix de gros dépassent le PE. Si un régime de primes de rachat fixes prévoyait le versement du même montant pour chaque unité d'électricité indépendamment du prix de gros, un CEC atténuerait le risque de surcompensation en cas de prix de gros élevés.
- (213) Le Royaume-Uni souligne également que le CEC serait un instrument de marché, étant donné qu'il exige du bénéficiaire qu'il vende sur le marché aux prix de gros en vigueur. Il inciterait donc NNBG à vendre son électricité en accord avec le fonctionnement normal du marché. Plus particulièrement, si NNBG s'écarterait du PR, par exemple en vendant de l'électricité à un prix inférieur, il réduirait ses revenus puisque le paiement compensatoire sera calculé sur la base du PR. Les bénéficiaires resteraient soumis aux pressions concurrentielles des autres participants au marché.
- (214) Le gouvernement britannique reste également d'avis que la combinaison du CEC et de la garantie de crédit est l'instrument approprié.
- (215) De son point de vue, une garantie de crédit ne réduirait pas en soi l'incertitude des investisseurs concernant les prix de gros futurs, ce qui, selon lui, créerait la nécessité de rehausser les niveaux d'aide et augmenterait les coûts pour le consommateur. Elle aurait pour but d'éliminer les obstacles à l'obtention d'emprunts sur les marchés des capitaux aux niveaux substantiels requis par l'investissement dans la nouvelle centrale nucléaire.
- (216) La garantie de crédit n'offrirait pas de protection supplémentaire contre les risques associés au projet aux détenteurs de capitaux propres par rapport aux garanties que le marché serait susceptible d'offrir, et ne répond donc pas au besoin d'identifier des investisseurs en fonds propres. Les investisseurs ne seraient pas prêts à engager des montants très importants, que ce soit sous forme de capitaux de base ou de capitaux conditionnels, en l'absence de la certitude de revenus fournie par un CEC.
- (217) Enfin, le Royaume-Uni a fait observer que le projet HPC était le seul projet nucléaire du pays à un stade de discussion approprié; il aurait donc été impossible de mettre en place un véritable processus de mise en concurrence.

4.5. OBSERVATIONS REÇUES CONCERNANT LA PROPORTIONNALITÉ DES MESURES

- (218) Dans sa réponse, le Royaume-Uni a continué d'affirmer que le PE était fixé au niveau minimal requis pour attirer l'investissement recherché, et sur la base d'un processus d'identification et de vérification des coûts rigoureux, d'une évaluation du niveau de rendement raisonnablement attendu des investisseurs pour le projet HPC et d'une série de négociations difficiles avec EDF.
- (219) Il a souligné qu'en vertu du CEC, les investisseurs dans HPC conservaient une partie substantielle des risques, en particulier les risques liés aux coûts de construction, mais aussi certains risques de fonctionnement et le risque lié au volume disponible. Les investisseurs supporteraient le risque des dépassements de coût de construction et les retards d'exécution, étant donné que la rémunération prévue dans le CEC ne serait versée qu'à partir du moment où l'électricité serait vendue, c'est-à-dire lorsque la centrale serait opérationnelle. Dans le cas où NNBG ne construirait pas la centrale dans les délais de mise en service cibles prédéterminés, elle risquerait aussi de voir la durée du CEC — qui est calculée à partir de cette date — écourtée. Si la construction n'était pas achevée à la date d'échéance, le Royaume-Uni serait en droit de résilier le CEC unilatéralement.
- (220) En outre, la garantie de crédit nécessiterait malgré tout que les investisseurs apportent un montant significatif de fonds propres au projet et couvrent les dépassements de coûts, étant donné que les capitaux propres ne seraient pas protégés par la garantie pour de tels risques.
- (221) Le PE aurait été calculé en référence aux coûts attendus par NNBG pour le projet, garantissant un bénéfice raisonnable. Toutefois, le Royaume-Uni estime que les coûts pourraient être plus élevés ou les revenus plus faibles que prévu, ce qui exposerait NNBG à des risques en termes de bénéfices.
- (222) Le Royaume-Uni fait observer que le CEC empêche toute surcompensation, puisque, lorsque les prix du marché de gros seront supérieurs au PE, les producteurs effectueront un paiement aux fournisseurs. Il cite également d'autres garanties contre la surcompensation, sous la forme de mécanismes de partage des gains de construction et des gains sur fonds propres, garantissant que tout avantage en faveur de NNBG sera partagé avec les fournisseurs et, au final, avec les consommateurs, tout en veillant à ce que NNBG reste suffisamment motivée à réaliser ces avantages. Cependant, tout inconvénient sera supporté uniquement par NNBG.
- (223) Le Royaume-Uni maintient que les futurs ajustements du PE, tels que ceux faisant suite à une modification législative admissible et aux révisions des coûts opérationnels, ne s'appliqueront que dans des circonstances limitées et prédéterminées et concerneront des coûts sélectionnés. Les révisions des coûts opérationnels empêcheront aussi toute surcompensation, vu que le PE sera ajusté à la baisse si ces coûts devaient s'avérer inférieurs aux estimations.
- (224) Le Royaume-Uni rappelle que la garantie sera offerte aux conditions du marché et n'impliquera donc aucune aide d'État.

4.6. OBSERVATIONS REÇUES CONCERNANT LES DISTORSIONS POTENTIELLES DE LA CONCURRENCE ET DES ÉCHANGES ENTRE ÉTATS MEMBRES

- (225) Le Royaume-Uni a réaffirmé que le CEC n'avait aucun effet significatif sur la concurrence et les échanges entre États membres et a fourni des rapports de KPMG, d'Oxera et de Pöyry à l'appui de son allégation.
- (226) Le CEC réduirait au minimum les distorsions de la concurrence entre les producteurs en préservant l'exposition de NNBG aux forces du marché et sa motivation à concourir sur le marché de l'électricité de gros. NNBG n'aurait aucune garantie d'atteindre le PR et devrait vendre sa production en essayant d'obtenir le meilleur prix possible, ayant accès aux mêmes mesures d'incitation que les autres acteurs du marché.
- (227) Le Royaume-Uni a allégué que le CEC n'entraînait aucune distorsion significative de la concurrence, puisque ni NNBG ni EDF ne seraient probablement motivées ou aptes à s'engager dans une stratégie pour influencer le PR sur la base duquel sont calculés les paiements compensatoires. Si NNBG tentait de réduire le PR en usant de stratégie, elle s'écarterait de sa stratégie de réduction des risques, qui est de réaliser le PR. Le Royaume-Uni doute également qu'il soit bénéfique pour NNBG sur le marché en amont, ou NNBG ou EDF sur les marchés de détail en aval, de suivre une telle stratégie. Il a mentionné que les régulateurs des régimes de réglementation britannique et européen empêcheraient eux aussi NNBG de mettre en place une stratégie pour influencer le PR.
- (228) Le CEC ne réduirait pas le bien-être du consommateur ni n'augmenterait les prix de détail, et atténuerait en réalité la probabilité que le fournisseur puisse répercuter uniquement les hausses de coûts au vu de son effet stabilisateur sur les prix de gros.

- (229) Le Royaume-Uni a dit continuer d'œuvrer en faveur des interconnexions et a soutenu que le CEC n'aurait aucune incidence importante sur les flux des interconnecteurs ou les incitants à investir dans les interconnecteurs, du fait que ces incitants seraient fondés sur les différences de prix entre le marché britannique et les autres marchés.
- (230) L'analyse de Pöyry démontrerait que HPC aurait un impact limité sur les écarts de prix entre le marché britannique et les marchés voisins actuellement connectés au Royaume-Uni par des interconnecteurs et que le projet ne fausserait donc pas les échanges entre États membres.
- (231) Le Royaume-Uni a également estimé que la modeste réduction des prix de détail qui pourrait être causée par le déploiement de HPC n'influerait pas de façon substantielle sur les mesures d'incitation à l'efficacité énergétique, et que les éventuelles économies d'énergie réalisées grâce à des solutions autres que la construction d'une nouvelle centrale, notamment la réaction du côté de la demande ou l'efficacité énergétique, ne seraient pas suffisantes pour être considérées comme une option réaliste.

5. OBSERVATIONS REÇUES D'EDF

- (232) EDF a présenté sa réponse conjointement avec EDF SA et NNBG le 7 avril 2014. Dans sa réponse, elle produit des éléments de preuve et des analyses supplémentaires importants à l'appui de son argument tendant à démontrer que les doutes soulevés par la Commission dans sa décision d'ouvrir la procédure ne sont pas fondés.
- (233) Ses principaux arguments seront brièvement décrits ci-après; ils seront également regroupés par principe applicable pour l'appréciation de l'existence d'une aide d'État.
- (234) EDF soutient que le CEC satisfait aux critères énoncés dans l'arrêt Altmark et que la mesure ne constitue dès lors pas une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE.
- (235) Concernant le premier critère, elle avance que le SIEG offert dans le cadre de HPC ne comprend pas la fourniture d'électricité de base par NNBG. Il consiste en investissements dans la nouvelle centrale nucléaire à mettre en place dans un délai spécifique. Par conséquent, les doutes de la Commission quant à savoir si la fourniture d'électricité de base peut être considérée comme un SIEG n'est pas pertinente.
- (236) HPC serait nécessaire pour atteindre les objectifs de décarbonisation, de sécurité/diversité d'approvisionnement et de disponibilité de l'énergie.
- (237) Concernant les trois autres critères Altmark, NNBG ne retirerait aucun avantage de la mesure. Les paramètres utilisés pour calculer la compensation seront définis dans le CEC. Tout risque de surcompensation est évité par diverses méthodes, et notamment par le processus formel d'identification et de vérification des coûts entrepris avant la fixation du PE. En outre, EDF déclare que l'analyse détaillée des paramètres financiers du CEC concernant HPC réalisée par le gouvernement britannique devrait confirmer que le niveau de la compensation nécessaire est déterminé sur la base d'une analyse des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus.
- (238) Concernant la garantie de crédit, EDF fait valoir qu'elle n'implique aucune aide d'État car elle respecte le PIEM.
- (239) Pour ce qui est de l'accord du secrétaire d'État au sujet du risque de fermeture politique, EDF estime que les dispositions régissant ce risque ne constituent pas une aide.
- (240) Selon elle, les principes généraux sous-tendant le droit britannique et de l'Union européenne ouvrent le droit à une compensation en cas de privation d'un droit de propriété. Ils s'appliquent à tout opérateur de marché, bien que certains mécanismes d'indemnisation ne soient disponibles que pour les opérateurs des États membres de l'Union européenne ou des États parties au traité sur la charte de l'énergie. Les dispositions du CEC en la matière offrent une garantie contractuelle concernant l'application de ces principes généraux. Sur la base de ces éléments, EDF conclut que l'accord ne peut être qualifié d'aide d'État.

5.1. OBSERVATIONS REÇUES CONCERNANT LES OBJECTIFS D'INTÉRÊT COMMUN

- (241) EDF a maintenu que le Royaume-Uni aurait besoin d'une nouvelle capacité de production d'environ 60 GW entre 2021 et 2030 pour combler le déficit énergétique résultant de la fermeture de centrales nucléaires et à combustibles fossiles existantes. Selon elle, ce déficit ne pourrait être résorbé uniquement par des améliorations des interconnexions et de l'efficacité énergétique, mais nécessiterait la construction d'importantes nouvelles capacités de production

- (242) EDF a fait remarquer que la modélisation réalisée par le ministère de l'énergie et du changement climatique indiquerait que les problèmes d'adéquation des capacités de production surviendraient au début des années 2020 et que HPC, qui devrait commencer à produire de l'électricité en 2023, contribuera à combler ce déficit énergétique.
- (243) Elle a souligné que les nouvelles capacités devraient essentiellement être à faible émission de carbone afin d'atteindre des objectifs de décarbonisation qui soient conformes à la feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 de la Commission ⁽¹⁾. La nouvelle centrale nucléaire serait un élément clé de la décarbonisation rentable du secteur de l'électricité.
- (244) Enfin, HPC contribuerait aussi à atteindre l'objectif d'accroissement de la diversité des approvisionnements énergétiques en limitant la dépendance européenne aux importations de gaz de pays tiers. Cela appuierait le droit du Royaume-Uni à exercer le pouvoir discrétionnaire que lui confère l'article 194 TFUE afin d'inclure de l'énergie nucléaire dans le futur bouquet énergétique, avec d'autres formes de production d'énergie à faible émission de carbone.
- (245) Cette décision stratégique serait également en conformité avec le traité Euratom.

5.2. OBSERVATIONS REÇUES CONCERNANT LA NÉCESSITÉ D'UNE INTERVENTION DE L'ÉTAT ET LES DÉFAILLANCES DU MARCHÉ

- (246) EDF a déclaré que le marché à lui seul ne pouvait réaliser ces objectifs communs, car les investissements requis représentent le double des investissements réalisés au cours des deux décennies suivant la privatisation en 1990.
- (247) Notamment, diverses défaillances du marché résiduelles surviendraient en relation avec la production d'électricité, et d'énergie nucléaire en particulier. Un rapport de Compass Lexecon a été présenté afin d'exposer plus en détail ces défaillances ⁽²⁾:
- a) la défaillance liée aux émissions de carbone, celle-ci n'étant pas adéquatement tarifée par le système SCEQE et le prix plancher du carbone n'étant pas suffisant au vu du risque politique que les taux soient abaissés dans le futur;
 - b) les défaillances liées à la sécurité et à la diversité de l'approvisionnement, les avantages sociaux de la sécurité et de la diversité n'étant pas adéquatement évalués par les investisseurs. Les investissements dans les actifs de production de grande envergure ne seraient pas réalisés sur la base des rendements escomptés pendant les périodes aux prix les plus élevés, étant donné leur imprévisibilité, entraînant un problème de pénurie de fonds et un manque de diversité dans le bouquet énergétique;
 - c) les marchés de transfert de risque incomplets, étant donné l'absence de certitude quant à la corrélation des prix de gros de l'électricité avec les coûts fixes des producteurs d'énergie à faible émission de carbone. Le risque connexe de volatilité des prix ne constituerait pas une défaillance en soi, mais en deviendrait une si les risques pouvaient être transférés, partagés ou mis en commun de façon efficace, ce que les conditions actuelles du marché ne permettraient pas;
 - d) les risques politiques et de «blocage», liés aux risques politiques et réglementaires considérables susceptibles d'affecter significativement les rendements que les investisseurs peuvent réaliser sur le projet, exposant les investisseurs dans les nouvelles capacités de production d'énergie nucléaire à un éventuel problème de «blocage», à savoir le risque qu'ils soient empêchés par une intervention de l'État de réaliser un rendement sur leurs investissements;
 - e) les risques financiers, résultant des contraintes survenant dans les conditions actuelles des marchés financiers, dans lesquelles les prêteurs seraient réticents face aux risques liés aux nouvelles capacités nucléaires.
- (248) EDF conclut, à la lumière des arguments susmentionnés, qu'une aide d'État est nécessaire pour atteindre les objectifs d'intérêt commun.

5.3. OBSERVATIONS REÇUES CONCERNANT LE CARACTÈRE ADÉQUAT ET L'EFFET INCITATIF DES MESURES

- (249) EDF a estimé que l'invitation publique, lancée par le Royaume-Uni en décembre 2011 aux promoteurs de nouvelles capacités de production à faible émission de carbone, à engager des pourparlers avec le ministère de l'énergie et du changement climatique concernant des contrats d'investissement potentiels, à laquelle NNBG a été le seul promoteur d'une nouvelle centrale nucléaire à répondre, garantirait un processus de négociation adéquat. Le Royaume-Uni aurait accompli des procédures importantes de diligence appropriée concernant le projet grâce à un processus d'identification et de vérification des coûts mis en œuvre sur dix-huit mois.

⁽¹⁾ COM(2011) 885 final, Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050, p. 6.

⁽²⁾ Compass Lexecon, «Economic analysis of the Contract for Difference for Hinkley Point C», 14 avril 2014.

- (250) De plus, le CEC n'isolait pas NNBG des risques du marché. NNBG continuerait de vendre son électricité sur le marché de gros. Le paiement compensatoire représenterait un montant équitable calculé sur la base des coûts du projet. NNBG serait incitée à vendre sa production sur le marché afin d'atteindre le PR et assumerait le risque de ne pas pouvoir l'atteindre ou de ne pas pouvoir produire autant d'électricité que prévu.
- (251) En outre, NNBG conserverait des risques substantiels, dont les risques associés à la construction, les risques d'exploitation, les risques financiers et les risques de gestion des déchets et de déclassement. Les dépassements de coûts ne seraient pas transférés aux consommateurs et seraient pris en charge par NNBG.
- (252) Enfin, le CEC constituerait un instrument adéquat, établissant un contrat à long terme offrant la stabilité des prix, tout en étant plus rentable que les instruments de primes de rachat prévoyant une prime fixe. Par ailleurs, la combinaison du CEC et de la garantie de crédit serait nécessaire, puisque le CEC gèrerait les risques liés au projet HPC, tandis que la garantie faciliterait l'accès de NNBG au crédit, mais serait offerte aux conditions du marché.
- (253) EDF a fait remarquer qu'en l'absence de ces deux instruments, aucun investissement ne serait réalisé dans de nouvelles capacités de production d'énergie nucléaire en général, et dans HPC en particulier, et a accueilli positivement la conclusion provisoire de la Commission selon laquelle l'effet incitatif de la mesure notifiée est plausible.

5.4. OBSERVATIONS REÇUES CONCERNANT LA PROPORTIONNALITÉ DES MESURES

- (254) EDF a affirmé que les paiements compensatoires ne dépasseraient pas le montant nécessaire pour assurer une rentabilité suffisante du projet HPC. Le taux de rendement interne («TRI») cible de [9,75 à 10,25] % satisferait aux critères d'investissement du groupe EDF et serait approprié compte tenu des risques inhérents au projet; il serait par ailleurs conforme aux rendements accordés aux autres bénéficiaires du CEC.
- (255) EDF est d'avis que la durée du CEC de 35 ans serait la durée minimale requise pour permettre le financement du projet. Toute réduction entraînerait des modifications de la structure de financement de la dette, du profil des dispositions de financement pour le déclassement et du niveau de revenus et de risque politique.
- (256) Enfin, EDF a souligné que le CEC contiendrait des mécanismes contractuels destinés à éviter toute surcompensation en faveur de NNBG et de ses investisseurs, en particulier des clauses de partage des gains.

5.5. OBSERVATIONS REÇUES CONCERNANT LES DISTORSIONS POTENTIELLES DE LA CONCURRENCE ET DES ÉCHANGES ENTRE ÉTATS MEMBRES

- (257) EDF est d'avis que le CEC ne supplanterait pas les investissements privés dans d'autres formes de capacités de production, y compris d'énergies renouvelables, en raison de la proportion relativement petite de la capacité mise en service.
- (258) D'après elle, tout remplacement de nouveaux investissements dans la production de combustibles fossiles aurait pour unique conséquence de réaliser les objectifs d'intérêt commun prévus par la mesure. En l'absence de HPC, le Royaume-Uni pourrait accroître le niveau de soutien aux autres technologies à faible émission de carbone, mais EDF estime qu'un tel scénario serait moins efficace, car ces technologies constituent un moyen plus coûteux et plus incertain de réaliser les objectifs de décarbonisation du pays.
- (259) L'impact sur la capacité d'interconnexion serait également limité, puisque HPC n'affecterait pas les incitations à l'investissement dans les projets d'interconnecteurs, ne réduirait pas l'investissement dans la réaction du côté de la demande, qui serait principalement encouragé par la structure des tarifs, ni ne réduirait l'investissement dans l'efficacité énergétique, qui reposerait en grande partie sur des subventions et aides au financement spécifiques.
- (260) EDF a également affirmé que le CEC ne conférerait à elle et à NNBG aucun avantage qui ne soit accessible aux autres producteurs d'énergie. Les concurrents pourraient solliciter un CEC et le CEC continuerait d'inciter NNBG à prendre des décisions efficaces en matière de répartition et de réduction des coûts.
- (261) Enfin, le CEC n'habiliterait ni ne motiverait NNBG à manipuler le PR ou à exclure les concurrents d'EDF, étant donné que le marché de référence serait très liquide et que la production saisonnière de NNBG ne représenterait qu'une faible proportion des volumes négociés. De plus, les CEC contiendraient des clauses de protection contre toute distorsion du PR. Fermer l'accès des concurrents à la capacité d'électricité de base de HPC ne serait acceptable ni pour les actionnaires de NNBG autres qu'EDF ni pour le Royaume-Uni en tant que garant dans le cadre de la garantie de crédit ni pour les prêteurs dans le cadre du projet.

6. RÉPONSE DU ROYAUME-UNI AUX OBSERVATIONS SOUMISES PAR LES PARTIES INTÉRESSÉES

- (262) Le Royaume-Uni a envoyé sa réponse aux observations soumises par les parties intéressées les 13 juin et 4 juillet 2014.
- (263) Globalement, il a estimé que la majorité des observations étaient positives et que la grande majorité des questions soulevées avaient déjà été traitées dans ses observations précédentes. Les principaux arguments avancés par le Royaume-Uni en réponse aux principales préoccupations émises par les parties intéressées seront exposés ci-après. Seules les réponses aux observations les plus pertinentes en rapport avec l'appréciation de l'existence d'une aide d'État seront indiquées.

6.1. EXISTENCE D'UNE AIDE ET D'UN SIEG

- (264) Le Royaume-Uni a rappelé que les États membres disposaient d'un large pouvoir discrétionnaire quant à la définition d'un SIEG. Il a prétendu que l'article 8 de la directive électricité ne serait pas applicable à la mesure notifiée.
- (265) Il a également fait valoir que même en l'absence de procédure d'appel d'offres formelle, il avait largement diffusé la possibilité qu'avaient les promoteurs de se présenter pour discuter des contrats d'investissements ou des premiers CEC pour la production d'énergie à faible émission de carbone.
- (266) Concernant la garantie de crédit, il a continué d'affirmer qu'elle ne constituait pas une aide du fait qu'elle serait offerte aux conditions du marché et serait également disponible pour d'autres projets. Il a avancé que le régime de garanties de l'IUK était ouvert aux grands projets d'investissement nationaux, y compris les investissements dans les projets d'énergie renouvelable et dans les projets d'énergie nucléaire.
- (267) Concernant la compensation, les autorités britanniques expliquent que le PE a été fixé sur la base des éléments suivants: i) un processus rigoureux d'identification et de vérification des coûts afin d'évaluer les coûts du projet HPC, mené en collaboration avec des conseillers techniques et financiers externes; ii) une évaluation complète du niveau de rendement raisonnablement attendu des investisseurs en relation avec le projet HPC par le biais d'une analyse comparative avec d'autres projets similaires; et iii) une série de négociations difficiles sur la base d'une analyse sur la limite supérieure du PE que le gouvernement britannique juge appropriée pour HPC, en la comparant également avec les coûts des autres formes d'électricité. Le gouvernement britannique a par ailleurs réalisé une évaluation du rapport qualité/prix qui lui a permis de conclure que: i) le rendement sur investissement pour le projet HPC était équitable et n'offrirait aucune surcompensation à NNBG; ii) le PE était compétitif avec la production de gaz à faible émission de carbone et sans technologie de capture et de stockage du carbone; et iii) dans l'ensemble, HPC apporterait des avantages sociaux nets et respecterait les contraintes financières du gouvernement britannique.
- (268) Pour ce qui est de l'accord du secrétaire d'État, les autorités britanniques font valoir que cet accord supplémentaire a été conclu en raison du fait que l'exploitation des centrales nucléaires est particulièrement sujette aux fluctuations du soutien politique en faveur de l'énergie nucléaire. Dans pareilles circonstances, le secrétaire d'État s'est engagé à verser une indemnité (si le paiement n'est pas effectué par la contrepartie du CEC) afin de garantir aux investisseurs de NNBG la même situation que si la fermeture politique n'avait pas eu lieu.
- (269) Le Royaume-Uni déclare que cet accord ne restreint pas la capacité du gouvernement britannique à fermer des centrales nucléaires. Il ajoute que le CEC combiné à l'accord reconnaîtrait l'aptitude continue du gouvernement à prendre ce genre de décision précisément du fait qu'il prévoirait une indemnisation dans le cas où HPC serait fermée pour des raisons politiques. Les autorités britanniques soulignent que le gouvernement britannique actuel n'aurait pas la capacité d'engager les futurs gouvernements à garder en activité les centrales nucléaires.

6.2. OBJECTIFS D'INTÉRÊT COMMUN

- (270) S'agissant de l'observation selon laquelle le traité Euratom ne peut établir un objectif commun sauf lorsque la politique de la Commission l'approuve expressément, le Royaume-Uni a fait remarquer que le traité Euratom fait toujours partie des dispositions constitutionnelles de l'Union européenne et n'a pas été abrogé, et que rien ne permettrait d'affirmer que les politiques de la Commission relatives à l'énergie nucléaire puissent affecter la signification ou l'interprétation du traité, qui ne peut être altérée unilatéralement par la Commission.
- (271) Le Royaume-Uni a rejeté les observations mettant en cause la contribution de l'énergie nucléaire à la décarbonisation, ainsi que celles laissant entendre que l'énergie nucléaire a un impact négatif sur l'environnement. L'énergie nucléaire serait une forme reconnue de production d'énergie à faible émission de carbone contribuant à la décarbonisation. En particulier, la contribution de HPC aux objectifs de décarbonisation aurait été admise par la Commission dans le contexte du processus consultatif mis en œuvre en vertu des articles 41 à 43 du traité Euratom.

- (272) L'énergie nucléaire fournirait une source stable d'approvisionnement en électricité de base et contribuerait ainsi à la sécurité d'approvisionnement de façon plus prévisible que les technologies de production intermittente.

6.3. DÉFAILLANCES DU MARCHÉ ET BESOIN D'UNE INTERVENTION DE L'ÉTAT

- (273) Le Royaume-Uni ne partage pas les avis émis suggérant que le marché réaliserait des investissements dans de nouvelles capacités nucléaires en l'absence d'aide. En revanche, il a convenu que, comme mentionné dans certaines observations, la production d'énergie nucléaire était sujette à diverses défaillances du marché qui empêchent le marché de parvenir à un niveau efficace de décarbonisation et de sécurité d'approvisionnement sans l'intervention de l'État. Les trois principales défaillances qui affectent les incitants à l'investissement dans la production d'énergie nucléaire sont 1) la défaillance relative à la décarbonisation, 2) la défaillance relative à la sécurité et la diversité de l'approvisionnement, et 3) les imperfections des marchés financiers (marchés de transfert de risque incomplets, et blocage des investissements).
- (274) Le Royaume-Uni a rappelé que l'EPR était une nouvelle technologie et qu'il n'y avait eu aucun investissement dans l'énergie nucléaire dans le pays depuis 30 ans. D'autres nouveaux projets nucléaires bénéficieraient d'un soutien de l'État dans d'autres pays. Sans cette aide, aucune centrale EPR n'aurait été mise en service au Royaume-Uni.
- (275) Celui-ci a également réitéré que les autres mécanismes seraient insuffisants pour réaliser les objectifs communs. Les exploitants soutenus par un CEC ne peuvent participer au marché de capacité et l'impact du prix plancher du carbone sur les prix des émissions de carbone serait insuffisant pour soutenir l'investissement dans de nouvelles capacités nucléaires.

6.4. CARACTÈRE ADÉQUAT DE L'INSTRUMENT ET EFFET INCITATIF

- (276) Selon le Royaume-Uni, les CEC pour l'énergie nucléaire ne sont pas plus avantageux que ceux conclus pour les énergies renouvelables, car ils contiendraient des clauses supplémentaires plus strictes (par exemple les mécanismes de partage des gains). De même — s'agissant d'un aspect qui concerne également la proportionnalité de la mesure —, leur durée ne peut être qualifiée d'excessive car elle est à considérer comme la durée minimale pour attirer les investissements.
- (277) La mesure aurait un effet incitatif, notamment en incitant NNBG à construire la centrale avant de recevoir toute rémunération.

6.5. PROPORTIONNALITÉ DES MESURES

- (278) Le Royaume-Uni a reproduit les arguments formulés pour démontrer que les mesures sont proportionnées. Les niveaux de rendements sur capitaux propres proposés dans certaines observations ne seraient pas réalistes, et le mécanisme de partage des gains interdirait toute surcompensation dès que le seuil de 15 % serait atteint.
- (279) EDF ne serait pas en mesure de disposer d'un pouvoir de marché ou de réaliser des bénéfices inattendus au terme du CEC, en raison de la fermeture de ses centrales nucléaires existantes avant l'entrée en service de la nouvelle capacité nucléaire, de la mise en place de nouvelles installations à faible émission de carbone et de l'entrée d'autres exploitants de centrales nucléaires.
- (280) Les prix de l'énergie nucléaire sur le marché de gros en Finlande et en France ne constitueraient pas un point de référence approprié, en raison de la situation spécifique de ces États membres, et notamment du fait que, en France, le prix tient compte de centrales existantes pour lesquelles les investissements auraient été largement amortis.
- (281) Le Royaume-Uni estime par ailleurs que les coûts de processus prudents de gestion des déchets et de déclassement ont été pris en considération dans l'analyse sous-tendant le dossier commercial, fondé sur le plan de mise en place d'une installation de stockage permanente et de services connexes pour la gestion et l'élimination des déchets nucléaires.

6.6. DISTORSIONS DE LA CONCURRENCE ET DES ÉCHANGES ENTRE LES ÉTATS MEMBRES

- (282) Le Royaume-Uni a déclaré que les distorsions du marché mises en exergue par les parties intéressées ne seraient pas causées par l'aide. NNBG et EDF ne seraient pas en mesure de manipuler le PR et EDF ne disposerait pas d'un pouvoir de marché ni n'occuperait une position dominante sur les marchés britanniques de l'électricité.
- (283) Le Royaume-Uni a rappelé que HPC n'aurait pas d'impact négatif sur les investissements dans les nouvelles capacités d'interconnexion et qu'il envisageait de renforcer ces capacités. Par ailleurs, l'électricité produite par HPC peut être exportée, encourageant ainsi les investissements dans de nouveaux interconnecteurs.

- (284) L'aide n'aurait pas d'incidence néfaste sur les autres sources à faible émission de carbone, lesquelles sont également soutenues par le gouvernement, et il n'existe pas de discrimination à l'encontre des technologies des énergies renouvelables. L'aide appuierait en réalité l'investissement dans des initiatives énergétiques très variées.

6.7. AUTRES OBSERVATIONS

- (285) Le Royaume-Uni a répondu à la question des coûts de la responsabilité, du déclassement et de la gestion des déchets, et a notamment affirmé que le traitement de ces coûts n'impliquerait pas l'apport d'une aide supplémentaire de l'État.
- (286) Notamment, le régime de responsabilité pour les incidents nucléaires prévu par la loi sur les installations nucléaires de 1965 (Nuclear Installations Act 1965) ne donnerait pas lieu à une aide d'État, puisque le Royaume-Uni n'offrirait à NNBG aucune garantie concernant ses obligations en rapport avec les incidents nucléaires. Aux sections 16 et 18 de cette loi, la responsabilité des incidents nucléaires incombe tant aux exploitants qu'à l'État, les premiers étant responsables à hauteur d'un certain montant et le dernier étant responsable à compter de ce montant et jusqu'à un montant supérieur.
- (287) En outre, le Royaume-Uni a réaffirmé que les dispositions relatives à la responsabilité limitée des exploitants et de l'État respectaient les articles 6 et 7 de la convention de Paris et les articles 2 et 3 de la convention de Bruxelles, et qu'elles découleraient donc d'obligations de droit international, qui auraient été approuvées par l'Union européenne, et en particulier par les recommandations 65/42/Euratom et 66/22/Euratom de la Commission.

7. EXISTENCE D'UNE AIDE D'ÉTAT

7.1. AIDE D'ÉTAT AU SENS DE L'ARTICLE 107, PARAGRAPHE 1, DU TRAITÉ

- (288) Les aides d'État sont définies à l'article 107, paragraphe 1, du traité comme les aides accordées par les États ou au moyen de ressources d'État sous quelque forme que ce soit qui faussent ou qui menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions, dans la mesure où elles affectent les échanges entre États membres.

7.2. DÉCISION D'OUVRIRE LA PROCÉDURE

- (289) Le Royaume-Uni a soutenu dans sa notification que la mesure notifiée ne constituait pas une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE, notamment du fait que l'intervention ne confère aucun avantage à une entreprise sur la base des critères Altmark ⁽¹⁾.
- (290) La Commission a relevé dans la décision d'ouvrir la procédure que la technologie nucléaire est et peut généralement être considérée comme une activité commercialement viable. En outre, en raison du délai de construction de HPC, la Commission a estimé hautement improbable que la centrale puisse répondre, une fois construite, aux problèmes de sécurité d'approvisionnement attendus au Royaume-Uni en 2020. Elle a par ailleurs exprimé des doutes quant au fait que l'exécution d'obligations de service public spécifiques ait été confiée à NNBG.
- (291) La Commission doute également que les conditions imposées à NNBG puissent être considérées comme des obligations de service public ou que NNBG se soit vu confier une mission SIEG.
- (292) Étant donné qu'une série d'éléments essentiels concernant la compensation n'avaient pas encore été établis et devaient faire l'objet de négociations ultérieures, la Commission a conclu, dans sa décision d'ouvrir la procédure, qu'elle n'était pas encore en mesure de vérifier que les paramètres négociés seraient établis de façon objective et transparente, afin d'éviter que la compensation comporte un avantage économique susceptible de favoriser l'entreprise bénéficiaire par rapport à des entreprises concurrentes.
- (293) Quant au risque de surcompensation, elle a souligné qu'au moment où a été adoptée la décision d'ouvrir la procédure, il n'était pas possible de déterminer si NNBG paierait un taux commercial sur la garantie et a émis certains doutes sur le risque de surcompensation éventuellement associé au mécanisme prévu par le CEC.
- (294) Dans la décision d'ouvrir la procédure, elle doute par ailleurs que le niveau de bénéfice utilisé pour établir le PE corresponde au taux de rendement d'une entreprise moyenne envisageant de fournir ou non un SIEG pour toute la durée du mandat, compte tenu du niveau de risque.

⁽¹⁾ Arrêt C-280/00, Altmark Trans GmbH et Regierungspräsidium Magdeburg/Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH, points 87 à 93. Les critères Altmark ont été définis par la Cour de justice afin de déterminer dans quelles circonstances une compensation octroyée par une autorité publique pour l'exécution d'un service d'intérêt économique général («SIEG») peut être qualifiée d'aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE.

- (295) Concernant l'accord du secrétaire d'État, la Commission se demandait si cet accord pouvait être qualifié d'aide d'État.

7.3. CONTRAT D'ÉCART COMPENSATOIRE: EXISTENCE D'UN AVANTAGE

- (296) La Commission constate que le CEC protège NNBG de toute volatilité des prix sur le marché de l'électricité car elle reçoit systématiquement le PE prédéfini lorsqu'elle vend à des prix qui sont inférieurs à ce niveau. Cela garantit à NNBG un flux de revenus stable pour les trente-cinq premières années d'exploitation de HPC que les autres exploitants ne bénéficiant pas d'un CEC ne reçoivent pas. Par conséquent, la Commission estime que le CEC confère un avantage sélectif à NNBG.
- (297) Les autorités britanniques considèrent que les mesures notifiées ne confèrent aucun avantage à NNBG du fait qu'elles satisfont aux critères Altmark.
- (298) La Cour de justice a défini les critères Altmark afin de déterminer dans quelles circonstances une compensation octroyée par une autorité publique pour l'exécution d'un service d'intérêt économique général («SIEG») peut être qualifiée d'aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE ⁽¹⁾.
- (299) Elle a notamment indiqué que quatre critères devaient être remplis pour qu'une compensation octroyée pour l'exécution d'un SIEG ne constitue pas une aide d'État. Ces conditions sont cumulatives et sont les suivantes.
- (300) L'entreprise bénéficiaire est effectivement chargée de l'exécution d'obligations de service public et ces obligations sont clairement définies.
- (301) Les paramètres sur la base desquels est calculée la compensation au titre d'une mission de service d'intérêt économique général doivent être préalablement établis de manière objective et transparente, afin d'éviter que cette compensation comporte un avantage économique susceptible de favoriser l'entreprise bénéficiaire par rapport à des entreprises concurrentes.
- (302) La compensation ne saurait dépasser ce qui est nécessaire pour couvrir tout ou partie des coûts occasionnés par l'exécution des obligations de service public, en tenant compte des recettes y relatives ainsi que d'un bénéfice raisonnable pour l'exécution de ces obligations.
- (303) Lorsque le choix de l'entreprise à charger de l'exécution d'obligations de service public, dans un cas concret, n'est pas effectué dans le cadre d'une procédure de marché public permettant de sélectionner le candidat capable de fournir ces services au moindre coût pour la collectivité, le niveau de la compensation nécessaire doit être déterminé sur la base d'une analyse des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus pour exécuter ces obligations en tenant compte des recettes y relatives ainsi que d'un bénéfice raisonnable pour l'exécution de ces obligations.
- (304) La Commission a précisé les conditions dans lesquelles une compensation de service public doit être considérée comme une aide d'État dans sa communication relative à l'application des règles de l'Union européenne en matière d'aides d'État aux compensations octroyées pour la prestation de services d'intérêt général (ci-après la «communication sur les compensations de SIEG») ⁽²⁾.

7.4. EXISTENCE D'UN SIEG

- (305) Le Royaume-Uni estime que le premier critère est rempli, en particulier du fait que le service confié à NNBG est clairement défini et ne sera pas fourni par le marché. Le SIEG viserait à assurer l'investissement dans une nouvelle capacité de production d'énergie nucléaire à mettre en place dans un délai spécifique.
- (306) Concernant la définition d'un SIEG, «[f]orce est de constater que, en droit [de l'Union] et aux fins de l'application des règles de concurrence du traité [FUE], il n'existe ni de définition réglementaire claire et précise de la notion de mission SIEG, ni de concept juridique établi fixant, de manière définitive, les conditions qui doivent être réunies pour qu'un État membre puisse valablement invoquer l'existence et la protection d'une mission SIEG, soit au sens de la première condition énoncée dans l'arrêt Altmark, soit au sens de l'article 106, paragraphe 2, [TFUE] ⁽³⁾». En l'absence de règles spécifiques de l'Union européenne, les États membres disposent d'un large pouvoir discrétionnaire quant à la définition de ce qu'ils considèrent comme des services d'intérêt économique général.

⁽¹⁾ Arrêt C-280/00, Altmark Trans GmbH et Regierungspräsidium Magdeburg/Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH, points 87 à 93.

⁽²⁾ Communication de la Commission relative à l'application des règles de l'Union européenne en matière d'aides d'État aux compensations octroyées pour la prestation de services d'intérêt général (2012/C 8/02) (JO C 8 du 11.1.2012, p. 4).

⁽³⁾ Arrêt BUPA/Commission, T-289/03, Rec. 2008, p. II-81, point 165.

Toutefois, ce pouvoir a des limites. Ainsi, bien que la Commission n'ait pas compétence pour déterminer quel type exact de service peut être qualifié de SIEG et quel autre type ne peut être qualifié comme tel, elle peut — en principe — décider qu'un État membre a commis une erreur ⁽¹⁾ manifeste d'appréciation en qualifiant un service de SIEG. Un État membre ne peut par exemple attacher des obligations de service public à des services qui sont déjà fournis ou peuvent être fournis de façon satisfaisante et dans des conditions conformes à l'intérêt public, telles que définies par l'État, par des entreprises opérant dans des conditions de marché normales.

- (307) Le CEC en tant qu'instrument pour l'apport d'une aide d'État dans le cadre de la réforme du marché de l'électricité (EMR) mise en œuvre par le Royaume-Uni a été confirmé par la Commission à plusieurs occasions ⁽²⁾. Celle-ci a estimé qu'un CEC était un moyen approprié pour accorder une aide d'État à la production d'électricité jugée compatible avec le marché intérieur conformément à l'article 107, paragraphe 3, point c). Par conséquent, il n'y a pas lieu que la Commission s'écarte de l'appréciation réalisée dans ces affaires et considère que le soutien à la production d'électricité par le biais d'un CEC puisse faire l'objet d'un SIEG.
- (308) À plusieurs reprises dans leurs observations, les autorités britanniques mentionnent que la mesure a pour but d'encourager ou de débloquer les investissements en faveur de la production d'énergie à faible émission de carbone, et en particulier de nouvelles capacités nucléaires. Ce but correspond à un objectif d'intérêt commun pour lequel une aide d'État peut être octroyée, et non à la délégation d'un SIEG.
- (309) Le CEC de HPC a été spécifiquement conçu pour éliminer les obstacles au projet aussi efficacement que possible, notamment par diverses protections contre certains risques, principalement en ce qui concerne les incertitudes quant aux prix futurs de l'électricité. Cette approche est conforme à l'octroi d'une aide d'État en vertu de l'article 107, paragraphe 3, point c), TFUE et ne constituerait pas un SIEG.
- (310) S'agissant de déterminer si les règles de passation de marchés publics s'appliquent au projet, les autorités britanniques admettent que la mesure n'implique aucune passation de marchés de fournitures, de travaux ou de services au profit du gouvernement britannique, ce qui contredit leur allégation selon laquelle la mesure constitue un SIEG.
- (311) La première condition établie par l'arrêt Altmark exige également que l'entreprise soit chargée de l'exécution d'obligations de service public. Il en résulte que si l'on veut se conformer à la jurisprudence Altmark, une attribution de service public est nécessaire pour définir les obligations des entreprises en cause et de l'autorité ⁽³⁾.
- (312) En ce qui concerne la nature contraignante de l'obligation de service public en l'espèce, le Royaume-Uni semble faire valoir qu'elle est garantie par la combinaison de clauses strictes destinées à garantir que NNBG respectera les délais fixés et le fait que dès que NNBG aura entamé la construction, elle n'aura aucune échappatoire au vu des coûts irrécupérables extrêmement élevés en cas de non-exécution. En effet, le CEC semble prévoir une série de clauses strictes incitant NNBG à honorer ses obligations contractuelles et autorisant les autorités britanniques à résilier le contrat si certaines obligations ne sont pas exécutées. En outre, la nature du projet implique bel et bien des coûts irrécupérables extrêmement élevés qui dissuaderont très probablement NNBG d'abandonner le projet. Toutefois, en dépit de la nature spécifique du projet, les dispositions contractuelles sont des obligations contractuelles typiques que toute partie contractuelle chercherait à inclure dans un accord similaire, plutôt qu'une obligation de service public imposée par les autorités britanniques. NNBG n'est en réalité pas obligée de construire la centrale nucléaire, pas plus qu'elle n'est obligée de la construire pour une certaine date. Les autorités britanniques ne peuvent garantir le respect d'aucune obligation à cet égard; elles ne peuvent que résilier le contrat.
- (313) Par ailleurs, HPC n'est pas tenue de produire de l'électricité, de produire une certaine quantité d'électricité ou de mettre cette électricité à disposition sur le marché. En effet, le CEC l'incite fortement à produire autant d'électricité que possible pour accroître ses bénéfices, mais ne l'y contraint pas. Quant à la vente d'électricité, HPC peut la vendre soit sur le marché au comptant, soit par le biais de contrats bilatéraux, ce qui signifie qu'elle n'est ni astreinte ni incitée à fournir l'électricité au public.
- (314) La Commission considère que ces conditions ne peuvent être perçues comme des obligations de service public ou comme démontrant que NNBG est chargée d'un SIEG.
- (315) Par conséquent, elle conclut que la première condition Altmark n'est pas remplie étant donné que le fait de garantir l'investissement dans de nouvelles capacités de production d'énergie nucléaire à mettre en place dans un délai spécifique ne constitue pas un véritable SIEG et que NNBG n'est pas chargée d'obligations de service public par le Royaume-Uni.

⁽¹⁾ Arrêt Olsen/Commission, T-17/02, point 216; confirmé par l'arrêt Olsen/Commission, C-320/05 P.

⁽²⁾ Voir SA.36196, SA.38812, SA.38763, SA.38761, SA.38759 et SA.38758.

⁽³⁾ Communication sur les compensations de SIEG, point 51.

7.5. CONCLUSION DE L'APPRÉCIATION RÉALISÉE AU TITRE DE L'ARTICLE 107, PARAGRAPHE 1, TFUE SUR LA BASE DES CRITÈRES ALTMARK

- (316) Les critères Altmark sont cumulatifs et le premier critère n'étant pas satisfait, la Commission ne juge pas nécessaire d'apprécier les autres critères. À la lumière des arguments énoncés aux sections 7.1 à 7.5 ci-dessus, les conditions Altmark ne sont pas remplies pour la mesure notifiée. La Commission en conclut donc que les mesures conféreront à NNBG un avantage sélectif.

7.6. EXISTENCE D'UNE AIDE AU SENS DE L'ARTICLE 107, PARAGRAPHE 1, TFUE: COMPENSATION EN CAS DE FERMETURE POLITIQUE (ACCORD DU SECRÉTAIRE D'ÉTAT)

- (317) Le Royaume-Uni envisage d'octroyer une compensation à NNBG en cas de fermeture de HPC pour des raisons n'étant pas directement imputables à ses activités, et en particulier en raison de changements de politique gouvernementale.
- (318) Il ne semble pas considérer cette indemnisation comme une aide.
- (319) Il souligne que tous les CEC incluront des dispositions relatives à l'indemnisation des investisseurs en cas de «fermeture admissible», par exemple de modification législative entraînant la fermeture définitive de l'intégralité de l'installation (selon la technologie concernée) ou un refus du gouvernement britannique de consentir à la réouverture de la centrale après une période déterminée. L'accord conclu directement entre le secrétaire d'État et les investisseurs de NNBG est un accord supplémentaire et distinct destiné à renforcer les dispositions relatives aux fermetures ouvrant droit à compensation, qui est nécessaire en raison de la situation particulière de l'énergie nucléaire et des risques plus élevés de fermeture politique.
- (320) Selon EDF, les principes généraux sous-tendant le droit britannique et de l'Union européenne ouvrent le droit à une compensation en cas de privation d'un droit de propriété. Ils s'appliquent à tout opérateur de marché, bien que certains mécanismes d'indemnisation ne soient disponibles que pour les opérateurs des États membres de l'Union européenne ou des États parties au traité sur la charte de l'énergie.
- (321) Il est vrai que tous les CEC semblent inclure des dispositions concernant les fermetures ouvrant droit à compensation, mais tous ne bénéficient pas d'un accord supplémentaire spécifique du secrétaire d'État. La Commission reconnaît que l'énergie nucléaire peut entraîner des risques plus élevés de fermeture politique que les autres technologies; cependant, les autres centrales nucléaires du Royaume-Uni ne semblent pas bénéficier d'accords similaires.
- (322) En effet, comme le soutient EDF, les principes généraux sous-tendant le droit britannique et de l'Union européenne ouvrent le droit à une compensation en cas de privation d'un droit de propriété. Toutefois, un accord spécifique protégeant une société contre un tel risque de façon spécifique exempte cette société de tout frais ou perte de temps résultant d'actions en application de ses droits découlant de ces principes généraux dans le cadre d'une procédure judiciaire ou extra-judiciaire. Appuyer un droit légal par un droit contractuel spécifique confère un avantage à l'entité jouissant d'un tel droit, en particulier du fait qu'elle est la seule dans cette situation.
- (323) Par conséquent, la Commission estime que l'accord du secrétaire d'État confère certains avantages sélectifs à NNBG.

7.7. CEC ET ACCORD DU SECRÉTAIRE D'ÉTAT: RESSOURCES D'ÉTAT ET IMPUTABILITÉ À L'ÉTAT

- (324) L'accord du secrétaire d'État est conclu avec une autorité publique, dont il engage la responsabilité. Tout avantage en découlant provient de ressources publiques.
- (325) Le CEC étant imputable à l'État, l'avantage qui en résulte est imputable à l'État.
- (326) Pour que les avantages puissent être qualifiés d'aide au sens de l'article 107 TFUE, ils doivent être accordés directement ou indirectement au moyen de ressources d'État. Cela signifie que tant les avantages accordés directement par l'État que ceux qui le sont par l'intermédiaire d'un organisme public ou privé, désigné ou institué par cet État, sont inclus dans la notion de ressources d'État visée à l'article 107, paragraphe 1, TFUE⁽¹⁾. En ce sens, l'article 107, paragraphe 1, TFUE englobe tous les moyens pécuniaires que les autorités publiques peuvent effectivement utiliser pour soutenir des entreprises, sans qu'il soit pertinent que ces moyens appartiennent ou non de manière permanente au patrimoine de l'État⁽²⁾. En conséquence, même si les sommes correspondant à la

⁽¹⁾ Arrêt Steinike & Weinlig/Allemagne, 76/78, Rec. 1977, p. 595, point 21; arrêt PreussenElektra, C-379/98, Rec. 2001, p. I-2099, point 58.

⁽²⁾ Arrêt Doux Élevage, C-677/11, non encore publié au Recueil, point 34, arrêt France/Commission, T-139/09, non encore publié au Recueil, point 36.

mesure en cause ne sont pas de façon permanente en possession du Trésor public, le fait qu'elles restent constamment sous contrôle public, et donc à la disposition des autorités nationales compétentes, suffit pour qu'elles soient qualifiées de ressources d'État ⁽¹⁾.

- (327) Les autorités britanniques ne contestent pas que le CEC soit financé à partir de ressources sous contrôle de l'État.
- (328) La Commission estime, à la lumière des éléments expliqués ci-après, que l'avantage conféré par le CEC sera financé par un organisme public ou privé, désigné par l'État.
- (329) Le CEC sera financé par l'intermédiaire d'une taxe sur les fournisseurs, et dans de telles circonstances, il convient de conclure que tout avantage payé en vertu du CEC est imputable à l'État et est également financé par des ressources sous contrôle de ce dernier.
- (330) Premièrement, le PE et la taxe seront déterminés par l'État.
- (331) Deuxièmement, l'autre partie au contrat sera en principe une société privée détenue par l'État et sera en tout état de cause désignée par ce dernier. Les statuts de cette autre partie ne peuvent être modifiés sans le consentement du secrétaire d'État.
- (332) Troisièmement, la contrepartie désignée par l'État administrera le mécanisme de paiements, ce qui comprend la collecte de la taxe sur les fournisseurs et la collecte des paiements auprès des producteurs lorsque le prix du marché est supérieur au PE. Cette tâche inclura aussi les paiements octroyés aux producteurs et aux fournisseurs dans certains cas.
- (333) Quatrièmement, le projet de loi sur l'énergie conférera à l'autre partie au contrat un pouvoir de lever des recettes qui lui permettra de collecter auprès des fournisseurs les fonds requis pour effectuer les paiements aux producteurs couverts par le CEC, et plusieurs mécanismes seront mis en place par l'État pour garantir le versement des paiements dans le cas où un fournisseur ne s'acquitterait pas de son obligation de paiement. Ces mécanismes comprendront l'obligation pour les fournisseurs de constituer des garanties, un fonds de réserve en cas d'insolvabilité et la désignation d'un fournisseur de dernier recours. Le fonds de réserve en cas d'insolvabilité permettra à l'autre partie au contrat de disposer de fonds pour couvrir les taxes impayées par un fournisseur au cours de la période suivant l'épuisement de sa garantie et jusqu'à la désignation d'un fournisseur remplaçant dans le cadre du mécanisme du fournisseur de dernier recours administré par l'organisme britannique de régulation des marchés du gaz et de l'électricité — l'Ofgem.
- (334) Cinquièmement, l'autre partie au contrat rendra compte à l'État de la mise en œuvre de ses obligations. Sous ce rapport, l'autre partie au contrat sera régie par un document-cadre, définissant notamment la relation entre l'autre partie au contrat et l'État, les principes de fonctionnement de l'autre partie au contrat, les aspects réservés aux actionnaires, les rôles et responsabilités de l'autre partie au contrat, ses responsabilités financières et de gestion, ainsi que les exigences en matière de compte rendu et de suivi. Ledit document définira également les paramètres dans le cadre desquels l'autre partie au contrat devra remplir ses fonctions en rapport avec les CEC.
- (335) Compte tenu de ces éléments, on peut conclure que l'avantage conféré par le CEC sera financé par l'intermédiaire de contributions imposées par l'État et gérées et réparties conformément aux dispositions de la législation applicable par une entité désignée et contrôlée par l'État.

7.8. GARANTIE DE CRÉDIT: EXISTENCE D'UN AVANTAGE FINANCÉ AU MOYEN DE RESSOURCES D'ÉTAT ET IMPUTABLE À L'ÉTAT

- (336) Selon le gouvernement britannique, la garantie de crédit et les clauses du CEC servent différentes fins. Sa tarification et son approbation dépendent essentiellement du risque associé à l'ensemble du projet sous-jacent, y compris les conditions du CEC. Toutefois, l'inverse n'est pas vrai: la présence d'une garantie redistribue le profil de risque entre les investisseurs et le garant plutôt qu'il ne le modifie. Selon le gouvernement britannique, la société responsable du projet ne recevra pas un soutien supplémentaire en raison de la combinaison d'un CEC et d'une garantie de crédit.
- (337) Néanmoins, les interventions de l'État en faveur de HPC doivent être considérées comme une mesure d'aide unique en raison du montant d'endettement requis pour le projet qui ne pouvait être obtenu sans cette intervention, des dates concomitantes d'exécution des interventions et du lien entre la notation de NNBG, la tarification de la garantie et les dispositions du CEC. Le CEC, l'accord du secrétaire d'État et la garantie de crédit diffèrent en termes de moyens, mais font partie d'une même décision d'investissement des autorités britanniques et poursuivent le même but, à savoir attirer et autoriser l'investissement dans une nouvelle capacité de production d'énergie nucléaire. Les trois mesures sont liées, toutes étant nécessaires à la construction de HPC.

⁽¹⁾ Arrêt Vent de Colère, C-262/12, non encore publié au Recueil, point 21.

- (338) La garantie de crédit constitue la base du financement du projet; elle possède une valeur inégalée. Elle est également essentielle pour que le projet attire des crédits extérieurs. Il n'existe aucun exemple de garantie similaire pour des projets similaires sur le marché, aucun n'ayant été fourni. Au vu de la nature sans précédent du projet, du financement et de la garantie pour lesquels il n'existe aucun point de référence précisément comparable, même à considérer que la rémunération réduise l'aide au minimum, la Commission est d'avis que le prix payé par NNBG pour la garantie de crédit ne peut être considéré comme un prix de marché, puisque le marché ne prévoit ni ne devrait prévoir de mécanisme similaire.
- (339) La garantie de crédit est offerte à un organisme public du Royaume-Uni et fait appel aux ressources du Royaume-Uni. Par conséquent, la Commission estime que la garantie de crédit du Royaume-Uni sur la dette de NNBG implique une aide d'État.

7.9. DISTORSION DE LA CONCURRENCE ET ALTÉRATION DES ÉCHANGES

- (340) Le CEC, l'accord du secrétaire d'État et la garantie de crédit sont susceptibles de fausser le jeu de la concurrence et d'affecter le commerce entre États membres. La Commission note à cet égard que la production et la fourniture d'électricité sont libéralisées. Étant donné que, en l'espèce, les mesures notifiées permettront le développement d'un niveau de capacité important qui aurait autrement fait l'objet d'investissements privés par d'autres opérateurs du marché utilisant des technologies alternatives, établis au Royaume-Uni ou dans d'autres États membres, elles sont susceptibles d'affecter le commerce entre États membres et de fausser le jeu de la concurrence.
- (341) La Commission considère que les mesures d'aide pourraient fausser les décisions d'investissement et évincer les investissements alternatifs. Vu qu'EDF est déjà active sur le marché britannique de la production d'énergie, l'aide pourrait fausser le fonctionnement des marchés en aval. Elle pourrait également entraîner des réductions des niveaux de liquidité sur le marché de gros.

7.10. CONCLUSION GÉNÉRALE SUR L'EXISTENCE D'UNE AIDE

- (342) La Commission conclut donc que le CEC, l'accord du secrétaire d'État et la garantie de crédit, en tant que mesures différentes relevant d'une même intervention de l'État, constituent une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE.

8. APPRÉCIATION DE LA MESURE AU REGARD DE L'ARTICLE 106, PARAGRAPHE 2, TFUE

- (343) La Commission a expliqué la façon dont elle entendait interpréter l'article 106, paragraphe 2, TFUE, lorsqu'elle apprécierait une mesure notifiée impliquant une aide d'État et l'exécution d'un SIEG, dans sa communication sur l'encadrement de l'Union européenne applicable aux aides d'État sous forme de compensations de service public (ci-après le «cadre SIEG») ⁽¹⁾. Elle a conclu, au considérant 315 ci-dessus, que la mesure notifiée n'impliquait pas l'exécution d'un véritable SIEG, alors qu'il s'agit là d'une condition essentielle à l'appréciation de la mesure au titre de l'article 106, paragraphe 2, TFUE. Par conséquent, elle ne juge pas nécessaire d'apprécier les autres exigences prévues dans le cadre SIEG pour conclure que la mesure notifiée ne peut être considérée comme compatible avec le marché intérieur sur la base des critères visés à l'article 106, paragraphe 2, TFUE.

9. APPRÉCIATION DE LA MESURE D'AIDE AU REGARD DE L'ARTICLE 107, PARAGRAPHE 3, POINT c), TFUE

- (344) À titre liminaire, la Commission note que les mesures impliquant une aide au fonctionnement sont en principe incompatibles en vertu de l'article 107, paragraphe 3, point c), TFUE ⁽²⁾. Toutefois, les mesures notifiées, et en particulier le CEC, équivalent à une aide à l'investissement, pour les raisons expliquées ci-après.
- (345) Ces mesures — et en particulier le CEC — doivent permettre à NNBG de s'engager à investir dans la construction de la centrale HPC. Le CEC prévoit effectivement un instrument de couverture des risques sous la forme d'un stabilisateur des prix, offrant une sécurité et une stabilité des revenus sur une période suffisamment longue pour permettre à NNBG d'investir les fonds considérables nécessaires à la construction.

⁽¹⁾ Communication de la Commission — Encadrement de l'Union européenne applicable aux aides d'État sous forme de compensations de service public (2012/C 8/03) (JO C 8 du 11.1.2012, p. 15).

⁽²⁾ Voir le premier paragraphe de la section 8.1 de la décision d'ouvrir la procédure.

- (346) En effet, la centrale HPC comporte des risques plus importants durant la phase de construction que durant la phase d'exploitation. La longue durée d'exploitation de HPC exige l'apport de mesures de soutien tenant compte de ce fait. Au vu de ce type de projet spécifique, la Commission est d'avis que la mesure d'aide correspond en réalité à l'apport d'une aide à l'investissement tenant compte des caractéristiques et du profil de risque du projet et, par conséquent, réduisant au minimum le montant d'aide nécessaire et les mesures supplémentaires indispensables pour attirer l'investissement. Du point de vue de la modélisation financière, la valeur actuelle nette des paiements au titre du PE peut être perçue comme équivalant à un paiement forfaitaire permettant à NNBG de couvrir les coûts de construction.
- (347) La Commission conclut donc que dans ce cas spécifique, compte tenu de la spécificité du projet, l'aide présente les caractéristiques d'une aide à l'investissement et sa compatibilité sera appréciée en conséquence. Les distorsions de la concurrence causées spécifiquement par l'aide seront évaluées dans la section 9.6.

9.1. COMPATIBILITÉ AVEC LA RÉGLEMENTATION DU MARCHÉ EXISTANTE

- (348) La Commission a examiné la question de savoir si les mesures sont compatibles avec les réglementations du marché intérieur existantes.
- (349) En particulier, certaines parties intéressées ont suggéré que l'aide pourrait enfreindre l'article 8 de la directive électricité. Certains répondants doutaient également que les mesures soient compatibles avec les règles de l'Union européenne en matière de passation de marchés publics ⁽¹⁾.
- (350) La Commission estime que les deux problèmes sont plus ou moins liés. Notamment, les règles de passation de marchés publics instituées dans les directives 2004/17/CE et 2004/18/CE ne sont pas applicables à la mesure en cause, car celle-ci n'implique aucun marché de fournitures, de travaux ou de services.
- (351) Ces directives s'appliquent à l'acquisition, au moyen d'un marché public, de travaux, de fournitures ou de services par un ou plusieurs pouvoirs adjudicateurs ou entités adjudicatrices auprès d'opérateurs économiques choisis par lesdits pouvoirs ou entités, que ces travaux, fournitures ou services aient ou non une finalité publique. Cela implique, entre autres, la conclusion d'un contrat induisant des engagements mutuellement contraignants, en vertu desquels l'exécution des travaux, fournitures ou services est soumise à des exigences spécifiques définies par le pouvoir adjudicateur ou l'entité adjudicatrice, lesquelles exigences ont force exécutoire.
- (352) Par contre, n'ont pas le statut de contrat certains actes établis par des États membres tels que les autorisations ou licences, par lesquels l'État membre ou un pouvoir public fixe les conditions d'exercice d'une activité économique, y compris la condition d'effectuer une opération donnée, délivrés normalement à la demande de l'opérateur économique et non sur l'initiative du pouvoir adjudicateur ou de l'entité adjudicatrice, lorsque l'opérateur économique conserve la liberté de renoncer à la fourniture de travaux ou de services.
- (353) De même, le simple financement d'une activité, notamment par le biais de subventions, auquel est fréquemment liée l'obligation de rembourser les montants perçus lorsqu'ils ne sont pas utilisés aux fins prévues, n'entre pas dans le champ d'application des directives susmentionnées.
- (354) Sur la base des informations disponibles, il n'est pas possible de conclure que le CEC concerne l'acquisition de travaux, services ou fournitures et a donc le statut de concession ou de contrat public.
- (355) Premièrement, le CEC n'établit aucune exigence spécifique concernant la fourniture, au pouvoir adjudicateur ou à des tiers, de tout type de services, biens ou travaux. Ces contrats ne prévoient généralement qu'un engagement général de NNBG à investir dans la centrale HPC, à la construire et à assurer son fonctionnement. En outre, comme expliqué au considérant 315 ci-dessus, la Commission considère que le service fourni ne peut être qualifié de service d'intérêt économique général.
- (356) Deuxièmement, ces contrats n'induisent aucun engagement mutuellement contraignant qui soit exécutoire devant un tribunal. Au contraire, ils ne contiennent que des délais pour la phase de construction des réacteurs nucléaires, au terme de chacun desquels NNBG risque de voir le contrat résilié (voir considérant 219 ci-dessus).
- (357) Troisièmement, le nombre d'opérateurs économiques pouvant conclure un CEC n'est pas déterminé, si ce n'est par le nombre limité de sites disponibles pour la construction de centrales nucléaires. Comme les autorités britanniques l'ont souligné, le système reste ouvert à toutes les parties intéressées potentielles.

⁽¹⁾ En particulier avec les règles établies dans les directives 2004/17/CE et 2004/18/CE.

(358) La Commission conclut donc que le CEC pour HPC fixe les conditions d'exercice de l'activité de production d'électricité par le biais de technologies nucléaires et n'a pas le statut de contrat public ou de procédure de passation de marché.

(359) Même si d'aucuns affirmaient que l'article 8 de la directive électricité s'applique à la mesure notifiée, la Commission considère que cette disposition n'est pas enfreinte.

Celle-ci n'exige pas le recours à une procédure d'appel d'offres, mais dispose que toute procédure équivalente en termes de transparence et de non-discrimination, sur la base de critères publiés, peut être utilisée. Le Royaume-Uni a lancé un appel public à manifestation d'intérêt afin d'identifier des investisseurs adéquats dans la production d'énergie nucléaire.

(360) Le ministère de l'énergie et du changement climatique a notamment publié un appel à manifestation d'intérêt à l'intention des investisseurs potentiels dans des projets présentant les caractéristiques requises, telles que décrites dans le document publié, en décembre 2011 ⁽¹⁾.

(361) Le cadre opérationnel pour les CEC et le projet de loi sur l'énergie ont ensuite été publiés le 29 novembre 2012 ⁽²⁾. Le premier fournissait des éclaircissements sur la façon dont le CEC devrait soutenir l'investissement dans la production d'électricité à faibles émissions de carbone. Il présentait des propositions sur la façon dont les promoteurs peuvent introduire une demande de CEC, les conditions auxquelles ces contrats seront conclus, ainsi que le cadre institutionnel sous-tendant ceux-ci.

(362) La seule entreprise de production d'énergie nucléaire qui a répondu à l'invitation et a présenté un projet de nouvelle capacité nucléaire suffisamment avancé pour être considéré admissible en vue de l'ouverture de discussions était NNBG, qui, par lettre datée du 22 mars 2012, a soumis ses critères d'admissibilité. L'admissibilité du projet a été confirmée dans la réponse du ministère de l'énergie et du changement climatique le 22 mai 2012.

(363) Le Royaume-Uni a confirmé, en juillet 2012, avoir eu des discussions avec d'autres promoteurs de projets de nouvelle capacité nucléaire que NNBG ⁽³⁾. Après approbation interne du gouvernement britannique, des négociations formelles ont été engagées avec NNBG le 15 février 2013 concernant les clauses potentielles d'un contrat d'investissement.

(364) La Commission conclut que la procédure de sélection retenue par le Royaume-Uni pour identifier un contractant adéquat pour des investissements dans une nouvelle capacité nucléaire dans le cadre d'un CEC reposait sur un cadre clair, transparent et non discriminatoire, qui peut être jugé équivalent à une procédure d'appel d'offres en termes de transparence et de non-discrimination.

(365) Par conséquent, il n'est pas nécessaire d'établir si une violation potentielle de réglementations du marché intérieur rendrait l'aide incompatible.

9.2. OBJECTIFS D'INTÉRÊT COMMUN

(366) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a remis en cause trois des objectifs communs avancés par le Royaume-Uni, à savoir la diversification, la sécurité d'approvisionnement et la décarbonisation.

(367) Elle a reconnu que la sécurité d'approvisionnement peut être qualifiée d'objectif commun, mais n'était pas certaine que dans ce cas spécifique, la mesure d'aide contribuerait à résoudre le problème étant donné l'inadéquation entre l'insuffisance de la demande escomptée et le moment où HPC serait opérationnelle. Par ailleurs, elle n'était pas certaine que les technologies alternatives puissent combler le besoin de nouvelles capacités énergétiques.

(368) Enfin, elle estimait que la diversification était un aspect important de la sécurité d'approvisionnement, mais pas un aspect qui puisse être reconnu en tant qu'objectif d'intérêt commun à part entière.

(369) Elle a toutefois admis que la mesure était compatible avec le traité Euratom.

⁽¹⁾ DECC, «Planning our electric future», décembre 2011. Voir en particulier l'annexe B. Disponible à l'adresse suivante: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48253/3884-planning-electric-future-technical-update.pdf

⁽²⁾ DECC, «Annex A: Feed-in Tariff with Contracts for Difference: Operational Framework», 29 novembre 2012. Documents consultables aux adresses suivantes: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/66554/7077-electricity-market-reform-annex-a.pdf et <http://services.parliament.uk/bills/2012-13/energy.html>

⁽³⁾ Voir le document disponible à l'adresse suivante: <https://www.gov.uk/government/publications/purchase-of-horizon-nuclear-power-meetings-between-ond-and-hitachi-ltd-foi-request-12-1718>

- (370) Comme l'a reconnu la Commission dans des décisions précédentes ⁽¹⁾, le traité Euratom vise à créer les «conditions de développement d'une puissante industrie nucléaire, source de vastes disponibilités d'énergie». Cet objectif est répété à l'article 1^{er} du traité Euratom, qui dispose que «la Communauté a pour mission de contribuer, par l'établissement des conditions nécessaires à la formation et à la croissance rapides des industries nucléaires, à l'élévation du niveau de vie dans les États membres».
- (371) Sur cette base, le traité Euratom institue la Communauté européenne de l'énergie atomique, en précisant les instruments nécessaires et en fixant les responsabilités en vue d'atteindre ces objectifs. La Commission doit veiller à ce que les dispositions du traité soient appliquées.
- (372) L'article 2, point c), du traité dispose que les États membres «facilitent les investissements et assurent, notamment en encourageant les initiatives des entreprises, la réalisation des installations fondamentales nécessaires au développement de l'énergie nucléaire dans la Communauté». L'article 40 prévoit que la Commission publie périodiquement des programmes de caractère indicatif, portant notamment sur des objectifs de production, afin de stimuler l'investissement.
- (373) À la lumière de l'appréciation de la Commission, la mesure contribue à la sécurité d'approvisionnement à long terme, notamment si l'on se fie aux prévisions en termes de capacités et au rôle que l'approvisionnement de HPC jouera lorsqu'elle sera mise en service.
- (374) La Commission conclut dès lors que les mesures d'aide visant à promouvoir l'énergie nucléaire poursuivent un objectif d'intérêt commun et peuvent dans le même temps contribuer à la réalisation des objectifs de diversification et de sécurité de l'approvisionnement.

9.3. DÉFAILLANCES DU MARCHÉ ET BESOIN D'UNE INTERVENTION DE L'ÉTAT

- (375) Dans sa décision d'ouvrir la décision, la Commission a contesté que l'énergie nucléaire pâtisse nécessairement d'une défaillance du marché.
- (376) Elle a notamment fait référence à l'existence d'autres instruments en faveur de la décarbonisation (tels que le SCEQE) et à la viabilité commerciale apparente de l'énergie nucléaire. Elle a aussi mentionné que s'il existait une défaillance du marché, elle pourrait concerner les obstacles au relèvement du niveau de fonds nécessaire en raison des coûts considérables impliqués, qui sembleraient adéquatement couverts par la mise en place d'une garantie de crédit sans que d'autres instruments ne soient nécessaires.
- (377) La Commission a apprécié la question des éventuelles défaillances du marché sur la base des éléments de preuve fournis par les répondants et d'une analyse économique approfondie ⁽²⁾.
- (378) Les allégations du Royaume-Uni selon lesquelles une défaillance du marché résiduelle existe dans les émissions de carbone à long terme, étant donné l'absence de signal de prix à long terme pour le carbone et de cadre réglementaire suffisamment précis et stable pour les réductions d'émission de carbone à long terme, ne sont pas dénuées de fondement. Cet argument justifie une intervention de l'État pour promouvoir la production d'énergie à faible émission de carbone, dont l'énergie nucléaire.
- (379) En outre, les arguments tendant à démontrer que le prix de la sécurité de l'approvisionnement en électricité n'est pas fixé à un niveau adéquat et les décisions d'investissement privé dans la production d'électricité pourraient rester en-deçà de l'optimum social semblent fondés.
- (380) Cependant, ces deux défaillances potentielles ne semblent pas justifier un investissement spécifiquement dans la production d'énergie nucléaire, mais de façon plus générale un investissement dans la production d'énergie à faible émission de carbone et dans les solutions d'internalisation de l'externalité positive de la disponibilité d'électricité. Cette dernière défaillance est traitée spécifiquement par la création d'un mécanisme de capacité. La Commission a approuvé la mesure britannique relative à un marché de capacité dans sa décision du 23 juillet 2014 ⁽³⁾.
- (381) Il existe cependant deux défaillances du marché qui sont davantage pertinentes pour l'énergie nucléaire en particulier.

⁽¹⁾ Voir par exemple la décision 2005/407/CE de la Commission du 22 septembre 2004 relative à l'aide d'État que le Royaume-Uni envisage d'instituer en faveur de British Energy plc (JO L 142 du 6.6.2005, p. 26).

⁽²⁾ La situation particulière rencontrée actuellement dans le secteur de l'électricité britannique est décrite à la section 2.1 de la décision d'ouvrir la procédure.

⁽³⁾ Voir le communiqué de presse à l'adresse suivante: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-865_fr.htm

- (382) Premièrement, l'investissement dans le nucléaire est sujet à des risques significatifs vu la combinaison de la mise de fonds initiale élevée, des délais de construction importants et de la longue période d'exploitation pour recouvrer les coûts d'investissement. L'absence d'instruments financiers de marché et d'autres types de contrats pour couvrir ces risques substantiels constitue une défaillance du marché propre à quelques technologies, dont l'énergie nucléaire. Les instruments actuellement disponibles sur le marché ne prévoient pas de délais supérieurs à 10 ou 15 ans, que ce soit sous la forme de contrats à long terme ou d'instruments de couverture des risques.
- (383) En particulier, la production d'énergie nucléaire est caractérisée par des cycles de vie extrêmement longs et complexes, à la différence de la plupart des autres infrastructures énergétiques, voire de la plupart des autres investissements en infrastructure en général. La construction d'une centrale nucléaire dure normalement 8 à 10 ans, les coûts devant être pris en charge avant la génération de tout revenu et les risques n'étant assumés que par l'investisseur. La durée d'exploitation de 60 ans est caractérisée par une génération de revenus, mais ceux-ci sont basés sur une évolution incertaine des prix de gros. La période de déclassement qui s'ensuit peut durer 40 ans, des fonds devant être mis de côté pour la fermeture de l'installation. Enfin, le stockage et le traitement des déchets nucléaires fortement radioactifs sont généralement effectués sur site avant le transfert des déchets vers un site de stockage, où ils sont normalement stockés pendant des milliers d'années.
- (384) Deuxièmement, il existe un risque de «blocage» (essentiellement politique) une fois que l'investissement est réalisé et que l'investisseur se trouve en position de faiblesse pour négocier. Compte tenu de la nature controversée de la technologie nucléaire, des gouvernements successifs peuvent adopter différentes positions sur l'attrait d'une telle technologie, ce qui peut engendrer des incertitudes pour les investisseurs privés. La Commission n'est pas convaincue que ce problème puisse être qualifié de défaillance du marché, mais reconnaît qu'il peut entraver l'investissement dans de nouvelles capacités nucléaires, en particulier du fait des longs délais nécessaires pour construire, exploiter et déclasser des centrales nucléaires.
- (385) Ces aspects sont propres à la technologie nucléaire. Même si toutes les technologies peuvent en principe être affectées par un «blocage» politique, les projets nucléaires en souffrent généralement davantage étant donné les délais plus longs et les investissements plus lourds. De plus, l'impossibilité de répartir adéquatement les risques découlant d'investissements élevés grâce aux instruments du marché a des incidences beaucoup plus importantes sur le nucléaire que sur les autres technologies.
- (386) La Commission a également examiné la question de savoir s'il était possible d'attirer des investissements dans de nouvelles capacités nucléaires en l'absence d'aide. Les travaux de modélisation entrepris se basaient sur des scénarios contrefactuels très variés, comportant différentes hypothèses sur les prix des combustibles fossiles et le paysage politique susceptible de prédominer en l'absence de CEC pour la production de nouvelles capacités nucléaires ⁽¹⁾. Si le Royaume-Uni maintient que la modélisation en soi, et en particulier sur un aussi long terme, ne peut que fournir des indications utiles fondées sur la simplification nécessaire des dynamiques du monde réel, la Commission estime que ces travaux peuvent étayer sa vision sur des aspects clés de l'évaluation.
- (387) Dans un scénario où le CEC peut être utilisé pour les technologies des énergies renouvelables et faisant intervenir un mécanisme de capture et de stockage du carbone, mais non pour les technologies nucléaires, l'investissement privé dans de nouvelles capacités nucléaires ne deviendrait économiquement avantageux dans le modèle qu'en 2046. Dans un scénario ne prévoyant le déploiement d'aucun CEC et la mise en place du marché de capacité, et basé sur les hypothèses centrales du ministère de l'énergie et du changement climatique concernant les prix des combustibles fossiles, les initiatives d'investissement privé dans de nouvelles capacités nucléaires ne se présenteraient qu'en 2037. En cas de prix élevés des combustibles fossiles, les décisions d'investissement dans de nouvelles capacités nucléaires sont adoptées en 2032, tandis qu'en cas de prix faibles des combustibles fossiles et de prix stables du carbone, elles ne sont pas adoptées avant le terme de la période de modélisation en 2049.
- (388) Huit autres scénarios ont été modélisés et chacun a ensuite été modifié pour en obtenir jusqu'à huit variantes. Une synthèse des principaux résultats d'une sélection de scénarios est consultable au tableau 9 de l'annexe.
- (389) La principale conclusion à tirer des travaux de modélisation est qu'il existe une grande incertitude concernant la question de savoir si des investissements privés en faveur de nouvelles capacités nucléaires auraient lieu en l'absence d'aide d'État, avec des dates comprises entre le début des années 2030 et 2049. Par ailleurs, il apparaît que la conclusion de CEC pour de nouvelles capacités nucléaires améliore le bien-être de la société en général et des consommateurs en particulier, sauf en cas de non-respect des objectifs de décarbonisation et de prix bas pour les combustibles fossiles.

⁽¹⁾ La Commission a demandé au ministère de l'énergie et du changement climatique de réaliser des analyses de sensibilité à l'aide de son modèle de prévision et a soigneusement évalué les postulats et résultats pour chacun des scénarios. Le modèle de distribution dynamique du ministère est un modèle de marché énergétique intégré couvrant le marché de l'énergie de la Grande-Bretagne à moyen et long terme. Il simule une distribution de l'électricité par les producteurs d'énergie britanniques et les décisions d'investissement dans les capacités de production entre 2010 et 2049, sur la base de l'estimation de l'offre et de la demande d'électricité par demi-heure. Les décisions d'investissement sont fondées sur des prévisions de revenus et de flux de trésorerie tenant compte des incidences politiques et des évolutions de la combinaison énergétique. Ce modèle permet donc une analyse comparative de l'impact des différentes décisions politiques sur la production, la capacité, les coûts, les prix, la sécurité de l'approvisionnement et les émissions de carbone.

- (390) L'analyse effectuée par la Commission confirme le degré élevé d'incertitude quant à la réalisation d'investissements du marché dans de nouvelles capacités nucléaires dans un délai réaliste. Bien que les éléments de preuve apportés et l'analyse réalisée ne soient pas concluants, ils indiquent de façon raisonnablement fiable, et dans les limites inévitables de prévisions à aussi long terme, que les investissements purement commerciaux dans de nouvelles capacités nucléaires n'auraient pas lieu à temps pour faire face aux besoins en politique énergétique actuels du Royaume-Uni en l'absence d'aide d'État.
- (391) En outre, les mécanismes alternatifs sont insuffisants pour attirer cet investissement. Ni le prix plancher du carbone ni le marché de capacité ne suffisent à générer des investissements dans l'énergie nucléaire. Les exploitants d'installations nucléaires ne peuvent notamment participer au marché de capacité que lorsqu'ils renoncent aux autres formes de soutien, dont un CEC ou une garantie de crédit, et le marché de capacité prévoit un délai trop court pour assurer l'investissement dans l'énergie nucléaire. Le prix plancher du carbone n'offre pas suffisamment de certitudes concernant les futurs prix de gros pour permettre la réalisation d'investissements de la taille et de la durée requises pour de nouvelles capacités nucléaires. Sur la base des travaux de modélisation entrepris, les autres formes de soutien ne suffiraient pas à garantir l'investissement dans la nouvelle capacité nucléaire dans un délai réaliste et dans la mesure requise par le Royaume-Uni. Aucune des mesures de soutien n'élimine le degré élevé d'incertitude concernant les prix de gros ni ne pallie l'absence de possibilité de couvrir et conclure des accords à long terme.
- (392) Pour les raisons susmentionnées, et dans la mesure où les investissements dans de nouvelles capacités nucléaires visent à atteindre l'objectif d'intérêt européen commun énoncé à la section 9.2 ci-dessus, la Commission conclut que les mesures d'aide d'État proposées sont nécessaires, sur la base de ce type spécifique d'investissement ainsi que de l'état et du fonctionnement des marchés financiers constatés au Royaume-Uni au moment de la présente décision.

9.4. INSTRUMENTS ADÉQUATS ET EFFET INCITATIF

- (393) Dans sa décision d'ouvrir la procédure, la Commission s'est demandé si le CEC pouvait être considéré comme un instrument adéquat pour l'octroi d'une aide d'État, étant donné qu'il supprime le signal de prix et altère l'organisation actuelle du marché, en vertu de laquelle la production d'électricité est un marché compétitif et l'investissement a lieu sur la base des revenus escomptés de la vente d'électricité au niveau du commerce de gros.
- (394) Elle a aussi remis en cause la durée de la mesure, et le fait qu'elle garantit les revenus dans une mesure qui élimine le risque en matière de prix — avantage encore renforcé par le déploiement du CEC en combinaison avec une garantie de crédit. Enfin, elle a soulevé des doutes quant à l'absence de processus d'appel d'offres ouvert et transparent, en violation, notamment, du principe de neutralité technologique par la tenue de négociations privées entre le Royaume-Uni et EDF sur un projet reposant sur une technologie spécifique.
- (395) Les arguments du Royaume-Uni en faveur du CEC sont liés aux principales défaillances du marché visées dans la section 9.3 ci-dessus, essentiellement l'incapacité des investisseurs privés à partager efficacement, ou transférer, les risques en matière de volatilité des prix en raison de marchés de transfert de risque incomplets dans les circonstances actuelles.
- (396) En présence de telles défaillances à long terme des marchés de capitaux, une garantie de crédit ne suffirait pas, en soi, à attirer l'investissement dans une nouvelle installation nucléaire car elle ne répond qu'au besoin d'obtenir un financement par emprunts pour le projet, mais ne traite pas les problèmes spécifiquement liés à l'énergie nucléaire, par exemple les risques spécifiques à la construction et au cycle de vie complexe de ladite installation. La garantie de crédit permet à l'investisseur d'emprunter, tandis que le CEC lui permet d'engager des fonds propres dans le projet. De surcroît, son existence même repose sur celle du CEC et lui est intrinsèquement liée vu que la notation du projet tient compte de l'existence du CEC. Seuls les revenus garantis au titre du CEC pourraient compenser le profil de risque à long terme du projet.
- (397) La Commission a déjà reconnu, dans sa décision du 23 juillet 2014, que les CEC pouvaient être un instrument approprié pour promouvoir les technologies à faible émission de carbone, et en particulier les énergies renouvelables ⁽¹⁾.
- (398) Le CEC répond ouvertement au besoin d'assurer la stabilité des prix et la prévisibilité des taux de rendement des fonds propres et du projet, qui revêtent une importance particulière pour les investissements de cette ampleur et de cette durée et sont dès lors essentiels pour permettre l'investissement. À ce titre, il remédie aux principales défaillances du marché identifiées ci-avant.

⁽¹⁾ Voir le communiqué de presse à l'adresse suivante: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-866_fr.htm

- (399) Les clauses supplémentaires spécifiques au CEC en faveur de HPC et à l'accord du secrétaire d'État, en particulier les compensations accordées en cas de formes politiques ou législatives de pénalisation discriminatoire des technologies nucléaires, éliminent les risques supplémentaires pouvant être attribués spécifiquement à l'énergie nucléaire, c'est-à-dire le risque de blocage des investissements en raison de modifications du cadre législatif, par exemple pour des motifs d'ordre politique.
- (400) Compte tenu de l'objectif des mesures d'aide, à savoir attirer l'investissement dans l'énergie nucléaire, la Commission estime qu'un appel d'offres ouvert autorisant la participation d'autres technologies de production d'électricité n'aurait pas été approprié, au vu du délai requis par le Royaume-Uni.
- (401) À la suite de l'appel ouvert à manifestation d'intérêt lancé par ce dernier, seule EDF a soumis une proposition d'investissement. Le Royaume-Uni a fourni des éléments de preuve ⁽¹⁾ indiquant qu'aucun autre projet n'était prêt à rivaliser avec HPC au moment des négociations avec EDF. Compte tenu des spécificités de la technologie nucléaire, les coûts de prémise en service sont substantiels et un nombre limité d'opérateurs possèdent les connaissances et la solidité financière nécessaires pour réaliser des investissements de l'ampleur requise pour HPC. Le Royaume-Uni a expliqué qu'il aurait préféré qu'il y ait concurrence entre les soumissionnaires, mais qu'il n'a reçu aucune autre offre pour la nouvelle installation nucléaire.
- (402) La Commission reconnaît que la situation de l'énergie nucléaire est différente de celle des autres technologies en termes d'exigences à remplir par les investisseurs. Il n'existe tout simplement aucun projet comparable à celui d'une centrale nucléaire s'agissant de la durée et de l'ampleur de l'investissement. Le projet HPC est très particulier. Il s'agit d'un projet d'infrastructure d'une ampleur pratiquement sans précédent, que ce soit dans le domaine de l'énergie ou dans tout autre secteur. Par conséquent, la Commission admet qu'une procédure d'appel d'offres en l'espèce n'aurait pas produit de résultats significatifs au vu des contraintes liées au projet.
- (403) Elle est également d'avis que le CEC pour l'investissement dans la nouvelle capacité nucléaire ne désavantage pas excessivement les autres technologies et ne favorise pas la nouvelle installation nucléaire par rapport aux autres technologies. En effet, les autres technologies peuvent être soutenues de façon similaire par des CEC, par le biais du même type d'instrument, à l'exception des ajustements qui peuvent être considérés nécessaires pour tenir compte des différences entre les technologies (par exemple les accords du secrétaire d'État ou les révisions des coûts d'exploitation).
- (404) En outre, la nature intermittente de nombreuses technologies des énergies renouvelables ne leur permet pas de constituer une alternative acceptable à une technologie productrice d'électricité de base comme l'énergie nucléaire. Comme expliqué au considérant 199 ci-dessus, le remplacement de la capacité qui devrait être assurée par le projet HPC correspond à 14 GW d'énergie éolienne sur terre ou 11 GW d'énergie éolienne en mer, qu'il n'est pas réaliste d'espérer produire dans le même délai.
- (405) Par ailleurs, le CEC en faveur de la nouvelle installation nucléaire ne désavantage pas les centrales nucléaires existantes, qui n'ont pas besoin d'incitants à la construction et qui ont été construites dans des circonstances différentes de celles qui prévalent aujourd'hui, c'est-à-dire avant la libéralisation du marché.
- (406) Dans les limites du projet et de l'affaire en cause en l'espèce, la Commission conclut que le CEC, combiné à la garantie de crédit et à l'accord du secrétaire d'État, tels qu'ils sont structurés dans les mesures notifiées, constitue un instrument approprié pour l'octroi d'une aide et offre des effets incitatifs suffisants au bénéficiaire.

9.5. PROPORTIONNALITÉ

- (407) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission s'est demandé si le taux de rendement était proportionné, compte tenu de la combinaison du CEC et de la garantie de crédit ainsi que d'autres éléments d'atténuation des risques prévus dans la mesure, qui semble compatible avec des taux de rendement substantiellement plus faibles que ceux garantis à NNBG en raison de l'existence d'un risque plus faible. En particulier, de par sa nature, le CEC élimine essentiellement les risques liés aux prix du marché, tandis que la mesure vise à protéger l'investisseur contre divers événements en lui offrant une compensation.
- (408) La décision d'ouvrir la procédure émet également des doutes quant au taux de rendement potentiellement élevé et à la possibilité qu'a le bénéficiaire de réaliser des bénéfices inattendus si les hypothèses se révèlent fausses.
- (409) La mesure envisagée par le Royaume-Uni suscite trois grands types de préoccupations en rapport avec la proportionnalité, qui sont pertinentes aux fins de l'appréciation réalisée par la Commission.

⁽¹⁾ Il a notamment prévu l'appel à manifestation d'intérêt dans le contrat d'investissement, qui était ouvert à tous les investisseurs potentiels, mais auquel seule EDF a répondu.

- (410) Premièrement, le taux de rendement envisagé a été jugé trop élevé pour pouvoir exclure un risque de surcompensation, compte tenu de la combinaison du CEC et de la garantie notifiés. Notamment, lorsque la centrale sera construite, elle devrait être exploitée efficacement en tant qu'actif réglementé pendant toute la durée du CEC, avec un flux de revenus relativement stable.
- (411) Deuxièmement, le CEC déconnecte le taux de rendement du montant de l'aide. Le PE peut être fixé à un niveau permettant à NNBG de couvrir les coûts et de réaliser un bénéfice raisonnable, mais il ne détermine pas le montant de l'aide qui sera à terme déboursé et qui dépend aussi des prix de gros. Il en résulte que le critère utilisé pour établir l'existence d'une surcompensation est à considérer comme portant sur le taux de rendement, et non comme faisant référence au niveau absolu de l'aide.
- (412) Troisièmement, il n'est pas certain que les éventuels gains dépassant le niveau escompté réalisés après la construction bénéficieront aux consommateurs, en réduisant le taux de rendement au minimum requis et en optimisant le bien-être général.
- (413) Les sections ci-après aborderont ces points en ce qui concerne la garantie de crédit et le CEC, ainsi que le taux de rendement, avant de tirer des conclusions finales sur l'ensemble des mesures à l'examen.

9.5.1. Garantie de crédit

- (414) Les obligations à émettre par l'émetteur seront soutenues par la garantie de crédit tel que décrit à la section 2.2 ci-dessus.
- (415) La Commission a apprécié la méthode de la garantie de crédit initialement utilisée par l'IUK. Selon cette méthode, la commission de garantie correspondrait à la moyenne de trois indicateurs au moment de la clôture commerciale pour le financement global, mais serait soumise à un minimum de 225 points de base. Le Royaume-Uni a déclaré qu'à la clôture du 21 août 2014, le taux de la commission de la garantie de crédit aurait été fixé à 250 points de base (moyenne de 263, 243 et 245) ⁽¹⁾.
- (416) En l'absence de taux du marché directement observés pour des garanties de crédit (suffisantes) couvrant des types de risque similaires, il convient de recourir à des approches alternatives pour établir un taux de commission de garantie aux conditions du marché. Une première approche est le modèle des pertes attendues. Elle lie le plan d'exploitation de la société à sa structure financière dans différents scénarios résultant en un risque de défaut. Alternativement, la garantie peut être comparée aux prix sur le marché d'instruments comparables comportant des risques de crédit similaires.
- (417) À la lumière des observations du Royaume-Uni et de sa propre analyse, la Commission a établi qu'il y avait tout lieu de penser que le taux de commission de garantie minimal initialement proposé (225 points de base) et le taux fixé au 26 août 2014 (250 points de base) étaient en-deçà des taux du marché. Cette conclusion était fondée sur deux axes de recherche: premièrement, les méthodologies utilisées pour déterminer la commission, et deuxièmement, la notation proposée par le Royaume-Uni pour le mécanisme de garantie.

9.5.1.1. Les méthodologies utilisées pour déterminer le taux de la commission de garantie

- (418) En l'absence de prix du marché pour des instruments similaires, deux approches ont été présentées à la Commission pour évaluer le taux de la commission de garantie.
- (419) La première fait appel à un point de référence pour la fixation des taux et est exposée en détail dans les réponses du HM Treasury du 26 août, du 5 septembre, du 12 septembre et du 19 septembre 2014. Le point de départ de l'analyse est la note de crédit, avec une notation équivalente à BB+/Ba1 durant la période de construction. L'IUK est d'avis que les garanties de la dette incorporées dans les accords de financement du projet HPC devraient permettre d'obtenir une notation équivalente à BB+/Ba1 pendant cette période ⁽²⁾.
- (420) Selon l'annexe B (informations sur les points de référence), qui offre un aperçu de chaque série de points de référence, le taux de commission varie de 243 points de base (sur la base de points de référence relatifs aux obligations de sociétés) à 263 points de base (sur la base de prêts bancaires pour le financement de projets).

⁽¹⁾ Voir les observations du HM Treasury du 5 septembre 2014.

⁽²⁾ Le HM Treasury définit notamment trois séries de points de référence: les récents prêts bancaires pour le financement de projets avec recours limité (énergie à faible émission de carbone); les écarts de taux sur les obligations de sociétés (notés BB+) au 21 août 2014; et les contrats d'échange sur défaut de crédit moyens sur dix ans notés iTraxx Europe XOver (notés BB+).

- (421) L'IUK a également présenté les marges moyennes sur contrats d'échange sur défaut de crédit de sept entités notées BB+ incluses dans l'indice iTraxx Europe XOver (échéance de 10 ans) ⁽¹⁾, lequel comprend soixante composants qui doivent être notés *investment grade* mais incluent des entités dont la notation varie de BBB (avec des perspectives négatives) à CCC. La marge moyenne des sept entités notées BB+ a été estimée à environ 250 points de base à la date où l'information a été présentée à la Commission. L'IUK a estimé que cela confirmait que le taux de la commission de garantie serait de 250 points de base s'il avait été calculé à cette date.
- (422) Toutefois, il n'est pas certain que ces indices puissent être totalement considérés comme des points de référence pour la garantie de crédit en faveur de HPC. Si l'indice iTraxx Europe XOver peut être utilisé comme point de départ pour établir un taux de commission de garantie pour HPC, les sociétés sélectionnées pour l'indice ne sont que les «meilleures» sociétés en catégorie spéculative, l'échéance de l'indice est de 10 ans et est donc incompatible avec l'installation HPC, et il existe un large éventail de marges sur les contrats d'échange sur défaut de crédit, dénotant des différences en termes de qualité de crédit.
- (423) La Commission n'était dès lors pas pleinement convaincue par l'évaluation de l'IUK, en raison du nombre limité de points de référence pour le financement de projet et du fait que les critères de sélection mettaient en doute l'analyse des points de référence. Le Tableau 16 à l'annexe B offre un aperçu des points de référence pour le financement de projet.
- (424) La deuxième approche est le modèle des pertes attendues. Ce modèle à part entière établit un lien entre le modèle économique et la structure financière dans le cadre de différents scénarios et déduit des probabilités de défaut et les taux de recouvrement correspondants pour chaque année du projet, les probabilités de défaut reflétant le risque que la société ne soit pas en mesure de rembourser ses dettes ou les intérêts y afférents. Cependant, ce n'est pas ce qui a été réalisé pour ce projet. Le modèle présente la valeur actuelle nette de la garantie dans le cadre de ce qui est considéré comme un scénario punitif ⁽²⁾.
- (425) Si l'on se fonde sur un taux de commission de garantie de 250 points de base et les hypothèses de base susmentionnées, le modèle de référence établi suivant l'approche des pertes attendues affiche une valeur actuelle nette positive de la garantie.
- (426) La Commission n'était pas non plus pleinement convaincue par les résultats de cette seconde approche. En particulier, le modèle ne lie pas le modèle commercial à des probabilités de défaut. Au contraire, les probabilités de défaut sont imposées et utilisées comme base pour calculer la valeur actuelle nette.
- (427) En conséquence, la Commission a estimé que ces méthodes pouvaient être employées pour expliquer son évaluation, mais ne pouvaient pas totalement justifier le taux de commission proposé de 250 points de base.

9.5.1.2. Incertitude sur la notation interne BB+/Ba1

- (428) Les deux approches exposées ci-dessus sont nécessaires pour déterminer tant la commission que la note de crédit du mécanisme. Les notations peuvent être utilisées pour comparer différents paramètres d'instruments financiers, y compris leur niveau de risque et, de manière primordiale, leurs prix.
- (429) L'IUK estime qu'une notation équivalente à BB+/Ba1 peut être réalisée pour ce projet. La notation indiquée n'est ni une notation externe ni une note fondée sur un rapport de crédit.
- (430) Toutefois, la Commission a estimé que la notation BB+ ne pouvait être prise que comme point de référence, en raison des incertitudes entourant la notation d'une facilité aussi complexe.

⁽¹⁾ Observations de l'IUK du 26 août 2014.

⁽²⁾ Le scénario punitif émet notamment les hypothèses suivantes en termes de probabilités de défaut et de taux de recouvrement annuels:

- la perte en cas de défaut pour les années 1 à 6 est nulle étant donné que, si la condition de référence n'est pas satisfaite au plus tard en décembre 2020, un remboursement total de la dette a lieu, avec un taux de recouvrement de 100 %,
- aucun défaut n'est escompté au cours des années 7 à 10 étant donné qu'il n'existe pas d'obligation de remboursement du principal et que tous les intérêts accumulés pendant la phase de construction (y compris les commissions de garantie) seront couverts soit par les capitaux de base, soit par les capitaux de base et/ou conditionnels,
- phase de construction sur quatorze ans (dont un retard de quatre ans) et phase d'exploitation sur trente ans,
- probabilité de défaut cumulée de 10 % durant le retard de construction de quatre ans (0 % au cours des années 11 et 12 et 5 % au cours des années 13 et 14) et perte en cas de défaut de 100 %,
- probabilité de défaut de 5,6 % pour chaque année d'exploitation. Ce taux est présumé constant afin de l'aligner sur les taux moyens pour les projets énergétiques non américains.

- (431) L'une des principales incertitudes tient au fait que le projet est soumis à un important risque de taux d'intérêt. Étant donné que les obligations seront émises au cours des sept premières années de la phase de construction, il existe une incertitude significative concernant le taux des titres lors de l'émission ⁽¹⁾. Les rendements des obligations (titres) du gouvernement du Royaume-Uni pour des échéances de 10, 20 et 30 ans affichent des niveaux historiquement bas (voir graphique 1 de l'annexe B). Les projections des taux des titres de la Banque d'Angleterre (les courbes de taux à terme) indiquent une augmentation des taux de titres escomptés.
- (432) Une deuxième incertitude résulte des différentes échéances potentielles des obligations liées à HPC, par opposition aux points de référence prévus. Plus particulièrement, il est prévu que la durée de vie moyenne pondérée concernant l'échéance de la dette garantie soit de 27,4 ans, avec des échéances obligataires allant de 8 à 41 ans. La garantie du Royaume-Uni sera en place jusqu'à l'échéance finale, qui va jusqu'à 41 ans à compter de la clôture financière. L'analyse de référence, cependant, se concentre sur des instruments dont les échéances vont jusqu'à 10 à 15 ans, essentiellement en raison de la disponibilité des références de prix jusqu'à ce point. L'IUK a été avisée par les souscripteurs d'obligations que la courbe des spreads est plate et souvent inversée entre les échéances de 10 et 30 ans.
- (433) La Commission n'a dès lors pas admis que la notation proposée par l'IUK soit suffisamment soutenue par les éléments de preuve. La Commission a décidé de ne prendre la notation proposée que comme point de référence, ce qui a de nouveau amené à la conclusion que la commission proposée de 250 points de base telle que notifiée initialement ne pouvait être complètement justifiée.

9.5.2. Le niveau du PE et le taux de rendement résultant

- (434) Comme discuté dans la décision d'ouvrir la procédure, la version notifiée du modèle financier (version 5.1) a indiqué un taux de rendement du projet de [9,75 à 10,25] pour cent en termes nominaux après impôts, basé sur un PE de 92,50 GBP par MWh. Ce prix aurait été réduit de 3 GBP par MWh (ou d'une somme forfaitaire avec une valeur équivalente en termes de VAN) si une décision de construire par la suite une nouvelle centrale nucléaire à Sizewell C avait été convenue, au motif qu'EDF aurait pu partager, entre les deux centrales, les coûts exposés faute de modèle antérieur (en particulier en matière de conception et d'ingénierie) pour les réacteurs EPR.
- (435) Le Royaume-Uni a constamment fait valoir qu'un taux de rendement cible pour NNBG d'environ 10 pour cent (après impôts, nominal) serait raisonnable, y compris par une comparaison des taux pour les projets d'énergie éolienne en mer et d'autres comparateurs.
- (436) Au cours de l'enquête de la Commission, plusieurs mises à jour successives du modèle financier ont été soumises, tenant compte de l'actualisation des hypothèses de modélisation et de la structure de financement prévue du projet.

9.5.2.1. L'analyse du modèle financier et des scénarios

- (437) Le Royaume-Uni a examiné le modèle financier d'EDF et s'est fondé sur ce modèle pour déterminer le taux de rendement du projet. La Commission a examiné le modèle financier et a procédé à des contrôles de sensibilité approfondis afin d'en déduire les données financières essentielles pour le projet HPC.
- (438) Afin d'établir que le taux de rendement de [9,75 à 10,25] pour cent (après impôts, nominal) n'était pas excessif, le Royaume-Uni a soumis un rapport de consultant préparé par KPMG examinant cinq méthodes pour évaluer le niveau de rendement approprié pour NNBG en ce qui concerne HPC. Ces méthodes et la série de rendements dérivée correspondante sont résumées dans le tableau 4 de l'annexe A.
- (439) Le rapport présentait des taux de rendement nominaux après impôts dans une fourchette allant de 6 pour cent à 14,5 pour cent. Le Royaume-Uni a fait valoir que le taux de rendement initialement estimé du projet — de [9,75 à 10,25] pour cent — était un niveau raisonnable dans cette fourchette.
- (440) La Commission a exprimé trois réserves principales concernant l'analyse présentée par le Royaume-Uni et ses conseillers concernant le taux de rendement admissible ⁽²⁾.

⁽¹⁾ Comme indiqué dans les réponses du HM Treasury du 19 septembre 2014, la probabilité d'une augmentation de 1,5 pour cent associée à des échéances obligataires de 20 à 30 ans est d'environ 17 à 20 pour cent. Comme indiqué dans les réponses du HM Treasury du 12 septembre 2014 (annexe B — analyse de sensibilité de l'IUK), une augmentation de la courbe des titres de 1,5 pour cent pendant la période d'émission des obligations (*ceteris paribus*) fera appel à des fonds propres pour [...] milliards de GBP (version du modèle 19.7).

⁽²⁾ Ces réserves sont résumées dans le courrier électronique envoyé par la DG COMP au ministère de l'énergie et du changement climatique du Royaume-Uni le 9 septembre 2014, à 15 h 43, «CEC pour HPC — Note sur le taux de rendement».

- (441) Premièrement, la méthodologie de KPMG semblait largement ignorer la différence significative entre les risques dans les phases de construction et opérationnelle du projet. Deuxièmement, la Commission a demandé dans quelle mesure les points de référence proposés étaient comparables au projet HPC en termes de niveau de risque et de structure, de taux d'endettement et de mesures de soutien telles que les garanties et autres mesures. Troisièmement, la Commission a exprimé des doutes concernant la commission de garantie de crédit fixée aux conditions du marché. Une commission de garantie inférieure aux niveaux du marché aurait une incidence sur le coût de la dette du projet ainsi que sur la validité des comparaisons avec diverses références en matière de taux de rendement, dans la mesure où ces références sont fondées sur le coût non subventionné de la dette.
- (442) La Commission a dès lors procédé à diverses vérifications de la sensibilité en s'appuyant sur une mise à jour ultérieure du modèle financier (version 9.8) ⁽¹⁾.
- (443) Étant donné que la majeure partie du risque semble se rapporter à la phase de construction, la Commission a étudié des scénarios dans lesquels ces risques sont pris en compte en modifiant les flux de trésorerie nominaux du projet (après impôts en espèces), par rapport au scénario de référence, d'un certain pourcentage pendant toute la phase de construction ⁽²⁾. La décote a été réalisée en utilisant des taux proportionnels aux risques rencontrés dans la phase opérationnelle, étant donné que la centrale était construite. Les résultats sont présentés en annexe A, tableau 5.
- (444) La Commission a ensuite vérifié dans quelle mesure les risques ont été pris en compte dans les flux de trésorerie dans diverses versions du modèle financier présenté. Plus particulièrement, la Commission a examiné l'«Identification & vérification des coûts — Rapport d'évaluation (octobre 2013)» soumis par le ministère de l'énergie et du changement climatique pour évaluer dans quelle mesure les risques, les incertitudes et les imprévus ont été inclus dans les flux de trésorerie du modèle financier soumis.
- (445) L'examen du processus d'identification et de vérification des coûts (I&VC) a été entrepris par le ministère de l'énergie et du changement climatique concernant les estimations de coûts de NNBG pour le projet HPC sur la base de la conception d'un réacteur nucléaire EPR d'EDF/Areva. Le rapport I&VC présentait de multiples exercices d'analyse comparative. Il incluait une analyse comparative des données relatives aux estimations de coûts pour HPC par rapport aux données relatives aux coûts accessibles au public et concluait que «la gamme des estimations des coûts de référence des immobilisations semble se situer entre 10 milliards et 18 milliards de GBP, avec un coût de milieu de gamme inférieur à 13 milliards de GBP».
- (446) La Commission a également examiné le rapport de NNBG «Estimation TESLA4 — Volume 2 — Évaluation des risques financiers (coûts de construction)» ⁽³⁾ («TESLA4»). Sur la base de l'analyse des risques réalisée en interne par NNBG, le rapport présentait une distribution de probabilité estimée pour le coût total en prix courants pour le projet HPC pour la date de base de novembre 2014, telle qu'exposée à l'annexe A, tableau 3.
- (447) Sur la base de son examen de l'I&VC ainsi que de TESLA4, la Commission a estimé que les coûts totaux en prix courants d'environ [...] milliards de GBP (en termes de 2010) devraient se situer dans le haut de la gamme du coût probable. Cette conclusion a étayé l'évaluation de la Commission du taux de rendement du projet, tant en termes de TRI du projet qu'en termes de TRI des fonds propres.
- (448) Le modèle financier établit une distinction entre une mesure du TRI des fonds propres calculée sur une «base prélevée» et une mesure calculée sur une «base engagée». Dans le modèle, le TRI des fonds propres (base prélevée) est calculé sur la base des montants de fonds propres prélevés, et en excluant les coûts relatifs à l'apport du capital conditionnel.
- (449) Le tableau 6 (annexe A) indique que dans le scénario «de référence NNBG» avec la garantie de crédit fixée à 250 points de base, le projet devrait produire un TRI des fonds propres de [11,5 à 12,0] pour cent (nominal après impôts, engagé).

9.5.2.2. Analyse comparative des taux de rendement

- (450) Le dernier modèle financier du projet HPC évalué par la Commission ⁽⁴⁾ a révélé un TRI du projet de [9,25 à 9,75] pour cent et un TRI des fonds propres de [11,5 à 12,0] pour cent. Ces deux taux de rendement correspondent au même résultat financier et sont cohérents au niveau interne.

⁽¹⁾ Cette version constituait une mise à jour du modèle financier notifié, avec d'autres mises à jour à suivre. Plus particulièrement, la version 21.10 (du 29 août 2014) présente un TRI du projet de [...] pour cent et un TRI des fonds propres de [...] pour cent (nominal après impôts) sur une base prélevée et [...] pour cent sur une base engagée. La version 21 correspond au scénario de base de NNBG et, par rapport à la version 5.1, inclut plusieurs mises à jour relatives au calendrier de construction, à l'impact des modalités de financement et aux paramètres macroéconomiques.

⁽²⁾ Plus particulièrement, la Commission a supposé que ces modifications des flux de trésorerie ont lieu au cours de la période entre le 1^{er} janvier 2017 et le 30 juin 2023. Au cours de cette période, les flux de trésorerie nominaux du projet (après impôts en espèces) sont négatifs dans la version 9.8 du modèle financier.

⁽³⁾ Document n° HPC-NNBGPCP-XX-000-EST-000069 de NNBG, du 27 juin 2014.

⁽⁴⁾ Version 21.10 du modèle HPC IUUK, délivrée à la Commission le 19 septembre 2014.

- (451) Afin de déterminer, preuves à l'appui, si les taux de rendement du projet et des fonds propres résultant du modèle financier d'EDF pour HPC sont appropriés ou non, il est nécessaire d'évaluer les risques inhérents, à savoir les risques associés au projet (pour le TRI du projet) et les risques rencontrés par les détenteurs de capitaux propres (pour le TRI des fonds propres). À cette fin, la Commission a tenu compte de plusieurs points de référence, qui doivent être pris en considération à la lumière i) des risques inhérents, ii) du taux d'endettement, iii) du coût de la dette, iv) de l'horizon d'investissement, v) de la taille de l'investissement, vi) de la présence ou l'absence de mécanismes de protection des revenus, vii) de la présence ou l'absence de mécanismes de partage des gains et viii) de la présence ou l'absence de capital conditionnel.
- (452) Outre les taux de rendement de référence compilés par KPMG pour la notification de l'affaire (voir considérant 435 et annexe A, tableau 4), le Royaume-Uni et NNBG ont soumis plusieurs autres points de référence afin d'étayer le fait que le taux de rendement prévu était approprié. Ces points de référence concernaient principalement les opérations récentes liées à l'infrastructure, à d'autres projets d'énergie nucléaire, à d'autres projets d'énergie, aux entreprises réglementées et aux récents accords réglementés ⁽¹⁾. Ils sont exposés en annexe A, tableau 3 et tableau 10 à tableau 14.
- (453) La Commission a également évalué des informations accessibles au public concernant les estimations des coûts des immobilisations pour des entreprises similaires, telles qu'exposées en annexe A, tableau 15. Elle a finalement pris en considération les scénarios des coûts et les probabilités connexes résumées en annexe A, tableau 6 ⁽²⁾, afin d'établir si les coûts de construction ont été modélisés de façon adéquate et de déterminer le niveau de risque caractérisant le projet.
- (454) Sur la base des éléments de preuve disponibles et de l'évaluation réalisée, la Commission a considéré que le TRI du projet de [9,25 à 9,75] pour cent en termes nominaux après impôts du projet HPC se situe dans la gamme des taux de rendement comparables, étant donné l'évaluation des risques et des paramètres intrinsèques ⁽³⁾.
- (455) Toutefois, la Commission a également considéré que le rendement sur les fonds propres peut, dans ce cas particulier, constituer un moyen plus approprié d'évaluer une surcompensation éventuelle, étant donné qu'il s'agit d'une mesure du gain financier direct des actionnaires, et non d'une mesure du rendement sur le projet dans son ensemble.
- (456) Un TRI du projet révèle le taux de rendement que le projet est estimé produire, compte tenu de l'ensemble de la structure du capital qui est utilisée pour financer le projet. Plus particulièrement, un TRI du projet tient généralement compte tant des fonds propres fournis par les actionnaires que de la dette provenant des prêteurs. Le coût des fonds propres est normalement supérieur au coût de la dette, étant donné que les actionnaires escomptent un rendement supérieur sur le capital qu'ils engagent que celui requis par les prêteurs, reflétant les différents niveaux de risque que cela représente. Les actionnaires sont confrontés à un risque plus élevé en s'engageant à fournir des fonds, étant donné qu'ils risquent de perdre tout ou partie de ces fonds si le projet ne produit pas les résultats escomptés. Par ailleurs, les prêteurs sont normalement confrontés à un risque de défaut de paiement de la part du débiteur et bénéficient généralement d'un niveau de protection même en pareils cas.
- (457) Le TRI du projet établit dès lors la moyenne du coût des éléments sous-jacents du capital dans la structure de financement globale. En fonction de la proportion de la dette levée sur les fonds propres (le taux d'endettement) et des conditions de la dette, le TRI du projet variera conjointement avec le TRI des fonds propres. Les deux devraient normalement évoluer en parallèle, sous réserve que le taux d'endettement et la dette soient conformes au marché.
- (458) La spécificité et le niveau de risque du projet justifient le TRI du projet de [9,25 à 9,75] pour cent. Toutefois, la Commission était préoccupée par le fait que le TRI des fonds propres, qui était estimé à [11,5 à 12,0] pour cent dans le dernier modèle financier et sur la base de la commission de garantie proposée de 250 points de base, puisse avoir évolué de manière substantielle, notamment après la construction, lorsqu'il est possible d'escompter que les coûts de la dette diminuent de manière significative. Pour un projet de l'envergure de HPC, même de petites modifications des taux de rendement pourraient induire de grandes différences dans les niveaux absolus de compensation des fonds propres, ce qui soulève des préoccupations en ce qui concerne une surcompensation éventuelle au profit des actionnaires de NNBG.

9.5.3. Évaluation et conclusions sur la proportionnalité des mesures

- (459) La Commission a entrepris une analyse approfondie de la proportionnalité de l'impact combiné de la commission de garantie et du taux de rendement du projet, basée sur l'approche exposée aux sections 9.5.1 et 9.5.2 ci-dessus.

⁽¹⁾ La Commission n'a pas tenu compte des points de référence dans lesquels la source d'information ne pouvait être tracée de manière fiable. La Commission a également reçu plusieurs TRI de fonds propres indiqués comme réalisés pour des projets soumis au règlement du taux de rendement ex ante. Alors que la Commission a pris note de ces points de référence ex post et les a considérés comme instructifs, elle a accordé, dans son évaluation, davantage de poids aux taux de rendement ex ante déterminés comme ouvrant droit à compensation. La Commission considère que les taux de rendement ex ante déterminés par les autorités de régulation constituent une meilleure approximation du taux critique de rentabilité réel des entités réglementées. De même, les taux de rendement ouvrant droit à compensation sont souvent fixés en tant que minimum pouvant être réalisé par les entités réglementées. Il est dès lors naturel que les taux de rendement réalisés ex post s'avèrent supérieurs à la valeur déterminée ex ante.

⁽²⁾ Un point de vue similaire ressort de l'évaluation des scénarios présentés dans le tableau 8.

⁽³⁾ Plus particulièrement, [...].

- (460) À titre préliminaire, la Commission relève que toute autre aide qui pourrait être fournie aux centrales nucléaires existantes ou nouvelles et qui ne fait pas partie du paquet de mesures notifié doit être notifiée par le Royaume-Uni et devra être évaluée individuellement. C'est notamment le cas pour l'aide fournie en ce qui concerne les coûts liés à la responsabilité, au déclassement ou aux déchets.
- (461) La Commission souligne que le modèle financier pour HPC comprend déjà des éléments de coût pour les dépenses relatives à la gestion et au stockage des déchets, les frais de responsabilité et le déclassement. À cet égard, le projet tel que notifié couvre déjà les coûts pertinents de ces activités, tels qu'estimés au moment de la présente décision. La Commission s'attend à ce que tout élément d'aide supplémentaire qui n'est pas inclus dans les mesures notifiées soit notifié séparément et fait observer que le Royaume-Uni a entamé des discussions avec elle concernant une aide d'État potentielle intervenant dans ses plans de construction d'une installation permanente de stockage en couche géologique et d'imposition à tous les nouveaux exploitants nucléaires de l'obligation de conclure un contrat relatif aux déchets ⁽¹⁾.
- (462) Dans la section ci-après, la Commission présentera ses conclusions sur la proportionnalité de la commission de garantie et du taux de rendement du projet.

9.5.3.1. *Évaluation et conclusions concernant la commission de garantie du crédit*

- (463) Sur la base des conditions jointes aux mesures telles que notifiées par le Royaume-Uni, la Commission a admis qu'établir le prix d'une facilité telle que la garantie de crédit pour HPC était une tâche difficile, étant donné le délai et la complexité du projet, mais elle a également considéré que, compte tenu des éléments de preuve disponibles et des arguments exposés à la section 9.5.1, le taux minimal de la commission de garantie proposé initialement (225 points de base) et le taux que la méthodologie du Royaume-Uni implique (250 points de base) étaient susceptibles d'être inférieurs aux taux du marché.
- (464) La Commission estime que le choix par l'IUK d'un niveau approprié de la commission de garantie, qui reflète de façon adéquate les risques qu'entraîne la fourniture d'une telle garantie, devrait tenir compte de l'utilisation des deux approches du calcul des frais qui sont décrites à la section 9.5.1.1.
- (465) La Commission conclut qu'il n'est pas possible d'accepter la notation spécifique proposée initialement par le Royaume-Uni, à savoir BB+/Ba1, pour évaluer la facilité de garantie. Toutefois, sur la base des points de référence communiqués par le Royaume-Uni et des deux méthodologies utilisées (à savoir le point de référence pour la fixation des taux et le modèle des pertes attendues, telles que décrites à la section 9.5.1.1), la Commission estime qu'une note de crédit dans la catégorie de notation (principale) BB/Ba peut être considérée comme appropriée pour cette facilité.
- (466) Plus particulièrement, cette notation est cohérente par rapport à la gamme des ratios de couverture du service de la dette («RCSD») qui caractérise la facilité. Il s'agit d'un indicateur permettant d'évaluer la mesure dans laquelle le bénéficiaire peut rembourser les obligations en circulation (en termes de paiement tant du principal que des intérêts). Un niveau inférieur à 1 signifie que le débiteur sera en défaut et qu'il sera nécessaire d'appeler la garantie.
- (467) Pour NNBG, la Commission a reçu des éléments de preuve selon lesquels le RCSD minimal descend à un niveau conforme à une notation BB (à savoir 1,2 à 1,4) dans les scénarios de tensions financières et, dans certains scénarios plus optimistes, se situe constamment au-dessus de ce niveau. Le scénario de référence se caractérise par un RCSD minimal de [...].
- (468) La notation globale BB est également cohérente avec les exigences relativement rigoureuses en termes de fonds propres de base et conditionnels qui sont imposées aux actionnaires de NNBG (voir considérant 54 et *infra*). Les exigences en matière de fonds propres offrent une sécurité qui protège le garant en cas de défaut, ce qui renforce à son tour la notation.
- (469) Comme discuté dans la section 9.5.1.2, une commission de 250 points de base peut être considérée comme trop faible pour une facilité dans la catégorie globale de notation BB/Ba. La Commission a dès lors considéré que la commission de garantie doit être ajustée à un niveau plus élevé, correspondant à cette gamme de notation.
- (470) Afin de répondre aux préoccupations de la Commission concernant une sous-appréciation du risque, le taux de la commission de garantie a été ajusté à un niveau de 295 points de base, soit 45 points de base de plus que déterminé à l'origine par l'IUK. Ce niveau sera dénommé le taux ajusté de la commission de garantie dans la suite de la présente décision.

⁽¹⁾ Voir la méthode d'établissement du prix du contrat relatif aux déchets, consultable à l'adresse suivante: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/42629/3798-waste-transfer-pricing-methodology.pdf

- (471) Le taux de 295 points de base peut être comparé au taux de 291 points de base, lequel correspond à la moyenne de 102 CDS d'entreprises européennes dans la catégorie BB (au 9 septembre 2014). La Commission considère que la valeur médiane de 286 points de base pour la même catégorie, ajustée à la hausse pour refléter l'effet des échéances discuté dans la section 9.5.1.2, représente également un point de référence pertinent pour l'évaluation et justifie le taux ajusté de la commission de garantie.
- (472) Le taux ajusté de la commission de garantie tient compte des préoccupations de la Commission concernant la solvabilité du projet, l'échéance exceptionnellement longue des obligations à émettre ainsi que l'incertitude du taux des titres lors de l'émission obligataire. Il correspond à un taux commercial reflétant le niveau de risque de ce projet, tenant compte également du degré de risque que supportera le garant.
- (473) Plus particulièrement, la Commission a pu examiner une partie des principales clauses (*head of terms*) de financement convenues à ce jour en ce qui concerne le financement du projet de HPC. Après examen, la Commission a pu évaluer la mesure dans laquelle les fonds propres subissent une perte avant que le garant n'en subisse une.
- (474) Sur la base de cette évaluation, la Commission conclut que, du moins jusqu'au moment où la condition de référence est remplie, le garant supportera des risques limités. Par la suite, une série de sauvegardes limite les risques du garant. La Commission reconnaît également la flexibilité dont dispose le garant en cas d'exécution, qui semble adéquate pour la nature particulière du projet et ses exigences de sécurité spécifiques.
- (475) La commission de garantie ajustée et la méthodologie qui la sous-tend offrent une approximation correcte d'un taux de marché hypothétique pour une facilité qui n'est pas proposée par le marché. Plus particulièrement, le nouveau niveau de commission évite un transfert indu du risque des détenteurs de capitaux propres vers le garant ainsi que des tentatives pour se rapprocher de facilités financières comparables aux initiatives du marché dans la catégorie de notation BB/Ba.
- (476) La Commission estime que la commission de garantie ajustée limite dès lors l'aide à un minimum et est par conséquent considérée comme proportionnée.
- (477) Une fois que le taux de la commission de garantie a été fixé de manière à refléter les prix du marché pour ce projet, la Commission a évalué si le prix d'exercice notifié et le taux de rendement sous-jacent pouvaient être considérés comme proportionnels au niveau de risque du projet.

9.5.3.2. Évaluation et conclusions concernant le prix d'exercice et le taux de rendement

- (478) Comme discuté dans la section 9.5.2 ci-dessus, le TRI du projet peut être considéré comme conforme au taux de rendement qu'un projet de cette envergure et caractérisé par ce niveau d'incertitude devrait pouvoir atteindre. La Commission relève que le TRI du projet est inférieur à celui qui est généralement attribué à de grands projets de production dans le secteur de l'énergie ou aux producteurs d'énergie renouvelable financés par une aide d'État ⁽¹⁾, même si les caractéristiques de ces projets sont très différentes.
- (479) La Commission estime notamment que le taux de rendement proposé pour le projet est également cohérent avec l'ensemble global des mesures qui l'encadrent. Si certaines de ces mesures, telles que le mécanisme de compensation pour les modifications législatives ouvrant droit à compensation, les révisions des coûts d'exploitation et l'accord du secrétaire d'État, prévoient un élément à l'avantage de NNBG, outre l'effet du seul CEC, le TRI du projet, compte tenu des éléments susmentionnés, est cohérent avec la balance globale des risques et des protections accordées au bénéficiaire.
- (480) Toutefois, la Commission restait préoccupée par le fait que le projet devait également offrir une structure adéquate d'incitations en termes de TRI tant du projet que des fonds propres.
- (481) Plus particulièrement, les actionnaires parties au projet HPC doivent conserver des incitations adéquates pour diminuer les coûts et générer des gains d'efficacité, mais ils ne doivent pas non plus être en mesure de bénéficier indument de gains éventuels sur leur investissement qui ne soient liés qu'à la seule structure de financement. En termes de TRI, cela signifie qu'il convient de veiller à ce que NNBG dispose d'incitations suffisantes pour diminuer les coûts et réalise des gains d'efficacité, tout en s'assurant que tous les gains de financement sont partagés de manière adéquate entre le bénéficiaire et l'autre partie au contrat au CEC.

⁽¹⁾ Voir, par exemple, l'affaire SA.31107 (11/N), dans laquelle un taux de rendement sur le capital entre 9,6 pour cent et 11 pour cent a été jugé acceptable. Voir également l'affaire N354/09, dans laquelle un rendement sur le capital de 12 pour cent a été jugé acceptable.

- (482) Si les TRI du projet peuvent changer pour des motifs liés aux niveaux d'efficacité globale du projet, les TRI des fonds propres pourraient augmenter par suite du refinancement du projet, et donc par des modifications qui exercent une incidence sur sa structure de capital. Plus particulièrement, comme mentionné au considérant 457 ci-dessus, il est concevable qu'un projet caractérisé par le niveau de risque présenté par HPC dans la phase initiale de construction, mais dont il peut alors être escompté qu'il diminue durant la phase opérationnelle, lorsque NNBG bénéficiera de revenus relativement sûrs et stables, attirera des opérations de refinancement d'envergure relativement grande. Il est par exemple concevable qu'une partie de la dette contractée durant la phase de construction puisse être refinancée, après la construction de la centrale, à des taux inférieurs à ceux appliqués initialement, reflétant précisément le niveau de risque plus faible que la dette de NNBG pourrait encourir après construction. En d'autres termes, le TRI du projet peut rester au même niveau, tandis que le TRI des fonds propres peut évoluer par suite de changements dans le ratio endettement/fonds propres et le coût de la dette.
- (483) Si le TRI du projet de [9,25 à 9,75] pour cent peut être considéré comme proportionné, le TRI des fonds propres de [11,0 à 11,5] pour cent (sur la base de la commission de garantie ajustée) pourrait évoluer de façon à bénéficier significativement aux actionnaires de NNBG. Cela soulève une question de surcompensation éventuelle, étant donné que même de petites modifications dans le TRI des fonds propres peuvent impliquer des rendements importants, en niveaux absolus, pour un projet de l'envergure de HPC, et que ces revenus seraient financés par l'aide.
- (484) Par ailleurs, la Commission était préoccupée par le fait que les proportions de partage des gains de la construction aient été établies à des niveaux fixes, indépendamment du montant des économies potentiellement réalisées.
- (485) La Commission a dès lors exigé des mécanismes de partage des gains sur fonds propres plus stricts, notamment en ce qui concerne le partage des gains sur fonds propres, par rapport à celui notifié initialement par le Royaume-Uni.

9.5.3.3. Engagements en matière de partage des gains

- (486) Le Royaume-Uni s'est engagé à modifier de manière substantielle les mécanismes de partage des gains qu'il a proposés initialement afin de tenir compte des préoccupations de la Commission.
- (487) Le nouveau partage des gains de la construction ⁽¹⁾ disposera que:
- a) les premiers [...] milliards de GBP des gains de construction (valeur nominale) seront partagés sur une base 50:50, 50 pour cent des gains allant à l'autre partie au CEC et 50 pour cent à NNBG; et
 - b) tout gain de construction dépassant [...] milliards de GBP (valeur nominale) sera partagé sur une base 75:25, 75 pour cent des gains allant à l'autre partie au CEC et 25 pour cent à NNBG.
- (488) Les modifications les plus importantes ont été apportées au partage des gains sur fonds propres. Si le seuil original pour le partage des gains sur fonds propres était fixé à un niveau de 15 pour cent dans la notification, le Royaume-Uni s'est engagé en faveur d'un seuil ajusté. Cela implique que NNBG devra partager immédiatement tous gains supérieurs au niveau du TRI des fonds propres qu'elle espère réaliser au moment de la décision. Plus particulièrement, le niveau ajusté de partage des gains se présente comme suit ⁽¹⁾:
- a) un premier seuil fixé au niveau du TRI des fonds propres escompté produit au moment de la présente décision par le modèle financier le plus récent ⁽²⁾, ou 11,4 pour cent sur une valeur de consolidation engagée et en termes nominaux. Tout gain au-delà de ce niveau sera partagé entre l'autre partie au CEC (30 %) et NNBG (70 %);
 - b) un deuxième seuil plus élevé, fixé entre 13,5 pour cent en termes nominaux et 11,5 pour cent en termes réels (corrigés par l'IPC), sur la base du même modèle que celui cité au point précédent. Au-delà de ce seuil, tout gain sera partagé entre l'autre partie au CEC (60 %) et NNBG (40 %);
 - c) le mécanisme de partage des gains sur fonds propres sera en place pour toute la durée de vie de l'installation HPC, et non uniquement pour la durée de la mesure.
- (489) L'extension de la durée du partage des gains sur fonds propres à la durée de vie du projet répond à toute préoccupation en matière de surcompensation après les 35 ans pendant lesquels le CEC est en place, ce qui est conforme au point de vue selon lequel la mesure offre une aide à l'investissement.

⁽¹⁾ Pour une description détaillée de l'engagement, voir annexe C.

⁽²⁾ Plus particulièrement, modèle v[21.10] (Beta)_2014-09-19_DECC.xlsm de HPC IUK, par fiche «DECC Output».

- (490) Par ailleurs, le seuil de partage des gains sur fonds propres est celui résultant de l'augmentation de la commission de garantie à 295 points de base — en particulier, le TRI des fonds propres de [11,0 à 11,5] pour cent, calculé sur la base de la commission ajustée de 295 points de base, est inférieur à celui du TRI des fonds propres proposé initialement de [11,5 à 12,0] pour cent, qui a été calculé sur la base de la commission proposée de 250 points de base ⁽¹⁾. Dès lors, le mécanisme de partage des gains sur fonds propres est déclenché pour tout niveau de TRI des fonds propres supérieur à celui estimé à la date de la présente décision.
- (491) Les gains réalisés par l'autre partie au CEC seront reflétés dans un ajustement du PE. Plus particulièrement pour le partage des gains sur fonds propres, le mécanisme ajusté est susceptible de se traduire en des augmentations significatives du PE, et dès lors en des niveaux de soutien plus faibles à assurer par les fournisseurs, et en définitive par les consommateurs d'électricité, pendant toute la durée d'exploitation de la centrale ⁽²⁾.
- (492) En outre, tant le partage des gains sur fonds propres que le partage des gains de construction garantissent que NNBG continue de disposer d'incitations à l'efficacité pendant la durée de vie du projet, étant donné que les investisseurs de NNBG conservent une partie des gains.
- (493) Sur la base des seuils de partage des gains sur fonds propres et de construction, et compte tenu de la commission de garantie ajustée et de la conception globale de la mesure, la Commission conclut que les mesures sont proportionnées.
- (494) À la suite des modifications convenues avec la Commission, les données financières du projet, avec et sans ces engagements, sont présentées dans le tableau 2.

Tableau 2

Données financières du projet HPC avant et après les modifications convenues avec la Commission*(pour cent)*

Version 21.10 du modèle financier	29 août 2014 Commission de garantie plus faible et seuil de partage des gains sur fonds propres plus élevé	19 septembre 2014
TRI du projet	[9,25 – 9,75]	[9,25 – 9,75]
TRI des fonds propres (base prélevée)	[12,75 – 13,25]	[12,25 – 12,75]
TRI des fonds propres (base engagée)	[11,50 – 12,00]	[11,00 – 11,50]

9.6. DISTORSIONS POTENTIELLES DE LA CONCURRENCE ET DES ÉCHANGES

- (495) Pour que l'aide soit compatible avec le marché intérieur, ses effets négatifs en termes de distorsion de la concurrence et d'affectation des échanges entre États membres doivent être limités et inférieurs aux effets positifs en matière de contribution à l'objectif d'intérêt commun. Plus particulièrement, une fois que l'objectif de l'aide a été établi, il est impératif de minimiser ses effets négatifs potentiels sur la concurrence et les échanges.
- (496) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a posé en principe que le projet pourrait fausser la concurrence de trois façons. Premièrement, l'aide pourrait fausser les décisions d'investissement et évincer les investissements alternatifs. Deuxièmement, elle pourrait fausser le fonctionnement des marchés en aval, notamment par l'impact peu clair du PE sur les prix du marché de gros et de détail, par le comportement stratégique du bénéficiaire pour influencer sur le PR, et par d'autres types de comportement stratégique rendus possibles par les larges volumes de production que peuvent offrir NNBG et EDF Energy, en tant que fournisseur auquel NNBG a confié la tâche de vendre sa production, tels que la manipulation des prix sur les marchés à

⁽¹⁾ Ces chiffres ont été calculés au moment de la rédaction de la présente décision, à l'aide du modèle financier 21.10 tel que délivré à la Commission le 19 septembre 2014.

⁽²⁾ Après la durée de 35 ans du CEC, les gains ne se traduiront plus en une réduction du PE, étant donné qu'il n'y aura plus de PE. Partant, après la fin du CEC, les gains seront directement partagés entre la contrepartie au CEC et NNBG.

terme ou la limitation de la capacité des fournisseurs alternatifs à acheter de l'électricité de manière indépendante. Une distorsion finale était l'allocation de bien-être entre les utilisateurs finals et NNBG (discutée ci-dessus dans le contexte de la proportionnalité). Outre les points ci-dessus, la Commission a évalué de façon approfondie quatre principales distorsions de la concurrence en aval que l'aide peut causer.

- (497) Premièrement, la possibilité pour EDF ou NNBG de modifier le PR par une vente stratégique sur les marchés qui sont utilisés pour le calculer. Par exemple, il n'apparaît pas clairement quel est l'effet sur les incitations d'EDF à faire une offre de capacité, à un prix très faible (voire négatif), sur les marchés, et notamment le(s) marché(s) de référence, dans une situation où elle reçoit une prime reflétant la différence entre le PR pratiqué (même négatif) et le PE au cours de la période de référence précédente. La modification du PR aurait un impact sur les paiements compensatoires pour toutes les autres technologies CEC, y compris sur les installations d'EDF bénéficiant d'autres CEC.
- (498) Deuxièmement, EDF, en tant que groupe, pourrait manipuler les marchés à terme en vendant, ou en retenant, de grands volumes d'électricité produite par la centrale HPC au profit des positions commerciales ou de couverture du groupe. EDF est une entreprise à intégration verticale qui est active à la fois sur les marchés de production (en amont), de l'approvisionnement (en aval) et commerciaux. Dans le cadre d'un CEC, elle pourrait avoir une incitation à favoriser ses propres filiales en aval. Par exemple, si le groupe devait bénéficier de prix plus élevés ou plus faibles pour les 10 prochaines années, HPC pourrait être déterminante pour l'obtention de ce résultat.
- (499) Troisièmement, et en relation avec ce qui précède, HPC pourrait accroître la rentabilité d'EDF en lui permettant de diminuer ses coûts de couverture, notamment si le fournisseur était en mesure de «compenser» des positions commerciales internes en utilisant la production large et stable fournie par HPC.
- (500) Quatrièmement, le projet pourrait avoir un impact négatif sur la liquidité du marché de gros, étant donné qu'il augmenterait les actifs de production d'une entreprise à intégration verticale, entraînant éventuellement l'éviction de fournisseurs indépendants ou des barrières à l'entrée pour des arrivants potentiels au niveau de l'approvisionnement.
- (501) Les sections ci-après évalueront chacune de ces questions.

9.6.1. Distorsions de l'investissement et des flux commerciaux

- (502) La Commission a examiné la question de savoir si l'aide fausserait les flux de l'énergie ou les prix de l'électricité.
- (503) À titre de remarque préliminaire, la Commission note qu'une large utilisation de CEC peut interférer de manière substantielle avec, ou supprimer complètement, le rôle des prix en tant que signaux d'investissement, et conduire effectivement à une réglementation des prix de la production d'électricité aux niveaux choisis par le gouvernement.
- (504) La Commission reconnaît que les CEC obligent les producteurs à vendre sur le marché, préservant ainsi certaines des incitations qui s'appliquent aux opérateurs du marché non privilégiés. Toutefois, ces incitations sont essentiellement préservées au niveau opérationnel, et non au niveau des décisions d'investissement, qui seront susceptibles d'être déterminées par la stabilité et la certitude des revenus assurées par le CEC.
- (505) En tout état de cause, les distorsions du marché résultant du CEC au niveau opérationnel sont très limitées pour les producteurs d'énergie d'origine nucléaire, qui se caractérisent par de faibles coûts marginaux d'exploitation et sont dès lors susceptibles de vendre sur le marché indépendamment des niveaux des prix et, ainsi qu'il sera expliqué ci-après, occupent les positions initiales sur la courbe du mérite.
- (506) En ce qui concerne la construction d'interconnecteurs ainsi que la direction et l'intensité des flux commerciaux, l'analyse par la Commission confirme que la fourniture de l'aide, et la construction de la centrale HPC qui en résulte, devraient avoir un impact minimal sur les prix de gros au Royaume-Uni.
- (507) Plus particulièrement, les travaux de modélisation effectués ⁽¹⁾ suggèrent que les prix en Grande-Bretagne diminueront de moins de 0,5 pour cent par suite de l'exploitation de la centrale HPC. Cela se traduira à son tour par une réduction cumulée et globale des revenus des interconnecteurs de moins de 1,7 pour cent jusqu'en 2030. Ce résultat tient au fait que le coût marginal de l'électricité produite par HPC sera inférieur au prix des centrales existantes, mais sa capacité globale sera une faible fraction de la capacité globale en Grande-Bretagne.

⁽¹⁾ L'analyse a été réalisée par la Commission en tenant compte du modèle du ministère de l'énergie et du changement climatique et des travaux de modélisation de Pöyry.

- (508) Ce résultat est fondé sur le scénario le plus pessimiste étant donné qu'en l'absence de HPC, on peut s'attendre à ce que le Royaume-Uni poursuive d'autres types de production à faibles émissions de carbone, dans la mesure qui sera réalisable (et non de la capacité globale fournie par HPC, qui serait trop importante pour qu'elle puisse être remplacée par des sources à faibles émissions de carbone uniquement, comme discuté au considérant 199). Dès lors, on peut s'attendre à ce qu'une diminution des prix de gros et des revenus des interconnecteurs ait lieu également en l'absence de HPC.
- (509) En termes de distorsions des échanges, la Commission a constaté que HPC a une influence négligeable sur les prix autres que ceux de la Grande-Bretagne, laquelle a été quantifiée à 0,1 pour cent tout au plus. Cela se traduirait par une diminution des flux transfrontaliers de moins de 1 pour cent.
- (510) Enfin, la Commission a modélisé des scénarios alternatifs dans lesquels le projet HPC n'a pas lieu. Les résultats de cette analyse suggèrent que le remplacement des investissements alternatifs est limité. Plus particulièrement, les prévisions d'une réduction de l'approvisionnement laissent une large place pour l'entrée et/ou l'élargissement de la capacité d'autres producteurs et technologies de production, indépendamment de l'investissement dans HPC, notamment compte tenu du moment de la fermeture des centrales nucléaires et au charbon existantes. Le Royaume-Uni aura besoin qu'environ 60 GW de nouvelle capacité de production soit mise en exploitation entre 2021 et 2030, dont 3,2 GW seront fournis par HPC. Il serait impossible pour les seules sources à faibles émissions de carbone de combler cette lacune.
- (511) La Commission conclut dès lors que l'aide exerce un impact insignifiant sur les flux commerciaux, sur les prix et sur l'investissement.

9.6.2. Tentatives de manipulation du PR

- (512) La Commission a soulevé des préoccupations initiales selon lesquelles NNBG ou EDF pourrait avoir des incitations à agir de manière stratégique pour maintenir le PE bas, afin de maximiser les paiements compensatoires.
- (513) En réponse à la décision d'ouvrir la procédure, le Royaume-Uni a soumis un rapport de KPMG ⁽¹⁾ qui analysait si NNBG ou EDF avait une motivation et était apte à réduire le PR de manière stratégique, de la façon envisagée par la Commission.
- (514) NNBG n'aurait une incitation à diminuer le PR que si elle était en mesure de vendre des volumes substantiels à un prix supérieur au PR. Si NNBG vendait l'électricité en dessous du PR, les paiements compensatoires pourraient ne pas le compenser pleinement jusqu'à concurrence du prix d'exercice.
- (515) La Commission considère que la stratégie de minimisation du risque de NNBG consistera à vendre la capacité produite par HPC sur les marchés pour la prochaine saison, afin que le prix soit aussi proche que possible du PR. Le fait de chercher à réduire stratégiquement le PR accroîtra le risque que la capacité de HPC soit vendue à un prix inférieur au PR et implique dès lors que NNBG s'écarte de sa stratégie de minimisation du risque.
- (516) Même si EDF et NNBG avaient une incitation à s'engager dans une stratégie visant à réduire le PR, leur capacité à le faire est limitée. En effet, les forces du marché et l'arbitrage exercé par d'autres vendeurs d'électricité contrebalanceront toute réduction stratégique du PR. Dans l'hypothèse où le PR serait inférieur, les autres producteurs seraient encouragés à vendre leur capacité ailleurs.
- (517) La Commission a examiné dans quelle mesure EDF aurait la possibilité de réaliser systématiquement des prix plus élevés sur le marché. Comme expliqué au considérant 11, la courbe du PR est basée sur le prix une saison (c'est-à-dire six mois) avant la livraison, ou le prix «pour la prochaine saison». Étant donné que le nucléaire est une technologie productrice d'électricité de base, avec un profil de production stable et relativement fiable, HPC pourrait en théorie vendre de grandes quantités d'électricité plus d'une saison à l'avance. Si les prix appliqués plus d'une saison à l'avance sont systématiquement et significativement plus élevés que ceux appliqués une saison à l'avance — la base de la courbe du PR —, HPC pourrait alors en moyenne réaliser un prix effectif par MWh plus élevé que le prix d'exercice.
- (518) Afin d'évaluer cette possibilité, la Commission a demandé au Royaume-Uni d'appliquer la formule présentée au considérant 11 à des conditions de marché historiques (prix et quantités) pour la période de l'hiver 2012 à l'hiver 2014 afin de générer une courbe de PR historique simulée. La Commission a fait correspondre la courbe du PR obtenue avec les données concernant les prix de l'électricité une et deux saisons à l'avance pour des dates de livraison dans le même intervalle de temps ⁽²⁾. Le résultat est présenté dans la figure 2 de l'annexe A.

⁽¹⁾ Annexe 8 de la réponse du gouvernement du Royaume-Uni à la décision d'ouvrir la procédure de la Commission, 31 janvier 2014.

⁽²⁾ La concordance de la date de livraison avec la date de transaction a été effectuée en utilisant le calendrier de l'EPT, à l'adresse https://www.theice.com/publicdocs/EFA_Calendar.pdf, consulté le 13 juin 2014.

- (519) La figure 2 montre que bien qu'il y ait parfois des jours de négoce où le prix de l'électricité de base deux saisons à l'avance peut être plus élevé que le prix une saison à l'avance et le PR, la différence n'est pas particulièrement importante et la relation ne paraît pas systématique. En outre, afin de réaliser systématiquement des profits plus élevés que le PE, EDF devrait très probablement vendre la majeure partie de sa production hors du marché de référence. Agir de la sorte impliquerait probablement un niveau de risque plus élevé pour EDF que vendre sur le marché de référence, ce qui rendrait moins rentable un engagement dans une telle stratégie.

9.6.3. Incitations potentielles pour EDF à réaliser une rétention de capacité

- (520) En théorie, la rétention stratégique peut entraîner des profits accrus pour les producteurs, même s'ils ont de très faibles parts de marché. Le facteur clé qui leur permet d'exercer un pouvoir de marché de la sorte est leur position sur la courbe du mérite. Étant donné qu'EDF possède des centrales flexibles et productrices d'électricité de base, la mise en service de HPC pourrait lui permettre de pratiquer une rétention de capacité de ses centrales flexibles afin de faire monter les prix de gros et obtenir des prix plus élevés sur la vente de l'électricité de ses centrales productrices d'électricité de base (dont HPC).
- (521) Le Royaume-Uni a avancé ⁽¹⁾ que HPC ne conférerait à EDF ni la capacité, ni les incitations pour une rétention de la capacité flexible.
- (522) Plus particulièrement, le Royaume-Uni déclare qu'en 2025, la part d'EDF sur le marché pour la production d'une capacité flexible ne sera que de 6,5 pour cent (en tenant compte de la fermeture d'une centrale à charbon approchant de la fin de sa durée de vie utile ainsi que de l'ouverture potentielle d'une nouvelle centrale). Après avoir admis que des parts de marché peuvent constituer un faible indicateur de la capacité d'un producteur à influencer les prix par une rétention de capacité, plusieurs indices du «caractère essentiel» (c'est-à-dire la mesure dans laquelle une unité de production ou une entreprise particulière est nécessaire pour satisfaire la demande, ce qui rend cette unité ou entreprise capable d'influencer le prix du marché en limitant la capacité) sont calculés afin de démontrer que la capacité flexible d'EDF ne devrait pas être essentielle en 2025. En supposant divers scénarios contrefactuels, il est en outre démontré que la construction de HPC ne renforcera pas, en tout état de cause, ce caractère essentiel.
- (523) La Commission considère que l'instrument CEC limite les incitations à la rétention de par sa nature. Plus particulièrement, en tant qu'effet de premier ordre du CEC, la majeure partie de l'énergie de HPC serait vendue sur le marché de référence afin de minimiser le risque de base, conformément à la stratégie de couverture définie par NNBG conjointement avec l'IUK. En conséquence, EDF Energy obtiendra le PE pour l'offre de HPC et ses revenus n'augmenteraient pas si les prix de gros au comptant devaient augmenter par suite d'une rétention de capacité temporaire. Une stratégie de vente d'un volume élevé de capacité sur le marché au comptant ne devrait pas être rentable dans ce contexte.
- (524) Toutefois, étant donné les spécificités de la courbe du mérite, la Commission considère que même si une certaine capacité flexible n'est pas essentielle, elle peut néanmoins avoir une influence sur le prix. En fonction de sa position relative sur la courbe d'offre, même la rétention d'une petite capacité sur le marché peut déplacer la courbe d'offre vers la gauche, conduisant à l'équilibre avec des prix plus élevés. Étant donné que la construction de HPC peut accroître les gains potentiels résultant de la rétention, EDF pourrait avoir davantage d'incitations à s'y engager après l'aide.
- (525) La Commission a dès lors évalué les incitations d'EDF à pratiquer une rétention de capacité au moyen d'une simulation produite par le Royaume-Uni et basée sur la courbe du mérite de 2025.
- (526) Cette simulation montre que même dans le scénario hypothétique et irréaliste faisant abstraction de l'effet du CEC, la mise en service de HPC n'accroîtrait aucune incitation théorique à s'engager dans la rétention d'une capacité flexible qu'EDF Energy pourrait avoir en l'absence du CEC. La simulation du Royaume-Uni utilise une combinaison prévue de modes de production en 2025 au Royaume-Uni très conforme aux scénarios EMR du ministère de l'énergie et du changement climatique. Cet exercice montre que les niveaux de demande plausibles pour lesquels une stratégie de rétention serait rentable se présentent avec une faible probabilité.
- (527) En conclusion, la Commission estime que les distorsions de concurrence en ce qui concerne la rétention de capacité potentielle sont maintenues à un minimum.

9.6.4. Avantage retiré par EDF d'une réduction des coûts de couverture

- (528) Les marchés de gros de l'électricité sont incertains tant pour les producteurs que pour les fournisseurs en raison des caractéristiques particulières de l'offre et de la demande. Afin d'obtenir une plus grande certitude quant aux revenus de la vente d'électricité et aux coûts de l'électricité, les fournisseurs et les producteurs ont pour habitude d'acheter ou de vendre de l'électricité à l'avance et d'utiliser des marchés au comptant et à court terme pour affiner leurs positions.

⁽¹⁾ Note de Compass Lexecon, «Analysis of the impact of HPC on the potential for capacity withholding» (Analyse de l'impact de HPC sur le potentiel de rétention de capacité), 4 août 2014.

- (529) Les opérations à terme (ou de couverture) sont dès lors utilisées pour assurer un certain degré de protection contre la volatilité des prix. Les coûts de couverture sont principalement déterminés par l'écart entre prix à l'achat et à la vente sur les taux à terme, ce qui constitue la différence entre le prix acheteur (le prix auquel les acheteurs sont disposés à acheter) et le prix d'offre (le prix auquel les vendeurs sont disposés à vendre). Plus le nombre de participants et les volumes échangés sont grands, plus l'écart entre prix à l'achat et à la vente est faible et, partant, plus les coûts de transaction tant pour les vendeurs que pour les acheteurs sont faibles.
- (530) La Commission était initialement préoccupée par le fait que la capacité supplémentaire d'électricité de base fournie par HPC et vendue par EDF Energy puisse permettre à cette dernière de diminuer ses coûts de couverture, acquérant un avantage concurrentiel sur ses pairs, notamment en ce qui concerne sa capacité potentiellement meilleure à optimiser son portefeuille de risques. La Commission craignait également qu'EDF Energy puisse être en meilleure position pour accroître sa part des segments spécifiques, tels que les entreprises grandes consommatrices d'énergie.
- (531) La Commission a évalué les éléments de preuve produits par EDF en termes de capacité fournie dans le scénario postérieur à l'aide. EDF dispose déjà d'une production nette de 22,9 TWh en 2013, à savoir la différence entre le volume généré par ses propres actifs et le volume vendu à travers ses opérations de détail. Elle estime qu'en 2020, elle aura une position de production nette de [...] TWh et, en 2025, une position de production nette de [...] TWh grâce à HPC.
- (532) La Commission conclut dès lors que les coûts de couverture ne sont pas susceptibles de changer par suite de l'aide.
- (533) En outre, l'offre d'électricité à des clients non nationaux, y compris les entreprises grandes consommatrices d'énergie, peut être considérée concurrentielle. La part d'EDF est inférieure à 25 pour cent du marché, malgré la capacité de production élevée d'électricité de base qu'elle détient actuellement. Dans sa récente saisie de l'autorité de la concurrence britannique (Competition and Markets Authority) pour un examen complet des marchés de l'électricité, l'Ofgem ⁽¹⁾ a notamment exclu le secteur non national au motif que ce secteur pouvait être considéré comme suffisamment concurrentiel ⁽²⁾.
- (534) En dépit des incertitudes inhérentes aux stratégies de prédiction et aux résultats du marché sur un horizon temporel relativement long, à savoir jusqu'au moment où HPC sera en fonctionnement, la Commission considère ces arguments comme étant suffisamment solides pour dissiper ses préoccupations en ce qui concerne ce type particulier de distorsion potentielle de la concurrence.

9.6.5. Réductions potentielles de la liquidité du marché de gros

- (535) Le simple fait de pouvoir accéder à un volume supplémentaire de la production d'électricité propre peut entraîner un impact négatif sur les niveaux de liquidité du marché de gros, lesquels sont susceptibles, à leur tour, d'influer négativement sur les fournisseurs indépendants. S'il n'en résulte pas automatiquement qu'une intégration verticale donne lieu à des marchés moins liquides ou à une éviction, cette situation implique que lorsque la majeure partie de la capacité de production appartient aux fournisseurs, les marchés peuvent devenir de moins en moins liquides.
- (536) La Commission avait certaines préoccupations préliminaires quant au fait qu'un accès accru à la production propre puisse se traduire par un besoin réduit pour EDF d'accéder à des marchés à terme pour l'obtention d'une capacité. La mesure dans laquelle EDF devrait commercer après l'aide serait contrebalancée par sa capacité à accéder à la production de HPC.
- (537) En réponse aux questions de la Commission concernant l'impact potentiel que HPC pourrait avoir sur la liquidité du marché, EDF a fait savoir qu'elle ne disposerait ni des incitations, ni de la capacité pour la réduire.
- (538) EDF Energy fait valoir que son activité de fourniture est totalement indépendante de la construction ou non de HPC ⁽³⁾. Comme expliqué dans la section précédente, la politique de production et de fourniture d'EDF consiste à réduire le risque de marché inhérent aux prix. EDF n'a pas pour politique de s'approvisionner systématiquement en interne étant donné qu'il ne s'agit pas de la meilleure façon de réduire ce risque. Au contraire, la meilleure façon de l'atténuer consiste à acheter et vendre sur le marché (ou à un prix de marché).
- (539) EDF Energy a expliqué en outre qu'elle n'exploite pas son entreprise d'une manière visant à compenser les volumes entre la fourniture et la production. EDF n'identifie même pas spécifiquement les volumes d'échange transférés entre ses activités de production et de fourniture sans être acheminés à travers le marché.

⁽¹⁾ Ofgem, décision de présenter une demande d'enquête sur un marché en ce qui concerne la fourniture et l'acquisition d'énergie en Grande-Bretagne, 26 juin 2014. Consultable à l'adresse suivante: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/decision-make-market-investigation-reference-respect-supply-and-acquisition-energy-great-britain>

⁽²⁾ Voir Ofgem, *Évaluation de l'état du marché*, 27 mars 2014, points 4.41 et *infra*. Consultable à l'adresse suivante: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/state-market-assessment>

⁽³⁾ Voir la réponse d'EDF/NNBG aux questions concernant l'impact potentiel sur la liquidité du marché, 8 septembre 2014.

- (540) À l'appui de l'argument selon lequel l'étendue de la compensation interne est limitée, EDF a présenté des chiffres sur ses volumes d'échange et ses taux d'attrition ⁽¹⁾. Enfin, EDF a expliqué qu'étant donné les récentes évolutions réglementaires, elle n'a même pas la capacité de réduire la liquidité du marché de gros. Afin d'accroître la liquidité d'une série de segments du marché, l'Ofgem a introduit une obligation réglementaire de «tenue de marché» dans les licences des six plus importants fournisseurs d'énergie au Royaume-Uni, dont EDF Energy. L'exigence consiste à afficher les cours acheteurs et vendeurs sur le marché, dans le but de soutenir la détermination des prix et d'assurer des opportunités régulières de commercer.
- (541) La Commission a évalué le degré auquel la mesure serait susceptible d'entraîner une liquidité plus faible sur les marchés de gros.
- (542) Elle a noté que le ratio du volume échangé d'EDF Energy par rapport à son volume produit a constamment diminué d'un taux d'attrition (volume échangé/production) de 3 en 2010 à un taux d'attrition de 2 en 2014. En outre, ce ratio est le plus faible parmi les six producteurs d'énergie à intégration verticale au Royaume-Uni ⁽²⁾.
- (543) La Commission relève que les obligations réglementaires de «tenue de marché» pourraient limiter la mesure dans laquelle des fournisseurs à intégration verticale pourraient volontairement ou involontairement s'engager dans des stratégies qui entraînent des niveaux de liquidité plus faibles. Toutefois, il n'apparaît pas clairement à la Commission dans quelle mesure de telles obligations sont susceptibles de rester en place, voire dans quelle mesure elles pourraient empêcher la compensation des positions internes (à savoir l'utilisation de ses propres atouts de production pour servir ses propres clients).
- (544) La Commission a dès lors demandé de nouvelles garanties, afin de dissiper complètement toute préoccupation relative à un préjudice potentiel pour la liquidité du marché dans un scénario postérieur à l'aide.
- (545) Plus particulièrement, EDF a convenu de renforcer la transparence sur ses méthodes d'échange et de vente de l'électricité sur le marché, réduisant ainsi la mesure dans laquelle elle pourrait améliorer indûment sa rentabilité et exercer une influence négative sur la liquidité.
- (546) En tant que seul prestataire de services de marché à NNBG pour la production prévue de HPC, EDF s'est engagée ⁽³⁾ à ce qui suit:
- a) enregistrer les échanges pour la production prévue de HPC dans un livre NNBG distinct;
 - b) fixer le prix des échanges concernant la production prévue de HPC, prévision réalisée avec EDF, au prix du marché pour le produit concerné au moment de l'opération;
 - c) entreprendre au prix du marché tous les échanges bilatéraux de la production prévue de HPC avec tout autre portefeuille d'actifs appartenant à ou commercialisé par EDF; et
 - d) fournir un rapport à l'autre partie du CEC et à la Commission européenne sur une base annuelle pour démontrer la conformité aux engagements susmentionnés.

9.6.6. Conclusion sur les distorsions de la concurrence

- (547) La Commission conclut que, dans l'ensemble, le risque de distorsions de la concurrence est limité, sur la base des considérations visées aux sections 9.6.1, 9.6.2, 9.6.3, 9.6.4 et 9.6.5 ci-dessus, et compte tenu des engagements pris par EDF.
- (548) Après une mise en balance complète et en tenant compte des engagements proposés par EDF, la Commission est arrivée à la conclusion que les distorsions de concurrence résultant de la mise en service de HPC sont limitées au minimum nécessaire et sont contrebalancées par les effets positifs des mesures.
- (549) En ce qui concerne la conformité aux articles 30 et 110 TFUE, le Royaume-Uni s'est engagé, tant que le CEC n'est pas ouvert aux producteurs d'électricité situés hors de Grande-Bretagne, à adapter la façon dont les responsabilités des fournisseurs d'électricité pour les paiements en vertu du CEC sont calculées afin que l'électricité d'origine nucléaire admissible produite dans les États membres de l'Union européenne en dehors de la Grande-Bretagne et fournie aux clients en Grande-Bretagne ne soit pas comptabilisée dans les parts de marché des fournisseurs. Le Royaume-Uni supprimera cette exception une fois que le droit à postuler aux CEC sera ouvert aux producteurs non britanniques.

⁽¹⁾ Tableau 3 de la réponse d'EDF/NNBG aux questions concernant l'impact potentiel sur la liquidité du marché, 8 septembre 2014.

⁽²⁾ Voir figure 43, Ofgem — évaluation de l'état du marché, 27 mars 2014.

⁽³⁾ Pour une description détaillée de l'engagement, voir annexe C.

10. CONCLUSION

- (550) Sur la base de l'évaluation réalisée et compte tenu des circonstances spécifiques de l'affaire, la Commission considère que le paquet de mesures notifié par le Royaume-Uni implique une aide d'État qui, telle que modifiée par les engagements pris, est compatible avec le marché intérieur en vertu de l'article 107, paragraphe 3, point c), TFUE.
- (551) La Commission relève qu'elle a reçu, pour évaluation, les clauses principales de financement convenues à ce jour en ce qui concerne le financement du projet de HPC. Les autorités du Royaume-Uni ont déclaré que les autres modalités et conditions ainsi que les documents de financement finaux contiendront les clauses standard attendues de tout investisseur pour un projet similaire. Étant donné que la Commission n'a pas eu l'opportunité de vérifier l'exactitude de cette déclaration, dans l'hypothèse où les documents finaux modifieraient à tout égard la mesure telle que présentée actuellement à la Commission, ils devront lui être notifiés par les autorités du Royaume-Uni. Toutefois, si les documents de financement finaux contiennent d'autres éléments d'aide d'État, ils ne peuvent alors, *rebus stantibus*, être approuvés étant donné que le présent paquet de mesures d'État représente l'intégralité de l'aide nécessaire pour permettre que soit entrepris le projet d'investissement de HPC,

A ADOPTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

L'aide octroyée en faveur de la centrale nucléaire de Hinkley Point C sous la forme d'un contrat d'écart compensatoire, de l'accord du secrétaire d'État et d'une garantie de crédit, ainsi que tous les éléments qui s'y rapportent, que le Royaume-Uni prévoit de mettre en œuvre, est compatible avec le marché intérieur au sens de l'article 107, paragraphe 3, point c), du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne.

L'exécution de cette aide est dès lors autorisée.

Article 2

Le Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord est destinataire de la présente décision.

Fait à Bruxelles, le 8 octobre 2014.

Par la Commission
Joaquín ALMUNIA
Vice-président

ANNEXE A

TAUX DE RENDEMENT DU CEC

Tableau 3

Évaluation des risques financiers de NNBG — distribution de probabilité estimée pour le coût total en prix courants du projet HPC

[...]

Source: TESLA4, page 12.

Figure 2

Prix à terme historiques du Royaume-Uni et PR

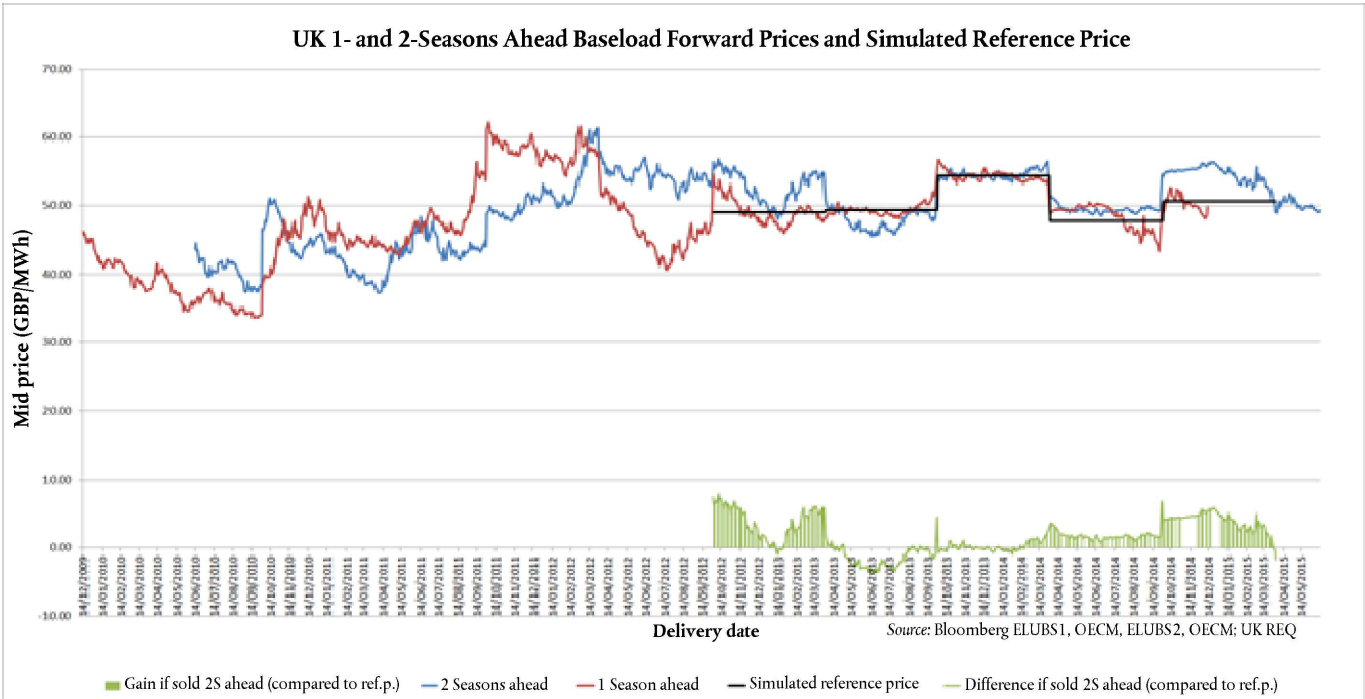


Tableau 4

Résumé des approches adoptées pour l'analyse d'un taux de rendement approprié, par KPMG

(pour cent)

Approche	Gamme de rendements (TRI du projet; nominal après impôts)	Observations
Analyse relative des risques	8,5-11 (sur la base du projet)	Comparaison des rendements des éoliennes en mer et PPP/PFI durant la phase de construction ainsi que des opérateurs des installations réglementées/nucléaires au Royaume-Uni durant la phase opérationnelle
Analyse comparative	6-13 (sur la base du projet)	Comparaison des projets de services publics/PPP/IWPP/nucléaires comparables au Royaume-Uni
Analyse du taux de rendement minimal du projet	10,5-14,5	Sur la base des estimations WACC d'EDF plus la prime observées dans des études universitaires d'une série d'entreprises

(pour cent)

Approche	Gamme de rendements (TRI du projet; nominal après impôts)	Observations
Analyse de financement	9-13 — construction 6-9,5 — phase opérationnelle	Analyse de structures de financement potentielles tant pendant la construction que pendant l'exploitation
Structure financée par la dette supposée avec garantie du Royaume-Uni	10,2 — TRI du projet 12,8 — TRI des fonds propres avec effet de levier	Analyse du rendement du projet et du rendement des fonds propres avec effet de levier (pour les niveaux proposés de dette garantie au Royaume-Uni) et au PE négocié. Le rendement de 10,2 pour cent est dû à l'effet de bouclier fiscal sur les flux de trésorerie au niveau du projet et de l'établissement du prix indicatif de garantie de l'IUK.

Source: Notification, tableau 5, basé sur KPMG.

Tableau 5

Analyse de sensibilité de la Commission — Modèle avec flux de trésorerie annuels modifiés dans la phase de construction

[...]

Les cellules ombrées indiquent les crédits d'investissement pour les coûts de construction — les scénarios TRI cibles produisant un PE inférieur à 92,50 GBP/MWh. Sur la base de la version 9.8 du modèle financier de NNBG.

Tableau 6

Scénarios du projet, probabilités (niveaux de confiance que les facteurs de résultat seront plus favorables que les hypothèses) et mesures clés du projet

[...]

Notes:

- (1) Inclut le bénéfice du partage des gains de construction de 0,8 GBP/MWh (réel 2012).
- (2) La somme forfaitaire de l'obligation SZC n'est libérée qu'après COD2 et ne fait dès lors pas partie de l'exigence de financement.
- (3) L'ajustement des dépenses opérationnelles ne s'appliquait que pour les 15 premières années et après la durée du CEC en raison de la protection potentielle contre la révision des coûts opérationnels.
- (4) RCSD minimal à l'exclusion de la première période.
- (5) TREI réels approchés engagés en tant que TREI nominal engagé moins hypothèse IPC à long terme.
- (6) Le niveau inférieur des fonds propres engagés supposé dans cette version du modèle financier signifiera que le TRI des fonds propres engagés est optimiste par rapport aux résultats modélisés actuels.

TRÈS FAIBLE	Probabilité très faible d'un résultat plus favorable que présumé
FAIBLE	Probabilité faible d'un résultat plus favorable que présumé
MODÉRÉE	Probabilité modérée d'un résultat plus favorable que présumé
ÉLEVÉE	Probabilité élevée d'un résultat plus favorable que présumé
TRÈS ÉLEVÉE	Probabilité très élevée d'un résultat plus favorable que présumé

Tableau 7

Profil de financement durant la construction et RCSD durant l'exploitation

[...]

Tableau 8

Scénarios combinés de dépenses d'investissement, de retard et autres scénarios pessimistes

[...]

Tableau 9

Résumé des résultats DDM pour une sélection de scénarios

Exécution	Hypothèses clés	Marché des capacités	Premier déploiement nucléaire	Intensité carbone du réseau 2030	Intensité carbone du réseau 2040	Intensité carbone du réseau 2049
1a	Statu quo	Non	2037	232	188	96
1d	Statu quo, prix élevés des combustibles	Non	2031	186	101	46
1e	Statu quo, prix faibles des combustibles	Non	2041	269	233	121
2a	Statu quo + CEC nucléaire	Non	2023	158	88	37
3a	CEC non nucléaires à faible émission de carbone	Non	2037	164	135	61
3d	CEC non nucléaires à faible émission de carbone, prix élevés des combustibles	Non	2031	181	123	52
3e	CEC non nucléaires à faible émission de carbone, prix faibles des combustibles	Non	2041	182	120	66
3h	CEC non nucléaires à faible émission de carbone, davantage d'interconnexion	Non	2037	160	133	59
4a	CEC à faible émission de carbone	Non	2023	100	42	25
5a	Statu quo	Oui	2037	236	194	88
5d	Statu quo, prix élevés des combustibles	Oui	2032	194	111	52
5e	Statu quo, prix faibles des combustibles	Oui	2041	272	235	126
7a	CEC non nucléaires à faible émission de carbone	Oui	2046	104	49	33

Exécution	Hypothèses clés	Marché des capacités	Premier déploiement nucléaire	Intensité carbone du réseau 2030	Intensité carbone du réseau 2040	Intensité carbone du réseau 2049
7d	CEC non nucléaires à faible émission de carbone, prix élevés des combustibles	Oui	2038	137	65	28
7e	CEC non nucléaires à faible émission de carbone, prix faibles des combustibles	Oui	Pas avant 2049	113	51	44
7f	CEC non nucléaires à faible émission de carbone, coûts nucléaires élevés, faibles coûts SER et CSC	Oui	2048	97	46	35
7g (seulement jusqu'en 2030)	CEC non nucléaires à faible émission de carbone, avantage de RSD, avantage de ratio dettes/fonds propres, avantage d'interconnexion	Oui	Pas avant 2030	104	S.O.	S.O.
7h	CEC non nucléaires à faible émission de carbone, avantage d'interconnexion	Oui	2046	101	48	32
8a	CEC à faible émission de carbone	Oui	2023	104	50	31
8d	CEC à faible émission de carbone, prix élevés des combustibles	Oui	2023	99	48	30
8e	CEC à faible émission de carbone, prix faibles des combustibles	Oui	2023	99	38	30
8f	CEC à faible émission de carbone, coûts nucléaires élevés, faibles coûts SER et CSC	Oui	2023	102	45	28
8g (seulement jusqu'en 2030)	CEC à faible émission de carbone, avantage de RSD, avantage de ratio dettes/fonds propres, avantage d'interconnexion	Oui	2023	98	S.O.	S.O.
8h	CEC à faible émission de carbone, avantage d'interconnexion	Oui	2023	100	53	32

Tableau 10

Transactions de l'infrastructure de référence

Sponsor	Antin Infrastructure Partners	CDP Capital	Brookfield Renewable Energy Partners	Borealis, First State EDIF
Fund Target Equity IRR	15 %	16 %	9 – 12 %	9 – 15 %

Source: Argumentation du Royaume-Uni «Réponses aux questions de la Commission reçues le 16 septembre 2014» basée sur les sites web des fonds, Prequin, des communiqués de presse. Note: les TRI cibles des fonds présentés avant frais et dépenses. Taux de change utilisés: GBP EUR: 1: 1,26, GBP CAD: 1: 1,81. TRI nominal des fonds propres après impôts de HPC utilisé à des fins de comparaison. TRI cible de Borealis: 9-12 pour cent, TRI cible du First State EDIF: 10-15 pour cent.

Tableau 11

Calculs des rendements autorisés réglementaires sélectionnés

	Transport d'électricité (Ofgem ⁽¹⁾)	Ofwat ⁽²⁾ — PR09	Ofwat — PR 14 (non finalisé) ⁽³⁾
Note			
Période	2013-21	2010-15	2015-20

Réel

Coût des fonds propres avec effet de levier (après impôts)	7,00 pour cent	7,10 pour cent	5,65 pour cent
Coût de la dette (réel avant impôts)	2,92 pour cent	3,60 pour cent	2,75 pour cent
Endettement notionnel	60,0 pour cent	57,5 pour cent	62,5 pour cent
«Vanilla» WACC	4,55 pour cent	5,10 pour cent	3,85 pour cent
Hypothèse d'inflation	3,50 pour cent	3,50 pour cent	3,50 pour cent

Coûts/rendements nominaux autorisés (calcul géométrique)

Coût des fonds propres avec effet de levier	10,7 pour cent	10,8 pour cent	9,3 pour cent
Coût de la dette (avant impôts)	6,5 pour cent	7,2 pour cent	6,3 pour cent
«Vanilla» WACC *	8,2 pour cent	8,8 pour cent	7,5 pour cent

Nominal (calcul arithmétique)

Coût des fonds propres avec effet de levier *	10,5 pour cent	10,6 pour cent	9,2 pour cent
Coût de la dette (avant impôts) *	6,4 pour cent	7,1 pour cent	6,3 pour cent
«Vanilla» WACC	8,1 pour cent	8,6 pour cent	7,3 pour cent

	Transport d'électricité (Ofgem ⁽¹⁾)	Ofwat ⁽²⁾ — PR09	Ofwat — PR 14 (non finalisé) ⁽³⁾
Note			
Période	2013-21	2010-15	2015-20

<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53602/4riiot1fpfinancedec12.pdf>

http://www.ofwat.gov.uk/pricereview/pr14/gud_tec20140127riskreward.pdf

http://www.ofwat.gov.uk/pricereview/pr09phase3/det_pr09_finalfull.pdf

⁽¹⁾ Propositions finales pour la distribution de l'électricité sur le réseau national et du gaz sur le réseau national

⁽²⁾ Ofwat Future water and sewerage charges 2010-2015: Final determinations

⁽³⁾ Ofwat: Setting price controls for 2015-20 — risk and reward guidance

Source: Présentation d'EDF Energy aux agents de la Commission du 15 juillet 2014, diapositive «Comparison of HPC with UK regulated utilities».

Tableau 12

Projet de référence pour la production d'électricité d'origine nucléaire

Projet	Office de l'électricité de l'Ontario
Technologie	Remise à neuf de la centrale nucléaire de Bruce Power
Taux d'endettement	20-40 pour cent
Coût réel de la dette (avant impôts)	6,20 pour cent
TRI nominal cible des fonds propres (après impôts)	13,7-18 pour cent (12,8-17,1 pour cent ajusté pour les taux d'intérêt actuels du Royaume-Uni)
TRI cible du projet	10,6-13,8 pour cent (9,7-12,9 pour cent ajusté pour les taux d'intérêt actuels du Royaume-Uni)
Horizon d'investissement (durée de vie de l'actif)	25 ans
Taille de l'investissement	4 milliards de dollars canadiens
Niveau de certitude des revenus	CEC à prix fixe pour le reste de la durée de vie de la centrale (25 ans)
Niveau du risque de construction	Plus faible — remise à neuf, pas de nouvelle construction, partage des dépasse- ments de coûts
Niveau du risque opérationnel	Plus faible — partage des dépassements de coûts du personnel, répartition des coûts des combustibles pass-through
Niveau du risque de financement	Plus faible — projet d'immobilisation plus modeste, période plus courte
Capital conditionnel requis	Inconnu

Source: Argumentation du Royaume-Uni «Réponses aux questions de la Commission reçues le 16 septembre 2014» basée sur des documents accessibles au public (rapport d'audit Bruce Power — avril 2007, p. 14: confirmé en tant que taux de rendement du projet dans la lettre de CIBC World Markets Inc. au ministère de l'énergie, Ontario, 17 octobre 2005, http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/67137/view/PWU_Exhibit_K11.3_fairness_opinion_bruce_20080613.pdf, lettre de CIBC World Markets Inc. au ministère de l'énergie, Ontario, 17 octobre 2005, http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/67137/view/PWU_Exhibit_K11.3_fairness_opinion_bruce_20080613.pdf; Bruce Power Fairness Opinion (CIBC World Markets Inc.) — octobre 2005, p. 5.

Tableau 13

Projets d'accord d'achat d'électricité (AAE) de référence

Technologie	CCGT	Projets AAE
Taux d'endettement	< 80 pour cent	Inconnu
Coût de la dette	Inconnu	Inconnu
Rendement cible nominal sur fonds propres (après impôts)	> 13 pour cent	
Rendement cible nominal du projet (après impôts)		9-15 pour cent (*)
Horizon d'investissement (durée de vie de l'actif)	25 ans	Divers
Taille de l'investissement	Divers	Divers
Degré de certitude des revenus	AAE de 20 ans	AAE
Niveau du risque de construction par rapport à HPC	Plus faible —technologie bien connue, basée sur le contrat EPC	Inconnu mais susceptible d'être plus faible
Niveau du risque opérationnel par rapport à HPC	Plus faible	Inconnu
Niveau du risque de financement	Plus faible — période de construction plus courte	Inconnu mais susceptible d'être plus faible
Capital conditionnel requis	Inconnu	Inconnu
Références	(¹)	(²)

Source: Argumentation du Royaume-Uni, tableau 2 — sur le taux de rendement, 10 septembre ainsi que (1) et (2) ci-dessous.

(¹) Dans les offres pour des contrats IWPP (producteur indépendant d'eau et d'électricité) à Abu Dhabi, qui incluent un accord d'eau/électricité à prix fixe sur 20 ans avec indexation de l'inflation, «le taux de rendement interne (TRI) nominal sur les fonds propres ne doit pas être inférieur à 13 pour cent». Ces projets impliqueront en général la construction d'une capacité CCGT techniquement mature dans le cadre d'un contrat EPC clé en main à somme forfaitaire et à date fixe, contenant des dispositions pour compenser les investisseurs pour tous retards et écarts par rapport aux conditions du contrat. Voir *Independent water and power producers, Abu Dhabi Regulation & Supervision Bureau*, <http://rsb.gov.ae/assets/documents/231/infoiwpp.pdf>. (Source: argumentation du Royaume-Uni).

(²) <http://www.gdfsuez.com/wp-content/uploads/2012/07/GDF-SUEZ-at-a-glance-060712-final.pdf>, diapositive 8

(*) Alors que l'argumentation du Royaume-Uni cite des taux de rendement nominaux après impôts de 9 à 15 pour cent provenant de la source indiquée au point (2), la Commission relève qu'elle semble ignorer les projets «réglementés et de concession» mentionnés dans cette source. La Commission croit comprendre du point (2) que les activités *réglementées et de concession* de GDF-Suez devraient réaliser des taux de rendement nominaux après impôts de 5 à 13 pour cent, la gamme la plus probable étant inférieure à 10 pour cent.

Tableau 14

Comparaison des règlements réglementés: rendements autorisés sur les actifs réglementés pour les services publics de l'eau et de l'électricité au Royaume-Uni au cours des récents contrôles des prix réglementaires

Autorité de régulation	Ofwat	Ofgem	CC	Ofgem	CC	CAA	ORR
Détermination	PR14 (non final) (¹)	WPD 14 (²)	NIE 2014 Final (³)	RIIO T1 2012 (NGET) (⁴)	Bristol W 2010 (⁵)	HAL 2014 Final (⁶)	NR 2013 (⁷)
Taux d'endettement	62,50 pour cent	65 pour cent	45 pour cent	60 pour cent	60 pour cent	60 pour cent	62,50 pour cent

Autorité de régulation	Ofwat	Ofgem	CC	Ofgem	CC	CAA	ORR
Détermination	PR14 (non final) ⁽¹⁾	WPD 14 ⁽²⁾	NIE 2014 Final ⁽³⁾	RIO T1 2012 (NGET) ⁽⁴⁾	Bristol W 2010 ⁽⁵⁾	HAL 2014 Final ⁽⁶⁾	NR 2013 ⁽⁷⁾
Autres risques	Inférieurs à ceux de HPC. Voir discussion détaillée sur la différence dans les modèles d'activité fondamentaux; diversification des actifs; et risques technologiques aux considérants 113-122 Argumentation de NNBG sur le taux de rendement, 10 septembre						
Capital conditionnel requis	Aucun						

⁽¹⁾ http://www.ofwat.gov.uk/pricereview/pr14/gud_tec20140127riskreward.pdf

⁽²⁾ <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/86375/fast-trackdecisionletter.pdf>

⁽³⁾ https://assets.digital.cabinet-office.gov.uk/media/535a5768ed915d0fdb000003/NIE_Final_determination.pdf. La Commission relève que si le tableau 13.10 du document cité fournit une estimation «faible» et «élevée» pour les indicateurs financiers signalés, l'argumentation du Royaume-Uni semble être basée uniquement sur les estimations «élevées».

⁽⁴⁾ <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/riio-t1-final-proposals-national-grid-electricity-transmission-and-national-grid-gas-overview>

⁽⁵⁾ La source n'était pas indiquée dans l'argumentation.

⁽⁶⁾ <http://www.caa.co.uk/docs/33/CAP%201140.pdf>

⁽⁷⁾ http://orr.gov.uk/data/assets/pdf_file/0011/452/pr13-final-determination.pdf

⁽⁸⁾ Les valeurs nominales sont calculées au moyen d'une approche arithmétique. Une approche géométrique ajouterait 0,1 pour cent-0,2 pour cent au coût nominal des fonds propres et aux estimations «Vanilla» WACC nominales.

⁽⁹⁾ Crédit Suisse: *National Grid — No longer a growth/value play, cut to Neutral*, 29 May 2014; Credit Suisse: *SSE — Referendum risk to be addressed*, 15 août 2014; Macquarie: *National Grid — Quality costs, but better opportunities elsewhere*, 24 mars 2014.

⁽¹⁰⁾ L'argumentation a interprété la durée de l'horizon d'investissement comme étant la durée d'une période de contrôle des prix. Toutefois, l'argumentation relève que la durée de vie des actifs des investissements entrepris par des entreprises réglementées s'étend souvent sur plusieurs périodes de contrôle des prix, présentant des «durées de vie utile» allant jusqu'à 60 ans.

⁽¹¹⁾ La valeur attribuée par l'autorité de régulation au capital employé dans les activités du titulaire de licence.

⁽¹²⁾ Lorsque les valeurs sources VAR sont mentionnées dans les conditions des prix historiques, elles ont été converties en prix actuels en utilisant l'indice ONS RPI (sauf mention contraire).

⁽¹³⁾ Nous relevons que les dépenses d'investissement des sociétés réglementées se situent dans des projets multiples et variés qui ne constituent généralement qu'une faible proportion de la VAR.

⁽¹⁴⁾ http://ofwat.gov.uk/regulating/prs_web_rcvupdates

⁽¹⁵⁾ <http://www.westernpower.co.uk/docs/About-us/financial-information/2014/Annual-reports-and-financial-statements/Financial-performance-for-website-Mar-14.aspx>

⁽¹⁶⁾ http://www.uregni.gov.uk/uploads/publications/RP5_Main_Paper_22-10-12_FINAL.pdf (page 100).

⁽¹⁷⁾ Il s'agit des prévisions de l'Ofgem pour la VAR à la fin de la période de contrôle des prix. Il convient de noter qu'au début de la période de contrôle des prix, SHETL est estimé avoir une VAR de 0,7 milliard (qui devrait atteindre 3,6 milliards en 2020-21): <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53747/sptshetlfsupport.pdf> (pages 36 et 37) et <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53602/4riiot1fpfinancedec12.pdf> (pages 8 et 9)

⁽¹⁸⁾ <http://www.bristolwater.co.uk/wp/wp-content/uploads/2013/04/Annual-Report-2013.pdf> (page 27).

⁽¹⁹⁾ http://www.heathrowairport.com/static/HeathrowAboutUs/Downloads/PDF/Development_of_Regulatory_Asset_Base_30-Jun-2014.pdf

⁽²⁰⁾ <http://www.networkrail.co.uk/browse%20documents/regulatory%20documents/regulatory%20compliance%20and%20reporting/regulatory%20accounts/nril%20regulatory%20financial%20statements%20for%20the%20year%20ended%2031%20march%202013.pdf> (page 331).

Source: Sur la base de l'argumentation du Royaume-Uni «Affaire de l'aide d'État SA.34974 Hinkley Point C — Réponses aux questions de la Commission reçues le 16 septembre 2014».

Tableau 15

Estimations du coût du capital pour les sociétés appartenant au groupe industriel «Services publics (généraux)» dans l'Union européenne

(pour cent)

Dénomination de la société	Pays	Coût des fonds propres en USD	Coût avant impôts de la dette en USD	Coût après impôts de la dette en USD	Coût du capital en USD
E.ON SE (DB:EOAN)	Allemagne	8,25	4,04	3,19	5,78
RWE AG (DB:RWE)	Allemagne	7,95	4,54	3,59	5,54

(pour cent)

Dénomination de la société	Pays	Coût des fonds propres en USD	Coût avant impôts de la dette en USD	Coût après impôts de la dette en USD	Coût du capital en USD
Centrica plc (LSE:CNA)	Royaume-Uni	6,99	4,44	3,11	6,04
Veolia Environnement SA (ENXTPA:VIE)	France	11,62	5,44	4,30	6,46
National Grid plc (LSE:NG.)	Royaume-Uni	9,37	4,44	3,11	6,33
Suez Environnement Company SA (ENXTPA:SEV)	France	9,97	4,94	3,90	6,38
A2A S.p.A. (BIT:A2A)	Italie	13,72	7,44	5,88	8,68
Hera S.p.A. (BIT:HER)	Italie	12,65	5,94	4,69	7,94
MVV Énergie AG (XTRA:MVV1)	Allemagne	8,31	4,04	3,19	5,70
ACEA S.p.A. (BIT:ACE)	Italie	12,15	6,44	5,09	7,68
Iren SpA (BIT:IRE)	Italie	13,85	7,94	6,27	8,80
Mainova AG (DB:MNV6)	Allemagne	6,96	5,54	4,38	6,30
Gelsenwasser AG (DB:WWG)	Allemagne	6,09	5,54	4,38	6,08
Telecom Plus plc (LSE:TEP)	Royaume-Uni	6,45	4,94	3,46	6,44
Compagnie parisienne de chauffage urbain (ENXTPA:CHAU)	France	7,73	4,94	3,90	6,33
Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA Spółka Akcyjna (WSE:KGN)	Pologne	7,44	5,39	4,26	6,94
Fintel Energia Group SpA (BIT:FTL)	Italie	9,88	8,94	7,06	9,02
REN — Redes Energéticas Nacionais, SGPS, SA (ENXTLS:RENE)	Portugal	19,97	7,64	6,04	10,05
GDF SUEZ SA (ENXTPA:GSZ)	France	8,70	4,44	3,51	5,74
Burgenland Holding Aktiengesellschaft (WBAG:BHD)	Autriche	6,08	5,54	4,38	6,08

Source: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/Eurocompfirm.xls> (consulté le 14 juin 2014).

(Les WACC présentés sont nominaux — en USD, en utilisant le taux sans risque en USD = 3,04 pour cent — et après impôts. Pour les diverses définitions utilisées par Damodaran, voir: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm)

ANNEXE B

GARANTIE DE CRÉDIT

Tableau 16

Informations de référence

1. Recent Limited Recourse Project Finance Bank Loans (Low Carbon Energy)

This table updates the one provided in Annex A of our responses dated 5 September 2014 to show the quantum of the commercial debt tranche distinct from the total debt quantum which, for certain projects, included export credit guaranteed or multilateral debt facilities.

Project	Financial Close	Amount [Commercial Bank Tranche]	Tenor (Years)	Commercial Bank Loan Margin ⁽⁶⁾	Government Support ⁽⁷⁾
Gemini Offshore Wind	May 2014	EUR 2 000 m [EUR 850 m]	14	300	SDE renewable subsidy (per MWh) from Dutch government Separate export credit facilities provided by EKF (Denmark), Euler Hermes (Germany) and Delcredere/Ducroire from Belgium
London Array Offshore Wind	Oct 2013	GBP 266 m [GBP 266 m]	13	275	Renewables Obligation subsidy (per MWh) from UK Government Separate export credit facility provided by EKF (Denmark) for initial financing
Butendiek Offshore Wind	Feb 2013	EUR 950 m [EUR 230 m]	8,5	300	Feed-in Tariff subsidy (per KWh) from German government Separate export credit facility provided by EKF (Denmark)
Westermost Rough Offshore Wind	Aug 2014	GBP 370 m [GBP 197 m]	15	300	Renewables Obligation subsidy (per MWh) from UK Government
[...]	[...]	EUR 650 m [EUR 650 m]	10	175-275	Finance from commercial banks only
Derbyshire Energy from Waste PFI	Aug 2014	GBP 145 m [GBP 145 m]	25	315-320	Renewables Obligation subsidy (per MWh) from UK Government Local Authority payments for waste recycling
MEDIAN				300	
SWAP SPREAD ⁽⁸⁾				+ 13	(To convert from LIBOR margin to Gilt benchmark)
ILLIQUIDITY PREMIUM				- 50	
MARKET INDICATION ⁽⁹⁾				263	

Source: Commercial banks; InfraNews; InfraJournal

2. Corporate Debt (rated BB+) Spreads

Issuer	Ticker	Coupon	Maturity	Amount	Rating	Tenor (years)	Current Spread (bp)	Government Support
Heathrow Airport	HTHROW	7,125%	01/03/2017	GBP 325 m	NR/Ba3/BB+	3	231	Nil
Heathrow Airport	HTHROW	5,375%	01/09/2019	GBP 275 m	NR/Ba3/BB+	5	253	Nil

Issuer	Ticker	Coupon	Maturity	Amount	Rating	Tenor (years)	Current Spread (bp)	Government Support
Anglian Water	OSPRAQ	7,000%	31/01/2018	GBP 350 m	NR/Ba3/BB+	3	290	Nil
Electricity North-West	NWENET	5,875%	21/06/2021	GBP 80 m	BB+/NR/NR	7	274	Nil
Yorkshire Water	KEL	5,750%	17/02/2020	GBP 200 m	BB-/NR/BB+	5	314	Nil
Enel SpA	ENELIM	7,75 %	10/09/2075	GBP 400 m	BB+/Ba1/BBB-	61	373	31,2 % owned by Government Ministry
Enel SpA	ENELIM	6,625%	15/09/2076	GBP 500 m	BB+/Ba1/BBB-	62	367	
Telecom Italia	TITIM	5,875%	19/05/2023	GBP 400 m	BB+/Ba1/BBB-	9	281	Nil
Energias de Portugal	ELEPOR	8,625%	04/01/2024	GBP 425 m	BB+/Ba1/BBB-	10	256	Nil
MEAN							293	
ILLIQUIDITY PREMIUM							- 50	
MARKET INDICATION							243	

Source: Bloomberg as at 21 August 2014 using BGN Source.

3. iTraxx Europe Crossover Series 21 Constituents Rated BB+/Ba1

Company	Ticker	Identifier	Rating	Tenor (Years)	CDS Flat Spread
ArcelorMittal	MT NA	CX375716	BB+/Ba1	10	347
EDP Energias de Portugal SA	EDP PL	CEPO1E10	BB+/Ba1	10	203
Finmeccanica SpA	FNC IM	CFME1E10	BB+/Ba1	10	285
HeidelbergCement AG	HEI GY	CHEI1E10	NR/Ba1	10	226
Lafarge SA	LG FP	CLAF1E10	BB+/Ba1	10	168
Telecom Italia SpA	TIT IM	CTII1E10	BB+/Ba1	10	281
Wendel SA	MF FP	CMWP1E10	BB+/NR	10	206
MEAN					245

Source: Markit; Bloomberg as at 21 August 2014 using CMAN Source.

Tableau 17

Distribution simulée de la courbe de rendement à 10 ans

		1992 - 2013 VAR model simulation		10 Yr (P) vs. 1992-2013 VAR model simulation		
	[...]	[...]	[...]			
	Spot in 10 years time	VAR simulation 10 years ahead (June 2024)	VAR simulation 10 years ahead (June 2024)			
Tenor	10 Yr (P)	Median	95 % percentile	Distance from median (ppts)	Distance from 95th percentile (ppts)	10 Yr (P) + 1,5 ppt probability
1 Yr	3,47	3,80	6,20	– 0,33	– 2,72	19 %
2 Yr	3,55	4,00	6,24	– 0,45	– 2,69	21 %
3 Yr	3,62	4,16	6,24	– 0,54	– 2,61	22 %
4 Yr	3,70	4,31	6,20	– 0,61	– 2,50	21 %
5 Yr	3,78	4,44	6,17	– 0,66	– 2,39	20 %
7 Yr	3,93	4,64	6,20	– 0,71	– 2,27	19 %
9 Yr	4,09	4,76	6,19	– 0,66	– 2,10	15 %
10 Yr	4,17	4,79	6,14	– 0,62	– 1,97	13 %
12 Yr	4,11	4,88	6,15	– 0,77	– 2,03	15 %
15 Yr	4,07	4,97	6,09	– 0,89	– 2,02	17 %
20 Yr	4,07	4,99	6,12	– 0,92	– 2,05	17 %
30 Yr	3,98	4,97	6,08	– 1,00	– 2,10	20 %
50 Yr	3,91	5,01	6,04	– 1,10	– 2,13	24 %

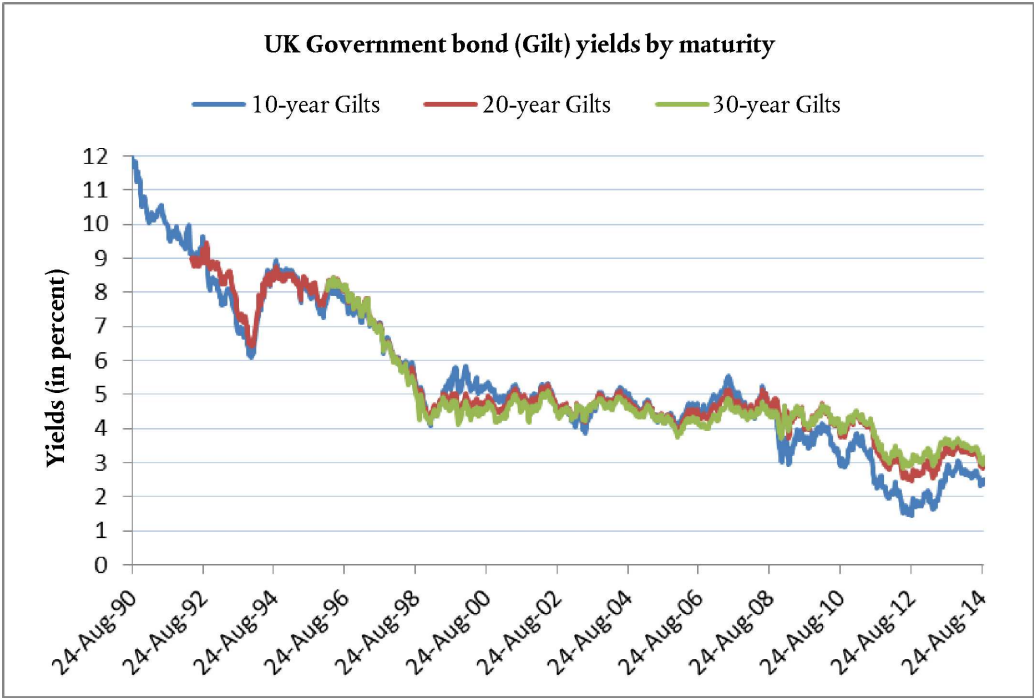
Analyse de sensibilité de l'IUK

[...]

Rendements des titres du gouvernement du Royaume-Uni par échéance

Graphique 1

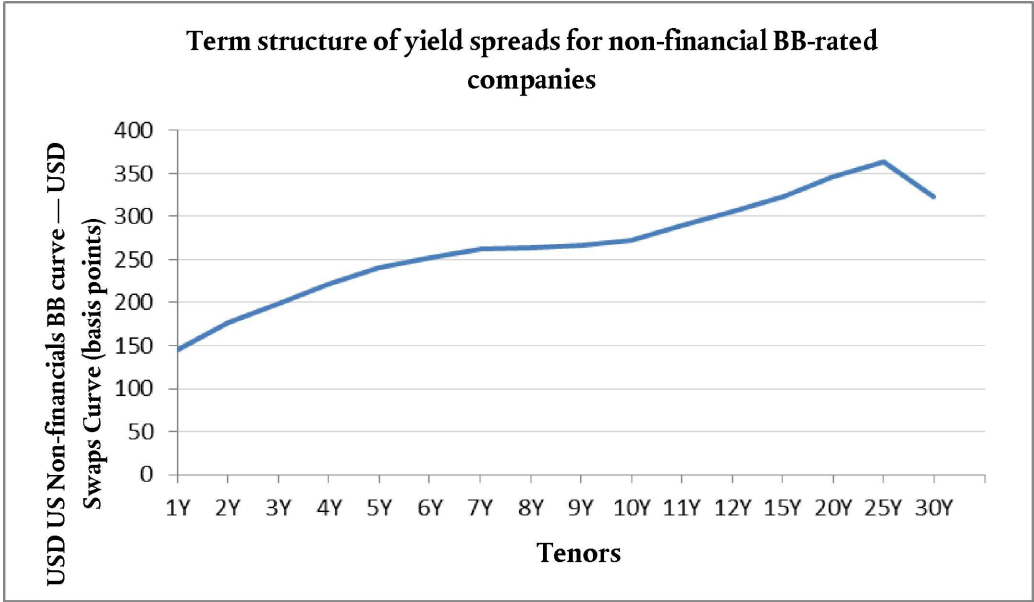
Rendements des titres du gouvernement du Royaume-Uni à 10, 20 et 30 ans



Structure à terme en USD des écarts de rendement pour les entreprises BB

Figure 3

Structure à terme en USD des écarts de rendement pour les entreprises BB non financières



Note: les données sont un instantané de Bloomberg le 21 août 2014.

ANNEXE C

ENGAGEMENTS PRIS PAR LE ROYAUME-UNI

ENGAGEMENT COMMERCIAL

Définition

«Entreprise du groupe EDF» désigne un membre du même groupe d'entreprises qu'EDF Energy.

Termes opérationnels

- [].1 NNBG et EDF Energy veilleront chacune, dans tout accord de services de marché pour la vente de la production de HPC conclu avec toute entreprise du groupe EDF (l'«autre partie contractuelle de l'ASM»), tant que toute entreprise du groupe EDF est un actionnaire (direct ou indirect) de NNBG, à ce que l'autre partie contractuelle de l'ASM convienne de ce qui suit:
- A) enregistrer les échanges pour la production prévue de HPC dans un livre NNBG distinct;
 - B) fixer le prix des échanges concernant la production prévue de HPC, prévision réalisée avec EDF, au prix du marché pour le produit concerné au moment de l'opération;
 - C) entreprendre au prix du marché tous les échanges bilatéraux de la production prévue de HPC avec tout autre portefeuille d'actifs appartenant à ou commercialisé par EDF; et
 - D) fournir à NNBG (avec un consentement pour que cette dernière les fournisse à l'autre partie au CEC, au secrétaire d'État et à la Commission européenne) les informations raisonnablement requises par NNBG pour rendre compte à l'autre partie au CEC, au secrétaire d'État et à la Commission européenne de la conformité de la contrepartie de l'ASM aux points A), B) et C) ci-dessus.
- [].2 NNBG fournira, et EDF Energy veillera à ce que NNBG fournisse, pour le [•]^e jour ouvrable de chaque année civile, à l'autre partie au CEC (avec un consentement pour que l'autre partie au CEC le fournisse au secrétaire d'État et à la Commission européenne), un rapport écrit sur la conformité de l'autre partie contractuelle de l'ASM aux points A), B) et C) de la clause [•].1 au cours de l'année civile précédente.

MÉCANISME DE PARTAGE DES GAINS SUR FONDS PROPRES

1. Aperçu de la clause

- 1.1. Il existera un système de partage des gains sur fonds propres composé de deux éléments distincts:
- A) un mécanisme pour déterminer les gains du projet supérieurs à certains niveaux, par suite des dépassements de performances du projet par rapport aux hypothèses de base originales (le «mécanisme des gains du projet»); et
 - B) un mécanisme pour déterminer les gains supérieurs à certains niveaux résultant des ventes de fonds propres des actionnaires originaux (le «mécanisme de vente des fonds propres»).
- 1.2. Le montant des gains sur fonds propres sera partagé avec l'autre partie au CEC et dépendra du niveau du TRI des fonds propres réalisé au moment pertinent. Tous les niveaux de seuil tiendront compte du coût des fonds propres engagés, comme déterminé conformément au modèle:

Modèle HPC IUK [...] par fiche «DECC Output»

- A) si le TRI des fonds propres réalisé est supérieur au TRI des fonds propres dans le modèle qui inclut le coût des fonds propres engagés (11,4 % — en valeur nominale — à partir du modèle:

Modèle HPC IUK [...] par fiche «DECC Output» tel que fourni à la Commission le 19 septembre 2014) mais est inférieur ou égal au seuil établi au point B) ci-dessous, tout gain au-delà du seuil TRI des fonds propres sera partagé avec l'autre partie au CEC à partir de 30 %; et

- B) si le TRI des fonds propres réalisé est supérieur à la fois à i) 13,5 % (en valeur nominale) et ii) 11,5 % (taux exprimé en termes réels mais tenant compte de l'inflation de l'IPC), tout gain au-delà de ce seuil sera partagé avec l'autre partie au CEC à partir de 60 %.

- 1.3. Il n'y aura pas de double comptage entre les mécanismes.

- 1.4. De plus amples détails sur la façon dont les mécanismes opéreront sont exposés ci-après. En outre, il existera une série d'engagements à l'appui de ces obligations, qui pourront inclure une sûreté.
2. **Mécanisme pertinent — mécanisme des gains du projet**
 - 2.1. Après la première mise en service du mécanisme des gains du projet, au cas où une nouvelle injection de fonds propres serait requise au cours de toute période, la nouvelle injection de fonds propres sera prise en compte dans le calcul des gains des détenteurs de capitaux propres.
 - 2.2. Le mécanisme des gains du projet détermine les gains au-delà du seuil pertinent (tel qu'exposé au point 1.2 ci-dessus) par suite des dépassements de performances du projet par rapport aux hypothèses de base originales.
 - 2.3. Afin de déterminer si un seuil a été atteint au cours de toute période, le TRI des fonds propres cumulés réalisé jusqu'à cette date sera calculé au moyen d'un modèle financier actualisé pendant la durée de vie du projet. Le calcul de la part des gains sur fonds propres sera actionné au cours de la même période au cours de laquelle un seuil est atteint.
 - 2.4. Une fois que le mécanisme des gains du projet est actionné, l'autre partie au CEC aura droit au pourcentage pertinent des distributions des détenteurs de capitaux propres au cours de cette période et au cours de toutes les périodes futures (jusqu'à ce que le seuil suivant soit atteint, auquel cas le pourcentage de partage pertinent sera ajusté en conséquence).
 - 2.5. Le droit de l'autre partie au CEC aux gains des détenteurs de capitaux propres sera effectif pendant toute la durée de vie du projet HPC, dès la première fois où le mécanisme des gains du projet aura été actionné.
3. **Mécanisme pertinent — mécanisme de vente de fonds propres**
 - 3.1. Un mécanisme de partage des gains sur fonds propres sera également actionné lors d'une vente directe ou indirecte de parts ou de prêts d'actionnaire (le cas échéant) par les actionnaires originaux de NNBG à tout moment pendant la durée de vie du projet HPC. Les étapes concernées sont les suivantes:
 - A) Étape 1 — pour chaque investisseur, établir l'injection de fonds propres et le prix de référence (tels qu'extraits du modèle financier approprié).
 - B) Étape 2 — en cas de vente/cession d'une tranche de fonds propres par tout investisseur, établir le TRI de la vente de fonds propres réalisé par cet investisseur sur la vente/cession particulière de la tranche des fonds propres.
 - C) Étape 3 — le TRI de la vente de fonds propres réalisé par l'investisseur vendant la tranche de fonds propres est calculé en tenant compte du produit brut effectif de la vente/cession de la tranche de fonds propres, des injections effectives de fonds propres proportionnelles à cette tranche de fonds propres vendus/cédés et des dividendes/remboursements des intérêts et principal des prêts d'actionnaire passés (proportionnels à cette tranche de fonds propres vendus/cédés) à cet investisseur de NNBG.
 - D) Étape 4 — si le TRI de la vente de fonds propres est supérieur à l'un des seuils exposés au point 1.2 ci-dessus, la part des gains sur fonds propres sera calculée comme suit.
 - E) Étape 5 — calculer le montant théorique de la somme qui aurait été réalisée par l'actionnaire pour la même vente de fonds propres qui, si elle est utilisée pour calculer le TRI des fonds propres comme dans l'étape 3 ci-dessus, aurait eu pour résultat que le TRI de la vente de fonds propres réalisé serait égal au seuil pertinent.
 - F) Étape 6 — la différence positive (le cas échéant) entre le montant effectif du produit de la vente utilisé à l'étape 3 ci-dessus et le montant théorique du produit de la vente de fonds propres calculé à l'étape 5 ci-dessus est alors le gain sur fonds propres excédentaire à partager entre les actionnaires de NNBG et l'autre partie au CEC.
 - 3.2. Les calculs ci-dessus sont réalisés pour chaque vente/cession de fonds propres indépendamment de toute vente/cession de fonds propres préalable, que des ventes/cessions précédentes aient eu ou non pour conséquence un partage des gains en faveur de l'autre partie au CEC.
 - 3.3. Les ventes/cessions de fonds propres par des investisseurs secondaires (c'est-à-dire qui ont acheté/acquis les fonds propres auprès d'un tiers, indépendamment des investisseurs de fonds propres originaux) seront exemptées de ce mécanisme si ces investisseurs secondaires devaient par la suite vendre/céder ces fonds propres (à savoir les «fonds propres secondaires»).

4. Dispositions pour soutenir les mécanismes de partage des gains sur fonds propres

- 4.1. Des dispositions antifraude veilleront à ce que les transactions ne soient pas conçues pour contrecarrer la finalité du mécanisme des gains du projet ou du mécanisme de vente de fonds propres.
- 4.2. Afin de soutenir les mécanismes de partage des gains sur fonds propres, des dispositions seront établies afin de veiller à ce que les paiements soient effectués à l'autre partie au CEC dans des circonstances où il y a une violation soit du mécanisme des gains du projet, soit du mécanisme de vente de fonds propres ou s'il y a une violation des engagements antifraude.

5. Litiges

Tout litige relatif au mécanisme de partage des gains sur fonds propres sera résolu conformément à un processus similaire de règlement des litiges, tel qu'exposé dans le contrat HPC.

MÉCANISME DE PARTAGE DES GAINS DE CONSTRUCTION**1. Aperçu de la clause**

- 1.1. Le mécanisme de partage des gains de construction est conçu pour partager les économies, réalisées par la réduction du prix d'exercice, lorsque la construction se présente à un coût inférieur aux prévisions dans le modèle financier convenu pour le projet HPC. Ce mécanisme fonctionnera dans un sens, sans augmentation du prix d'exercice si les coûts de construction sont supérieurs aux prévisions.
- 1.2. Le calcul initial de partage des gains aura lieu à la première de ces trois dates: i) la date correspondant à l'échéance de 6 mois après la date de démarrage du réacteur deux; ii) la date du dixième anniversaire du démarrage du réacteur un; et iii) la date (le cas échéant) postérieure à la date de démarrage du réacteur un à laquelle les parties conviennent que le réacteur deux n'atteindra pas sa date de démarrage. Le calcul final de partage des gains aura lieu au sixième anniversaire de la date du calcul initial de partage des gains (ou plus tôt si toutes les demandes de remboursement des coûts de construction ont été réglées avant cette date).
- 1.3. Nous avons exposé ci-après de plus amples détails concernant la façon dont les mécanismes de la disposition opéreront.

2. Mécanisme pertinent

- 2.1. NNBG fournira à l'autre partie au CEC un rapport écrit à une date qui ne sera pas antérieure à une période définie précédant la date de rapprochement initial et la date de rapprochement final.
- 2.2. Chaque rapport devra:
 - 2.2.1. exposer, de façon raisonnablement détaillée:
 - a) le montant agrégé des coûts de construction jusqu'à la date du rapport, libellé en livres sterling;
 - b) le montant agrégé des coûts de construction dont il est raisonnablement prévu qu'ils seront encourus, payés ou accumulés par NNBG, libellé en livres sterling, à condition que ces coûts de construction soient limités aux coûts de construction qui seraient raisonnablement et dûment encourus, payés ou accumulés par NNBG pour satisfaire aux exigences réglementaires sans encourir de coûts ou dépenses excessifs;
 - c) les calendriers effectifs de construction de NNBG; et
 - d) les calendriers de construction estimés de NNBG pour toute période postérieure à la date du rapport concerné;
 - 2.2.2. exposer, de façon raisonnablement détaillée, les éléments de preuve des mesures prises pour s'assurer que le montant de tous coûts de construction prévus comme devant être encourus, payés ou accumulés par NNBG après la date du rapport, soient limités aux coûts de construction qui seraient raisonnablement et dûment encourus, payés ou accumulés par NNBG pour satisfaire aux exigences réglementaires sans encourir de coûts ou dépenses excessifs;
 - 2.2.3. inclure, si le rapport, ou toute partie de ce dernier, est préparé par ou avec l'aide d'un ou plusieurs tiers, les renseignements relatifs à ce(s) tiers et des copies de tous rapports préparés par ce(s) tiers; et
 - 2.2.4. mentionner l'ajustement nécessaire (le cas échéant) au prix d'exercice.
- 2.3. Le rapport fournira des informations à l'appui pertinentes et sera accompagné d'un certificat des administrateurs certifiant les informations contenues dans le rapport.
- 2.4. L'autre partie au CEC pourra exiger d'autres informations à l'appui de la part de NNBG dans un délai spécifique. Si l'autre partie au CEC présente une telle demande, NNBG doit fournir ces informations dans un délai spécifique à compter de la demande.

- 2.5. L'autre partie au CEC informera NNBG si elle accepte ou non le rapport fourni par NNBG au cours d'une période spécifique. Si NNBG et l'autre partie au CEC ne peuvent parvenir à un accord, la question pourra faire l'objet d'un renvoi par l'une des parties en vue d'une résolution indépendante.
 - 2.6. Si NNBG ne fournit pas un rapport à l'autre partie au CEC, cette dernière pourra demander l'avis d'une entreprise indépendante de consultants en matière de coûts en ce qui concerne les coûts et les calendriers de construction et cet avis sera utilisé à la place du rapport.
 - 2.7. NNBG fournira à l'autre partie au CEC et à ses conseillers professionnels (y compris les consultants en matière de coûts) l'assistance que l'autre partie au CEC pourra raisonnablement demander aux fins d'examiner le rapport et vérifier les coûts de construction.
 - 2.8. Le rapport financier sera actualisé avec les coûts de construction révisés et les calendriers de construction révisés, tels qu'exposés dans le rapport ou tels que conseillés par les consultants en matière de coûts, et exécuté afin de déterminer un prix d'exercice révisé. La différence entre les prix d'exercice produits par l'exécution du modèle financier à l'aide des coûts de construction et des calendriers de construction prévus et sa réexécution avec les coûts de construction révisés et les calendriers de construction révisés déterminera l'importance du gain de construction, exprimé en GBP/MWh. L'autre partie au CEC aura le droit de s'approprier 50 % du gain de construction établi par l'exercice susmentionné (pourcentage qui passera à 75 % en ce qui concerne tout gain de construction supérieur à [...] GBP — en valeur nominale), en réduisant de ce montant le prix d'exercice alors en vigueur.
 - 2.9. Si, à tout moment au cours de la période entre les dates de rapprochement initial et final, NNBG identifie des coûts de construction ou des calendriers de construction différents des coûts et calendriers correspondants utilisés dans la mise à jour du modèle et qui donnent lieu à des économies en ce qui concerne les coûts de construction, NNBG pourra choisir de procéder à des paiements intermédiaires à l'autre partie au CEC, d'un montant égal à tout ou partie de ces économies supplémentaires sur les coûts de construction.
-