

## CONSULTATION PUBLIQUE

### Consultation de la Commission de régulation de l'énergie du 1<sup>er</sup> décembre 2016 sur le projet d'interconnexion France-Angleterre « IFA2 »

Par courrier daté du 25 avril 2016, RTE a présenté à la CRE une demande d'incitation à l'investissement pour le projet d'interconnexion entre la France et l'Angleterre « IFA 2 ». Ce dossier faisait explicitement l'hypothèse que le Royaume-Uni resterait membre de l'Union Européenne (UE).

Le 23 juin 2016, les citoyens britanniques ont voté en faveur de la sortie du Royaume-Uni de l'UE. La CRE a demandé à RTE le 7 octobre 2016 de compléter son dossier de demande d'incitation pour tenir compte de ce nouveau contexte d'incertitude sur le cadre futur des échanges franco-britanniques. Ces éléments complémentaires ont été envoyés à la CRE par RTE le 23 novembre 2016.

Par ailleurs, dans son programme d'investissements 2017 soumis pour approbation à la CRE, RTE a inclus pour 2017 des dépenses de 8,9 M€ au titre du projet IFA 2. La CRE a indiqué, dans sa délibération du 1<sup>er</sup> décembre 2016 relative au programme d'investissements 2017, que l'approbation du programme d'investissements 2017 ne valait pas approbation du projet IFA 2 dans son ensemble, et qu'une analyse plus approfondie de ce projet était nécessaire.

En vue de sa délibération relative au projet IFA2 prévue d'ici la fin du mois janvier 2017, et compte tenu du contexte d'incertitude du fait du référendum britannique, la CRE souhaite consulter les acteurs de marché d'une part, sur l'intérêt du projet et, d'autre part, sur les paramètres de régulation incitative à mettre en œuvre afin de limiter les risques pesant sur les consommateurs.

#### Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 3 janvier 2017 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : [dr.cp3@cre.fr](mailto:dr.cp3@cre.fr) ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE ([www.cre.fr](http://www.cre.fr)), dans la rubrique « Documents/Consultations publique » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier –F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction des réseaux : +33.1.44.50.41.43.

Les réponses individuelles non confidentielles seront publiées sur le site de la CRE.

Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que votre réponse soit considérée comme confidentielle ou anonyme. A défaut, votre contribution sera considérée comme non confidentielle et non anonyme. Les parties intéressées sont invitées à transmettre leurs observations en argumentant leurs positions.

# SOMMAIRE

<b>1. CADRE JURIDIQUE.....</b>	<b>3</b>
<b>2. PRESENTATION DU PROJET D'INTERCONNEXION « IFA2 ».....</b>	<b>3</b>
2.1 CARACTERISTIQUES DU PROJET.....	3
2.1.1 Liaison sous-marine.....	4
2.1.2 Stations de conversion.....	4
2.1.3 Raccordement au réseau de transport.....	4
2.2 CALENDRIER PREVISIONNEL.....	4
2.3 ARCHITECTURE CONTRACTUELLE.....	4
2.4 COUTS DU PROJET.....	5
2.4.1 Coûts d'investissement.....	5
2.4.2 Charges d'exploitation.....	5
<b>3. EVALUATION DE L'UTILITE ECONOMIQUE DU PROJET IFA 2 AU PERIMETRE EUROPEEN.....</b>	<b>6</b>
3.1 HYPOTHESES ET METHODE DE CALCUL.....	6
3.2 HYPOTHESES DE CAPACITES DE REFERENCE.....	7
3.3 VALEURS OBTENUES DE BENEFICE BRUT.....	7
3.4 VALEURS OBTENUES DE BENEFICE NET.....	8
<b>4. BREXIT ET RISQUES SPECIFIQUES AU PROJET IFA 2.....</b>	<b>8</b>
4.1 ELEMENTS DE CONTEXTE ET CALENDRIER DU BREXIT.....	8
4.2 REPARTITION DES BENEFICES DU PROJET IFA 2 ENTRE PAYS.....	9
4.3 INCERTITUDES INTRODUITES PAR LE BREXIT SUR LE PROJET IFA 2.....	9
4.4 RELATIONS CONTRACTUELLES ENTRE LES PORTEURS DE PROJET ET COUVERTURE DES RISQUES.....	10
<b>5. CADRE DE REGULATION INCITATIVE POUR LE PROJET IFA 2.....</b>	<b>10</b>
5.1 STRUCTURE DU MECANISME INCITATIF ENVISAGE.....	11
5.1.1 Rappel de la structure de la régulation incitative prévue par TURPE 5.....	11
5.1.2 Renforcement de la régulation incitative envisagé.....	12
5.2 NIVEAU DU MECANISME INCITATIF ENVISAGE.....	12
5.2.1 Paramètres communs.....	12
5.2.2 Taux d'incitation et prime fixe.....	13
5.2.3 Plancher et plafond.....	13
5.2.4 Prime variable portant sur les coûts.....	14
5.2.5 Prime variable portant sur le taux d'utilisation.....	15
5.2.6 Exemples de primes selon différents scénarios.....	15
5.3 COMPARAISON DE LA REGULATION INCITATIVE ENVISAGEE ET DU CADRE DE REGULATION BRITANNIQUE.....	16
<b>6. SYNTHESE DES QUESTIONS POSEES.....</b>	<b>17</b>

## 1. CADRE JURIDIQUE

En application des dispositions des articles L. 341-2 et L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE est compétente pour fixer les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE). Ces tarifs sont calculés afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par RTE, dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau de transport efficace.

L'article L. 341-3 précise que la CRE se prononce « *sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité* » et peut prévoir « *un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité.*»

L'alinéa 4 de ce même article précise que la CRE « *procède, selon les modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie* ».

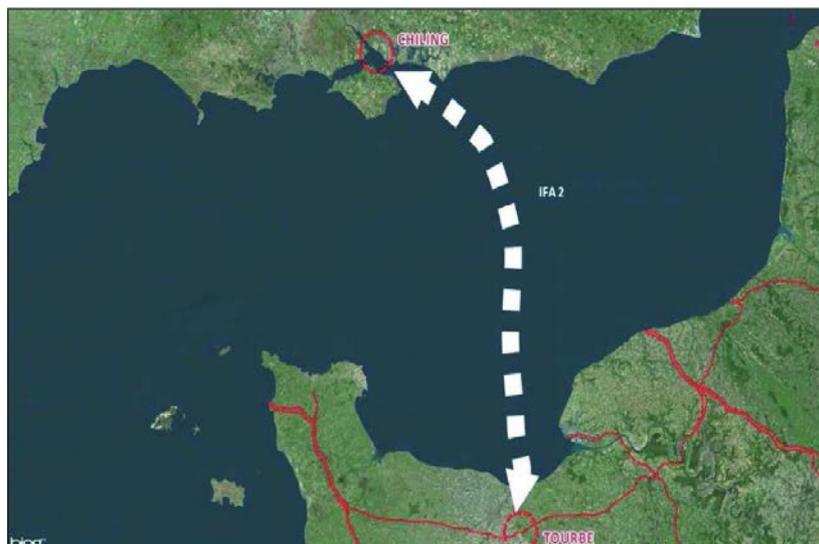
La délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur le TURPE 5 HTB<sup>1</sup> a repris les grands principes de régulation incitative définis pour la période du TURPE 4<sup>2</sup>, tout en y apportant certaines modifications. En particulier, le TURPE 5 HTB prévoit un mécanisme de régulation incitative sur les coûts des projets de développement de réseaux qui s'appliquerait aux projets dont le coût est supérieur à 30 M€, et dont la date de décision d'engagement des dépenses est postérieure à la délibération du 1<sup>er</sup> décembre 2016 portant approbation du programme d'investissements de RTE pour l'année 2017.

Toutefois, compte tenu du contexte inédit d'incertitude liée aux conséquences du référendum du 23 juin 2016 sur l'appartenance du Royaume-Uni à l'Union Européenne, et des risques spécifiques que ce contexte soulève pour le projet IFA 2, la CRE envisage un cadre de régulation incitative renforcé, afin de réduire les risques auxquels les utilisateurs du réseau de transport français sont exposés.

## 2. PRESENTATION DU PROJET D'INTERCONNEXION « IFA2 »

### 2.1 Caractéristiques du projet

Le projet d'Interconnexion France Angleterre n°2 (« IFA2 ») vise à augmenter les capacités d'échanges du réseau de transport entre la France et les îles Britanniques. Ce projet a été reconnu, en octobre 2013 puis en novembre 2015, comme un projet d'intérêt commun au niveau européen (ou « PCI » : *Project of Common Interest*), pour le couloir prioritaire North Seas' Offshore Grid (« NSOG »). Ce projet IFA2 consiste à créer une liaison d'une capacité de 1 000 MW entre les postes de TOURBE (à proximité de Caen, Calvados, France) et CHILLING (à proximité de Southampton, Hampshire, Royaume-Uni), venant s'ajouter aux 2000 MW de capacité d'interconnexion actuellement en service entre la France et l'Angleterre (interconnexion « IFA »).



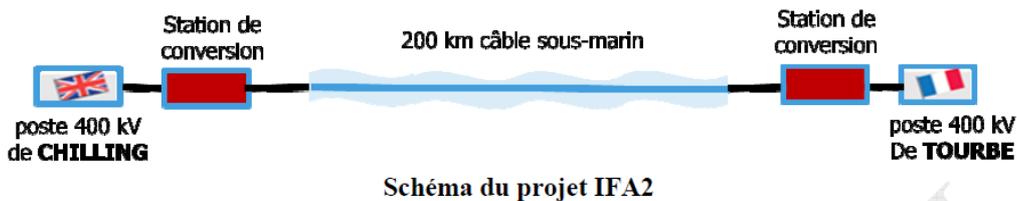
(Source image : RTE)

<sup>1</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/turpe-htb3>

<sup>2</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/turpe-4-htb>

Le dossier soumis à la CRE par RTE est publié sur le site de la CRE (sans les annexes confidentielles)<sup>3</sup>.

L'Interconnexion France-Angleterre n°2 peut être schématisée comme suit (source du schéma : RTE):



### 2.1.1 Liaison sous-marine

Il est prévu que la liaison sous-marine transmanche présente une longueur d'environ 200 km et soit constituée de deux câbles conducteurs en courant continu, chacun composé d'une partie en cuivre ou aluminium isolée, enveloppée dans plusieurs couches isolantes et protectrices.

Le diamètre des câbles serait de l'ordre de 10 à 15 cm pour une masse d'environ 45 à 50 kg par mètre.

### 2.1.2 Stations de conversion

Il est prévu que les stations de conversion du courant continu en courant alternatif relèvent de la technologie de type VSC (Voltage Source Converter) fondée sur des convertisseurs à transistors de puissance similaires à ceux choisis pour le projet d'interconnexion France-Espagne, et l'interconnexion France-Italie en cours de réalisation.

### 2.1.3 Raccordement au réseau de transport

Les postes de raccordement de la liaison d'interconnexion aux réseaux nationaux seront les postes 400 kV existants de Chilling en Angleterre (à proximité de Southampton), et de Tourbe en France (à proximité de Caen).

Le plan à 10 ans de développement du réseau de RTE ne comporte aucun projet de renforcement du réseau qui serait rendu nécessaire par le projet IFA 2.

## 2.2 Calendrier prévisionnel

Le calendrier prévisionnel fourni par RTE est le suivant :

- Concertation et participation du public : octobre à décembre 2014.
- Dépôt des dossiers d'autorisation administrative : 22 décembre 2015.
- Enquête publique : 8 août – 10 septembre 2016.
- Déclaration d'Utilité Publique : attendue fin 2016.
- Obtention des autorisations administratives : 1<sup>er</sup> semestre 2017.
- Fabrication des câbles, travaux : 2017-2020.
- Mise en service : fin 2020.

## 2.3 Architecture contractuelle

RTE développe le projet IFA2 en partenariat avec *National Grid Interconnector Holdings Limited* (NGIH), qui est une société membre du groupe international *National Grid Holdings 1 plc* (principalement centré sur la conduite d'affaires dans les secteurs de l'électricité et du gaz, et lui-même dirigé par *National Grid plc*, NG) ; *National Grid Holdings 1 plc* est propriétaire du réseau de transport d'électricité en Angleterre et au Pays de Galles, par le biais

<sup>3</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/projet-d-interconnexion-france-angleterre-ifa2/consulter-l-annexe-de-rte>

de sa filiale, *National Grid Electricity Transmission Ltd*, NGET). NGIH construit et exploite chacune de ses interconnexions par l'intermédiaire de filiales dédiées. Dans le cas du projet IFA2, NGIH a créé la société *NG IFA2 Ltd* (détenue à 100% par NGIH).

La construction de l'interconnexion IFA2 sera assurée par une société commune (« *incorporated joint venture* ») détenue à parts égales par RTE et NG IFA2 Ltd. Son exploitation sera assurée via un partenariat (« *unincorporated joint venture* ») entre RTE et NG IFA2 Ltd.

### 2.4 Coûts du projet

RTE a communiqué à la CRE une estimation détaillée des coûts du projet, décomposée ci-dessous en coûts d'investissement (CAPEX) et en charges d'exploitation (OPEX).

#### 2.4.1 Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement du projet estimés par RTE sont de l'ordre de 740 M€<sub>2017</sub><sup>4</sup>, correspondant au milieu de l'intervalle de coûts indiqué dans le *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) 2016 élaboré par ENTSO-E. Le scénario haut de l'analyse de risque est 830 M€<sub>2017</sub>. RTE n'indique pas de scénario bas.

La moitié de ces dépenses correspond aux coûts de la liaison sous-marine transmanche, le reste des dépenses se répartissant entre les stations de conversion, une liaison terrestre souterraine entre le point d'atterrissage français et la station de conversion française, et les raccordements aux réseaux nationaux. Côté anglais, la liaison entre la station de conversion et le poste de Chilling se fait via une liaison sous-marine en courant alternatif de 400 kV, pour des raisons de contraintes environnementales.

Conformément aux relations contractuelles prévues entre RTE et NG IFA2 Ltd et présentées dans la partie 2.3, RTE financera la moitié des coûts du projet.

Question 1 : Avez-vous des remarques sur le montant des dépenses d'investissement envisagé pour le projet ?

#### 2.4.2 Charges d'exploitation

Il existe deux grands postes de charges d'exploitation : les coûts d'exploitation et les pertes en ligne.

- Coûts d'exploitation et de maintenance

Dans son dossier de demande d'incitation d'avril 2016, RTE estimait les futures dépenses d'exploitation et de maintenance à 9,6 M€/an (1,3 % du total des coûts d'investissement).

Dans son dossier complémentaire de novembre 2016, RTE a revu à la baisse son estimation, et estime désormais les coûts d'exploitation et de maintenance à 4,5 M€/an (0,6 % du total des coûts d'investissement). RTE justifie cette baisse par un changement de méthode de calcul de la valeur actualisée nette du projet ne prenant plus en compte sa valeur d'usage résiduelle après 25 ans, ce qui se traduit par la non-prise en compte du coût annualisé de rénovation du contrôle-commande et des valves HVDC (baisse de 4 M€/an), ainsi que par une révision à la baisse des estimations des coûts d'exploitation (baisse de 1,1 M€/an).

##### *Analyse préliminaire de la CRE*

La CRE estime qu'étant donné que les dépenses d'investissements du projet sont encourues pour l'ensemble de sa durée de vie, il n'est pas pertinent d'ignorer le coût de rénovation du contrôle-commande et des valves HVDC<sup>5</sup>.

La CRE envisage donc de retenir la valeur de **8,5 M€/an** (1,15% du coût d'investissement) qui tient compte de la baisse des estimations de RTE des coûts d'exploitation mais intègre le coût annualisé de rénovation du contrôle-commande et des valves HVDC.

<sup>4</sup> L'annuité équivalente des coûts d'investissements (durée de vie de 45 ans et taux d'actualisation de 4,5 %) prenant en compte les intérêts intercalaires est de l'ordre de 41 M€/an.

<sup>5</sup> De façon cohérente, l'annualisation des coûts d'investissement par la CRE est fondée sur une durée de vie de 45 ans.

Question 2 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les coûts d'exploitation et de maintenance ?

- Coût des pertes

Pour estimer le coût des pertes engendrées par l'interconnexion IFA 2, RTE reprend les estimations fournies par le TYNDP 2016, seules estimations disponibles à ce jour. Le TYNDP considère un scénario « progrès attendus » pour l'année 2020, ainsi que quatre scénarios prospectifs contrastés pour l'année 2030 (décrits en annexe). Ces scénarios s'accompagnent d'hypothèses sur les demandes des différents pays, les mix énergétiques des différents parcs électriques, les coûts marginaux de production des différentes filières, etc... Ils correspondent à différents niveaux, d'une part, de coordination entre les politiques énergétiques nationales, et, d'autre part, d'atteinte des objectifs fixés dans le cadre de la politique énergétique européenne.

Les coûts liés aux pertes obtenus dans chacun de ces scénarios sont détaillées dans le tableau suivant<sup>6</sup> :

En M€	EP 2020	V1	V2	V3	V4
Pertes HVDC IFA 2 (source RTE)	8	13	10	10	12
Pertes France	-1	-8	7	15	17
Pertes Grande-Bretagne	-21	-1	-1	17	19
Pertes reste Europe	--	-4	0	-3	-5
Pertes totales (source ENTSOE)	-14	0	16	39	43

#### Analyse préliminaire de la CRE

Dans son dossier initial, RTE retient les pertes sur le seul ouvrage IFA 2 plutôt que les pertes totales en Europe.

A défaut de disposer d'éléments supplémentaires et de connaître la méthodologie mise en œuvre par ENTSO-E pour modéliser les pertes totales, la CRE envisage à ce stade d'évaluer les coûts des pertes sur la base de l'estimation fournie par RTE pour les pertes sur le seul ouvrage IFA 2.

Question 3 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'estimation du coût des pertes engendrées par l'interconnexion IFA 2 ?

### 3. EVALUATION DE L'UTILITE ECONOMIQUE DU PROJET IFA 2 AU PERIMETRE EUROPEEN

#### 3.1 Hypothèses et méthode de calcul

RTE propose de fonder l'analyse de l'intérêt économique du projet sur les travaux d'ENTSO-E relatifs au TYNDP 2016.

Le bénéfice économique brut annuel apporté par le projet IFA2 est obtenu en estimant les économies de coûts variables de production permises par la création de l'interconnexion (les mix énergétiques étant donnés par les scénarios du TYNDP). Afin de ne retenir qu'une valeur de bénéfice net estimé, RTE propose d'approximer le bénéfice économique brut annuel apporté par ce projet, par la moyenne entre la valeur du bénéfice annuel brut en 2020, et la moyenne du bénéfice annuel brut obtenu pour les 4 visions à 2030.

Plusieurs estimations du bénéfice brut apporté par le projet sont ainsi disponibles :

- les estimations fournies par le TYNDP 2016 ;
- les estimations fournies par RTE en avril 2016 dans son dossier initial de demande d'incitation ;

<sup>6</sup> Un chiffre négatif correspond à une diminution des coûts liés aux pertes.

- les estimations fournies par RTE en novembre 2016 dans son dossier complémentaire.

### 3.2 Hypothèses de capacités de référence

Le bénéfice brut apporté par le projet est sensible à la capacité d'interconnexion qui existerait entre la France et la Grande-Bretagne en l'absence du projet IFA2. RTE a ainsi fourni des estimations de bénéfices bruts pour plusieurs incréments de capacité :

- passage de 2 à 3 GW : une capacité de référence de 2 GW suppose qu'IFA 2 est le seul nouveau projet d'interconnexion mis en service entre la France et le Royaume-Uni à l'horizon considéré ;
- passage de 3 à 4 GW : une capacité de référence de 3 GW suppose qu'un autre projet de 1 GW a également été mis en service à l'horizon considéré. Il peut par exemple s'agir du projet ElecLink, qui prévoit une mise en service en 2019-2020 ;
- passage de 4,4 à 5,4 GW : une capacité de référence de 4,4 GW suppose qu'une capacité additionnelle de 2,4 GW a été mise en service à l'horizon considéré. Il s'agirait par exemple d'ElecLink et de FAB Link.

RTE propose de faire une moyenne pondérée des résultats issus de différentes hypothèses de capacité :

- pour 2020, RTE propose la pondération suivante : 75% pour 2 à 3 GW et 25% de 3 GW à 4 GW ;
- pour 2030, RTE propose la pondération suivante : 33% pour 2 à 3 GW, 33% pour 3 à 4 GW ; et 33% pour 4,4 à 5,4 GW.

#### Analyse préliminaire de la CRE

La CRE propose de retenir une capacité d'interconnexion de référence cohérente avec les hypothèses du TYNDP 2016, à savoir une capacité de référence de 3 GW pour 2020 (mise en service d'ElecLink) et de 4,4 GW pour 2030 (mise en service d'un projet supplémentaire), compte tenu des projets en cours :

- « ElecLink » (1 GW) dont la mise service est prévue en 2019-2020 ;
- FAB Link (1,4 GW) entre le nord du Cotentin et le sud de l'Angleterre à horizon 2022 ;
- Aquind (2 GW) entre la Normandie et le sud de l'Angleterre à l'horizon 2021-2022 ;
- d'autres projets d'interconnexion entre les îles britanniques et le continent.

Question 4 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les capacités de référence retenues en 2020 et 2030 en l'absence du projet IFA 2 ?

### 3.3 Valeurs obtenues de bénéfice brut

Ci-dessous sont présentées les estimations de bénéfices économiques, calculées par RTE en fonction des différentes hypothèses de capacités de référence ainsi que les valeurs estimées par ENTSO-E dans le TYNDP.

Année	Scénario	Bénéfices annuels bruts (M€/an) TYNDP 2016	Bénéfices annuels bruts <sup>7</sup> (M€/an) Hypothèses de RTE concernant la capacité de référence	Bénéfices annuels bruts (M€/an) Hypothèses de la CRE concernant la capacité de référence
2020		[70;110]	112	102
2030	Vision 1	[50;70]	49	42
	Vision 2	[90;110]	99	83
	Vision 3	[70;110]	94	78
	Vision 4	[70;90]	82	65

<sup>7</sup> Ces valeurs ne tiennent pas compte d'une éventuelle « valeur capacitaire » de l'interconnexion telle qu'évoquée ci-après.

La CRE a analysé les estimations des bénéfices bruts obtenus par RTE en les comparant, d'une part, avec les valeurs données dans la version en consultation du TYNDP 2016 (sortie en juin 2016) et, d'autre part, avec ses propres analyses. Les analyses de la CRE s'appuient sur des données fournies par RTE (pour la France) ainsi que sur des données disponibles publiquement (pour les autres pays européens). Les résultats obtenus par la CRE sont cohérents avec les valeurs calculées par RTE.

Par ailleurs, RTE a introduit dans son dossier complémentaire de novembre 2016 une « valeur capacitaire » de l'interconnexion IFA 2 de 24 M€ par an, à savoir une estimation des économies d'investissements dans des moyens de production que permettrait l'interconnexion. La CRE juge prématuré de prendre ces éventuels bénéfices en considération. En effet, ces bénéfices ne font pas l'objet d'une analyse approfondie par RTE permettant d'évaluer leur pertinence. Par ailleurs, la CRE note que le volume d'énergie non distribuée est nul dans les scénarios du TYNDP 2016, malgré une demande supposée inélastique. A ce stade, il n'apparaît donc pas pertinent de prendre en compte une valeur capacitaire dans de tels scénarios.

### 3.4 Valeurs obtenues de bénéfice net

A partir des chiffres de bénéfices bruts annuels, de coûts d'investissement, de coûts d'exploitation, de maintenance et de pertes présentés ci-dessus, un ordre de grandeur du bénéfice annuel net apporté (en M€/an) par le projet peut être calculé au périmètre de l'Europe dans son ensemble (calculs de la CRE sur la base des chiffres fournis par RTE)<sup>8</sup> :

	2020	2030 (V1)	2030 (V2)	2030 (V3)	2030 (V4)	Moyenne 2030	
Bénéfice Brut (hyp. RTE*)	112	49	99	94	82	81	
Bénéfice Brut (hyp. CRE*)	102	42	83	78	65	67	
Annuité d'investissements	41	41	41	41	41	41	
Coûts exploitation	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	
Pertes IFA 2	8	13	10	10	12	11	<b>Moyenne 2020-2030</b>
<b>Bénéfice Net (hyp. RTE*)</b>	<b>54</b>	<b>-13</b>	<b>40</b>	<b>34</b>	<b>21</b>	<b>20</b>	<b>37</b>
<b>Bénéfice Net (hyp. CRE*)</b>	<b>45</b>	<b>-21</b>	<b>24</b>	<b>19</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>25</b>

(\*) Hypothèse relative à la capacité de référence en 2020 et 2030, telle que décrite au paragraphe 3.2.

En conclusion, la CRE considère que dans le cadre réglementaire actuel, le projet IFA 2 présente un intérêt au périmètre de l'Europe des 28.

Question 5 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur le fait que le projet IFA 2 apporte un bénéfice net positif au périmètre de l'Europe des 28 ?

La partie suivante présente des éléments d'analyse complémentaires, dont la CRE a souhaité disposer compte tenu du contexte d'incertitude lié au résultat du référendum britannique.

## 4. BREXIT ET RISQUES SPECIFIQUES AU PROJET IFA 2

### 4.1 Eléments de contexte et calendrier du Brexit

Le référendum britannique du 23 juin 2016 a conduit à un vote majoritairement favorable à la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne (« le Brexit »).

Le référendum britannique pourrait conduire à l'activation de l'article 50 du traité sur l'Union européenne, qui prévoit qu'un Etat membre peut se retirer unilatéralement de l'Union après en avoir notifié son intention au Conseil européen, et à l'issue d'un processus de négociation débouchant sur un accord de retrait. Le retrait ne serait effectif qu'au moment de la signature de l'accord ou, à défaut, deux ans après la notification ; pendant toute la période intérimaire, le Royaume-Uni reste membre à part entière de l'Union. Il est à noter que le délai de

<sup>8</sup> Les coûts d'investissement ont été annualisés sur la base d'une durée de vie de 45 ans et d'un taux d'actualisation de 4,5 %.

négociation de l'accord de retrait peut être prorogé au-delà de deux ans après accord unanime des Etats membres.

Le cas échéant, de nouveaux traités devront être négociés afin de régir les relations futures entre le Royaume-Uni et l'Union européenne. Aucun élément ne permet aujourd'hui de préjuger du contenu de ces traités, et notamment des modalités d'accès du Royaume-Uni au marché intérieur, y compris au marché de l'électricité.

Cette situation est inédite et crée des incertitudes, en particulier s'agissant des règles qui prévaudront en matière d'exploitation des interconnexions électriques et, plus généralement, en matière d'accès au marché intérieur de l'électricité.

Le résultat du référendum britannique soulève ainsi deux questions. D'une part, il convient de s'assurer que le projet présente un intérêt pour le système électrique européen, y compris dans un contexte où le Royaume-Uni ne serait plus membre de l'Union Européenne et ne participerait plus au marché intérieur. D'autre part, une analyse des risques spécifiques que les suites du référendum britannique pourraient faire peser sur le projet, ainsi que des mesures prises pour s'en prémunir, est nécessaire.

#### 4.2 Répartition des bénéfices du projet IFA 2 entre pays

Dans son courrier du 7 octobre 2016 adressé à RTE, la CRE a demandé à RTE de lui fournir des éléments d'analyse complémentaire permettant de comprendre comment le bénéfice net apporté par le projet se répartit entre les différents pays européens.

Le calcul de la répartition des surplus entre pays demande de modéliser la formation des prix de marché, afin de définir la façon dont les gains sont partagés entre les consommateurs, les producteurs, et les propriétaires d'interconnexions des différents pays. Par construction, cette analyse est moins robuste que l'analyse du bénéfice brut au niveau européen, qui n'a besoin d'évaluer que les économies de coûts de production au périmètre européen permises par le projet. En particulier, la répartition réelle du surplus entre les parties prenantes dépendra des imperfections de marché, des contraintes des réseaux nationaux, des contrats bilatéraux, etc.

Si le détail des chiffres obtenus reste soumis à des incertitudes, la tendance qui se dégage des simulations effectuées par RTE est que le Royaume-Uni retire l'essentiel du bénéfice net du projet. Le projet est voisin de l'équilibre pour l'Union Européenne privée du Royaume-Uni. Pour la France, le bénéfice est positif dans tous les scénarios du fait de l'intensification des échanges entre la France et le Royaume-Uni. Cette intensification se traduit par un impact négatif sur la valeur de l'utilisation d'interconnexions entre la France et d'autres pays. Le tableau ci-dessous détaille la répartition de l'estimation des bénéfices annuels nets du projet (en M€/an) sur la base d'une hypothèse de partage des coûts à 50-50 entre NG IFA2 Ltd et RTE :

	Europe hors Royaume-Uni		Royaume-Uni	
	Hyp. RTE*	Hyp. CRE*	Hyp. RTE*	Hyp. CRE*
2020	4	-2	50	46
2030 (V1)	-6	-9	-7	-11
2030 (V2)	-17	-28	57	51
2030 (V3)	3	-9	31	27
2030 (V4)	-11	-24	32	27
Moyenne 2030	-8	-17	28	24
Moyenne 2020 - 2030	-2	-10	39	35

(\*) Hypothèse relative à la capacité de référence en 2020 et 2030, telle que décrite au paragraphe 3.2.

La CRE estime à ce stade que le résultat pour l'Europe hors Royaume-Uni est voisin de l'équilibre compte tenu de l'incertitude inhérente à ce type de modélisation. Elle considère donc que le résultat du référendum britannique ne remet pas fondamentalement en cause le projet IFA 2 sur le plan économique. Néanmoins, l'incertitude législative et réglementaire liée à ce résultat, et le fait que le projet est tout juste à l'équilibre au périmètre de l'Union européenne sans le Royaume-Uni, rendent nécessaire d'analyser les nouveaux risques auquel est soumis le projet.

Question 6 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE sur l'intérêt économique du projet compte tenu du résultat du référendum britannique ?

#### 4.3 Incertitudes introduites par le Brexit sur le projet IFA 2

Du fait du résultat du référendum britannique, les règlements européens, notamment les codes de réseau qui définissent les modalités d'accès aux interconnexions, ne s'appliqueront peut-être plus au Royaume-Uni, ce qui crée une incertitude quant aux règles applicables à l'avenir. L'intérêt économique du projet IFA 2 pourrait donc être remis en question si les modalités d'utilisation de l'interconnexion<sup>9</sup>, résultant du nouveau cadre mis en place à l'issue des négociations entre le Royaume-Uni et l'Union européenne, se révélaient significativement différentes des dispositions des règlements européens (règlement FCA<sup>10</sup> pour l'allocation des droits de transport long terme, règlement CACM<sup>11</sup> pour les allocations journalière et infra-journalière via le couplage des marchés).

Question 7 : Partagez-vous la position de la CRE sur les risques que le résultat du référendum britannique fait porter au projet IFA 2 ?

#### **4.4 Relations contractuelles entre les porteurs de projet et couverture des risques**

Il est prévu que la construction de l'interconnexion IFA2 soit assurée par une entreprise commune détenue à parts égales par RTE et par NG IFA2 Ltd, filiale de NGIH, qui agira en tant que commissionnaire en son nom et pour le compte des parties.

En phase d'exploitation, l'entreprise commune mentionnée ci-dessus sera dissoute et un accord d'exploitation (*Joint Operating Agreement*) conclu entre RTE et NG IFA2 Ltd définira les principes d'exploitation de la ligne, notamment s'agissant de la répartition des coûts et des revenus, et des modalités de commercialisation de la capacité. Les parties signeront cet accord d'exploitation avant la création de l'entreprise commune chargée de la construction. Cependant, des annexes y seront insérées ultérieurement.

RTE indique que la commercialisation des droits de long terme devrait se faire sur la plateforme unique SAP conformément aux dispositions prévues par le règlement FCA. RTE ne précise pas les modalités de commercialisation de la capacité de l'interconnexion aux autres échéances (journalière et infra-journalière).

A ce stade, selon les informations à la disposition de la CRE, NG IFA2 et RTE n'ont pas pris de mesure spécifique significative liée au résultat du référendum britannique dans l'organisation de leurs relations contractuelles, notamment s'agissant du partage des risques en cas d'abandon du projet en phase de construction ou de moindre rentabilité en phase d'exploitation.

Question 8 : Avez-vous des commentaires concernant les éléments présentés ci-dessus concernant le partage des risques retenu par RTE et son partenaire pour le projet IFA 2, à la suite du résultat du référendum britannique ?

## **5. CADRE DE REGULATION INCITATIVE POUR LE PROJET IFA 2**

RTE considère que le résultat du référendum britannique ne modifie pas substantiellement l'intérêt économique du projet IFA 2. Il demande en conséquence que le cadre de régulation incitative prévu par le TURPE s'applique normalement.

Dans le contexte d'incertitude quant aux conséquences du référendum britannique, et compte tenu du fait que RTE et NG IFA 2 n'ont pas prévu de disposition spécifique significative, la CRE envisage de mettre en œuvre un cadre de régulation permettant un partage plus équilibré des risques entre RTE et les utilisateurs du réseau français. En effet, le cadre de régulation en vigueur fait supporter aux utilisateurs la quasi-totalité des risques liés au projet (abandon, moindre rentabilité, etc), mais dans le cadre d'une analyse de rentabilité à l'échelle de l'Union européenne.

La section 5.1 décrit le principe du mécanisme envisagé. Différents niveaux de partage des risques sont ensuite proposés dans la partie 5.2.

<sup>9</sup> Modalités de calcul de la capacité commerciale disponible, modalités d'allocation de cette capacité, etc.

<sup>10</sup> <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/wholesale-market/electricity-network-codes>

<sup>11</sup> Idem.

Question 9 : Dans le contexte d'incertitude quant aux conséquences du référendum britannique, êtes-vous favorable à ce que le cadre de régulation du TURPE s'applique ? Ou bien estimez-vous justifié de renforcer le cadre de régulation incitative pour rééquilibrer le partage des risques entre RTE et les utilisateurs ?

## 5.1 Structure du mécanisme incitatif envisagé

La structure du mécanisme incitatif reprend pour l'essentiel celle prévue par TURPE 5 HTB.

### 5.1.1 Rappel de la structure de la régulation incitative prévue par TURPE 5

L'incitation financière à la réalisation des interconnexions prévue par TURPE 5 se compose des trois éléments suivants :

- **Une prime fixe** dont le but est d'inciter à la réalisation de l'interconnexion, sous réserve que celle-ci engendre un bénéfice économique net prévisionnel positif.
- **Une prime variable « utilisation »** incitant à la bonne exploitation de l'interconnexion qui prend la forme d'une rémunération annuelle positive ou négative dont le niveau dépend des flux supplémentaires qui seront observés sur la frontière France – Angleterre par rapport aux flux annoncés par RTE.

$$PV_{\text{utilisation}} = - \Gamma \times \text{Valeur unitaire} \times (\text{Taux Utilisation}_{\text{ex ante}} - \text{Taux Utilisation}_{\text{ex post}})$$

Cette prime se veut être une approximation pour sensibiliser RTE au bénéfice brut *réalisé* et non estimé *ex ante*. Il est ainsi implicitement supposé qu'en première approximation, le bénéfice brut apporté par l'interconnexion est proportionnel à son taux d'utilisation. La valeur unitaire d'un point d'utilisation est donc définie comme :

$$\text{Valeur unitaire} = (\text{Bénéfice Brut}_{\text{ex ante}} - \text{Coûts pertes}_{\text{ex ante}}) / \text{Taux Utilisation}_{\text{ex ante}}$$

Le taux d'utilisation est calculé selon la formule suivante<sup>12</sup> :

$$\frac{100\%}{8760} \sum_{h=1}^{8760} \frac{\max(0, \text{capacité utilisée}_{h,FR-GB} - \text{capacité offerte}_{h,\text{sans IFA2}})}{\text{capacité offerte}_{\text{avec IFA2}} - \text{capacité offerte}_{\text{sans IFA2}}}$$

où les capacités utilisée et offerte sont exprimées en valeur absolue (indépendantes du sens d'utilisation de l'interconnexion).

La délibération TURPE 5 introduit un plancher à la somme des revenus perçus et des pénalités encourues au titre des primes fixes et des primes variables « utilisation ». Dans l'hypothèse où les flux réalisés seraient inférieurs aux flux prévisionnels, la pénalité ne peut qu'annuler l'équivalent de l'annuité de la prime fixe définie par la CRE.

- **Une prime variable « coûts »** incitant à la minimisation des coûts d'investissement. Elle prend la forme d'une rémunération positive ou négative dont le niveau dépend des coûts réalisés du projet. Cette prime incite RTE à minimiser l'écart entre les coûts prévisionnels qu'il estime *ex ante* et les coûts réalisés lors de la mise en service du projet. Dans le cadre du TURPE 5, le taux d'incitation de la prime variable « coûts » est fixé à 20 %. Néanmoins, cette prime n'est activée que si les dépenses d'investissements réalisées sont inférieures ou supérieures de 10% aux dépenses d'investissements prévisionnelles. Si les dépenses d'investissement réalisées par RTE pour ce projet se situent entre 90 % et 110 % du budget cible, aucune prime ni pénalité n'est attribuée. Si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 90 % du budget cible, RTE bénéficie d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 90 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées. Si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT sont supérieures à 110 % du budget cible, RTE supporte une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 110 % du budget cible.

Dans le cas où le coût réalisé dépasserait le coût cible, le montant de cette pénalité sera limité de façon à ce que l'ensemble des incitations cumulées ne puissent conduire à une rémunération inférieure au CMPC - 1 %.

Par ailleurs, l'incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais est implicitement contenue dans le fait de verser les primes à compter de la date de mise en service de l'interconnexion.

<sup>12</sup> Les années bissextiles, la formule sera adaptée en conséquence.

### 5.1.2 Renforcement de la régulation incitative envisagé

Le renforcement de la régulation incitative envisagé consiste à fixer :

- **Un plancher** défini en référence au taux de rémunération de la base d'actifs régulés de RTE.

$$\text{Plancher} = \text{CMPC} - Y\%$$

- **Un plafond** défini en référence au taux de rémunération de la base d'actifs régulés de RTE.

$$\text{Plafond} = \text{CMPC} + Y\%$$

Le plancher et le plafond s'appliquent à la somme des trois primes pendant la période d'application du mécanisme, et seraient définis en référence au coût d'investissement réalisé.

La prime variable portant sur les coûts est activée dès que les dépenses d'investissements réalisées diffèrent des dépenses d'investissements prévisionnelles.

L'incitation financière est gérée via le CRCP de RTE pendant une durée de dix ans après la mise en service de l'interconnexion<sup>13</sup>.

Question 10 : Si vous êtes favorable au renforcement du cadre de régulation incitative pour le projet IFA2, la structure du mécanisme incitatif envisagé dans ce cas vous semble-t-elle pertinente ?

## 5.2 Niveau du mécanisme incitatif envisagé

Plusieurs variantes du même mécanisme incitatif, correspondant à différents partages des risques entre RTE et les utilisateurs, sont envisagées par la CRE à ce stade.

### 5.2.1 Paramètres communs

Les différentes variantes partagent les paramètres suivants :

- CAPEX cible : dépenses d'investissement prévisionnelles ;
- OPEX : coûts d'exploitation et de maintenance annuels hors pertes ;
- Pertes : montant des pertes sur les ouvrages IFA2 ;
- Taux d'actualisation : taux préconisé par le rapport Quinet<sup>14</sup> pour les investissements publics ;
- CMPC : défini dans la délibération TURPE HTB en vigueur ;
- Taux d'utilisation cible : part de la capacité utilisée d'IFA2, telle qu'estimée par RTE dans ses études ;
- Bénéfices bruts anticipés en 2020 et 2030 : bénéfices moyens des différents scénarios (cf. paragraphe 3.2) ;
- Durée d'incitation : nombre d'années pendant lesquelles les incitations sont appliquées.

<sup>13</sup> La prime fixe et la prime variable « coûts » sont annualisées sur 10 ans (durée du mécanisme incitatif) afin de faciliter la comparaison entre les différentes variantes envisagées du cadre de régulation.

<sup>14</sup> [http://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/archives/CGSP\\_Evaluation\\_socioeconomique\\_17092013.pdf](http://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/archives/CGSP_Evaluation_socioeconomique_17092013.pdf)

CAPEX prévisionnelles à la date de mise en service <sup>15</sup>	783 M€	
CAPEX cible (RTE)	391 M€	
OPEX	8,5 M€ par an	
OPEX (RTE)	4,25 M€ par an	
Pertes totales	9,6 M€ par an	
Pertes (RTE)	4,8 M€ par an	
Taux d'actualisation	4,5 %	
CMPC du TURPE 5	6,125 %	
Bénéfices bruts annuels	2020 : 102 M€	2030 : 67 M€
Bénéfices bruts annuels (RTE)	2020 : 51 M€	2030 : 34 M€
Durée de vie comptable	45 ans	
Durée d'incitation	10 ans	

Année	Taux d'utilisation prévisionnel	Taux d'utilisation équivalent
2021	72,4 %	65,8 %
2022	70,8 %	65,8 %
2023	69,2 %	65,8 %
2024	67,6 %	65,8 %
2025	66,0 %	65,8 %
2026	64,4 %	65,8 %
2027	62,8 %	65,8 %
2028	61,2 %	65,8 %
2029	59,6 %	65,8 %
2030	58,0 %	65,8 %

Le taux d'utilisation équivalent est le taux constant qui est fixé comme taux cible du mécanisme incitatif.

## 5.2.2 Taux d'incitation et prime fixe

A ce stade, la CRE envisage plusieurs variantes de taux d'incitation et de prime fixe annuelle.

La variante A correspond au cadre de régulation TURPE 5 dans lequel le taux d'incitation sur les flux serait fixé à 10 %. Les variantes B et C, correspondent à un cadre de régulation incitative renforcé :

Variante	Taux d'incitation ( $\Gamma$ )	Prime fixe annuelle (M€/an)	Prime fixe annuelle (CMPC+X)
A <sup>16</sup>	10 %	1,0	0,3 %
B	30 %	2,0	0,5 %
C	50 %	3,0	0,8 %

## 5.2.3 Plancher et plafond

Le plancher et le plafond sont définis en référence au taux de rémunération de la base d'actifs régulés de RTE :

$$\text{Plancher} = \text{CMPC} - Y\%$$

$$\text{Plafond} = \text{CMPC} + Y\%$$

Plusieurs variantes de planchers et plafonds sont considérées :

<sup>15</sup> Cette valeur est supérieure aux 740 M€ de coût prévisionnel du projet car elle tient compte des intérêts intercalaires pendant la construction.

<sup>16</sup> Comme rappelé en 5.1.1, le taux d'incitation s'applique à la prime « flux », le taux d'incitation de la prime « coûts » étant fixé à 20%.

Variante	Plancher	Plafond
A	CMPC - 1,0 % pour les coûts et CMPC pour l'utilisation	Pas de plafond par défaut
B	CMPC - 2,4 %	CMPC + 2,4 %
C	CMPC - 4,1 %	CMPC + 4,1 %

- Variante A : conformément au TURPE 5, dans le cas où le coût réalisé dépasserait le coût cible, le montant de la pénalité sera limité de façon à ce que l'ensemble des incitations cumulées ne puissent conduire à une rémunération inférieure au CMPC - 1 % ; dans le cas où les flux réalisés seraient inférieurs aux flux prévisionnels, le montant de la pénalité ne pourra que venir annuler les primes fixe et variable sur les coûts. Aucun plafond de rémunération n'est prévu par défaut.
- Variante B : le plancher est fixé au coût de la dette retenu dans le cadre du TURPE en vigueur, soit 3,7 % pour TURPE 5. Ce coût de la dette est fondé notamment sur des moyennes de long terme des taux obligataires.
- Variante C : le plancher est fixé au coût de la dette *spot*, soit 2,0%. Ce coût de la dette est fondé sur les taux obligataires actuels. Cette méthode de calcul du plancher, cohérente avec le fait qu'il s'agit d'un nouveau projet et non d'une base d'actifs régulés historique, est similaire à celle utilisée dans le régime de régulation des interconnexions britanniques.

Moyenne des OAT 10 ans et des OAT 30 ans <sup>17</sup>	1,20%
Spread	0,60%
IS	34,43%
Déductibilité des intérêts	75%
Coût de la dette	2,0%

Au-delà des 10 premières années après la mise en service, RTE est rémunéré pour l'ouvrage IFA 2 au taux de rémunération du TURPE en vigueur.

Pour chaque variante, les taux d'incitation sont choisis en cohérence avec le plancher de rémunération. Ainsi, le plancher est atteint dans les variantes B et C si les flux constatés sont nuls, pour des coûts réalisés égaux aux coûts anticipés.

#### 5.2.4 Prime variable portant sur les coûts

L'incitation portant sur les coûts s'exprime en fonction de l'écart entre les coûts d'investissements prévisionnels et les coûts réalisés.

Une fois le coût d'investissement réalisé connu, la CRE envisage de calculer la prime variable portant sur les coûts de la façon suivante :

- Pour la variante A, tel que décrit dans le paragraphe 5.1.1. La prime variable portant sur les coûts d'investissement sera nulle si les coûts réalisés sont compris entre 90 % et 110 % des coûts prévisionnels retenus par la CRE. Elle sera positive si les coûts réalisés sont inférieurs à 90 % des coûts prévisionnels retenus par la CRE, et négative si les coûts réalisés sont supérieurs à 110% des coûts prévisionnels retenus par la CRE.
- Pour les variantes B et C, selon la formule ci-après :

$$PV_{\text{coûts}} = \Gamma \times (\text{CAPEX}_{\text{annualisé, ex ante}} - \text{CAPEX}_{\text{annualisé, ex post}})$$

La prime variable portant sur les coûts d'investissement sera nulle si les coûts réalisés sont égaux aux coûts prévisionnels retenus par la CRE. Elle sera positive si les coûts réalisés sont inférieurs aux coûts prévisionnels retenus par la CRE, et négative dans le cas contraire.

<sup>17</sup> Moyenne telle que constatée entre le 25/11/2016 et le 30/11/2016.

Variante	Taux d'incitation
A	20% <sup>18</sup>
B	30%
C	50%

### 5.2.5 Prime variable portant sur le taux d'utilisation

La prime variable portant sur le taux d'utilisation serait calculée selon la formule suivante :

$$PV_{\text{utilisation}} = - \Gamma \times \text{Valeur unitaire} \times (\text{Taux Utilisation}_{\text{ex ante}} - \text{Taux Utilisation}_{\text{ex post}})$$

Les paramètres de calcul de l'incitation portant sur le taux d'utilisation seraient les suivants :

Variante	Taux d'incitation (Γ)	Valeur unitaire du point	Valeur unitaire du point x Γ
A	10%	0,57 M€	0,06 M€
B	30%	0,57 M€	0,17 M€
C	50%	0,57 M€	0,28 M€

Question 11 : Les niveaux des variantes envisagées vous semblent-ils appropriés ? Quelle variante privilégiez-vous ?

### 5.2.6 Exemples de primes selon différents scénarios

A titre indicatif, la sensibilité de la régulation incitative est analysée dans les tableaux suivants.

#### Sensibilité aux coûts d'investissement

Le tableau ci-dessous analyse la sensibilité aux coûts d'investissement réalisés, pour des flux réalisés égaux aux flux prévisionnels.

Ecart au coût de référence	Option A		Option B		Option C	
	Primes en M€/an <sup>19</sup>	CMPC + X% sur 10 ans	Primes en M€/an	CMPC + X% sur 10 ans	Primes en M€/an	CMPC + X% sur 10 ans
-30%	2,6	1,0%	6,2	2,4%	10,6	4,1%
-20%	2,0	0,7%	5,0	1,7%	7,9	2,7%
-10%	1,0	0,3%	3,5	1,0%	5,5	1,6%
0%	<b>1,0</b>	<b>0,3%</b>	<b>2,0</b>	<b>0,5%</b>	<b>3,0</b>	<b>0,8%</b>
10%	1,0	0,2%	0,5	0,1%	0,5	0,1%
25%	-0,5	-0,1%	-1,7	-0,4%	-3,2	-0,7%
50%	-3,0	-0,5%	-5,4	-1,0%	-9,4	-1,7%

#### Sensibilité aux flux

Le tableau suivant analyse la sensibilité aux flux réalisés, pour un coût d'investissement réalisé égal au coût prévisionnel.

<sup>18</sup> Pour la variante A, la prime ne s'applique que lorsque les coûts réalisés d'investissement s'écartent de plus de 10% des coûts prévisionnels, tel que décrit au paragraphe 5.1.1.

<sup>19</sup> Dans le cadre de TURPE 5, la prime fixe et la prime variable « coûts » sont normalement versées lors de la mise en service. Dans le tableau, ces primes sont annualisées sur 10 ans afin de faciliter la comparaison avec les variantes B et C.

Flux réalisés	Ecart aux flux de référence	Option A		Option B		Option C	
		Primes en M€/an	CMPC + X% sur 10 ans	Primes en M€/an	CMPC + X% sur 10 ans	Primes en M€/an	CMPC + X% sur 10 ans
0%	-100%	0,0	0,0%	-9,0	-2,4%	-15,2	-4,1%
17%	-75%	0,0	0,0%	-6,4	-1,7%	-11,0	-3,0%
33%	-50%	0,0	0,0%	-3,6	-1,0%	-6,3	-1,7%
50%	-25%	0,1	0,0%	-0,8	-0,2%	-1,7	-0,4%
66%	0%	<b>1,0</b>	<b>0,3%</b>	<b>2,0</b>	<b>0,5%</b>	<b>3,0</b>	<b>0,8%</b>
83%	25%	1,9	0,5%	4,8	1,3%	7,7	2,1%
100%	51%	2,9	0,8%	7,7	2,1%	12,5	3,4%

Dans l'option A, qui correspond au cadre de régulation prévu par TURPE 5, on constate en particulier que la rémunération de RTE est très peu sensible aux flux réalisés.

Lorsque les coûts comme les flux réalisés s'écartent de leur valeur prévisionnelle, les incitations financières liées aux coûts et aux flux s'additionnent dans la limite du plancher et du plafond tels que décrit au paragraphe 5.2.3.

### 5.3 Comparaison de la régulation incitative envisagée et du cadre de régulation britannique

Du côté britannique, NGIH a été déclaré éligible par l'Ofgem au mécanisme de « *Cap & Floor* » en juillet 2015. Ce régime assure une rentabilité minimale au porteur de projet (le « *floor* ») en contrepartie de la fixation d'une rentabilité maximale (le « *cap* ») au-delà de laquelle les bénéfices du projet sont partagés avec les consommateurs britanniques.

Sur plusieurs aspects (exposition aux prix, taux d'incitation, durée, plancher), ce mécanisme expose davantage NGIH aux risques du projet que ne le fait pour RTE la régulation incitative envisagée par la CRE. En particulier :

- le régime de « *Cap & Floor* » expose les porteurs de projets aux différentiels de prix de l'électricité entre la France et la Grande-Bretagne. Ces différentiels s'avèrent volatils et sont notamment soumis au risque de taux de change. A l'inverse, la régulation incitative envisagée ne porte que sur les flux réalisés ;
- le taux d'incitation du régime britannique est par défaut de 100%, contre 10% à 50% envisagés côté français ;
- la durée du régime britannique est de 25 ans contre 10 ans côté français ;
- le « *floor* » est déterminé sur la base du coût d'une dette obligataire d'une maturité de 10 ans ou plus, pour un créateur noté A/BBB<sup>20</sup>. Ce « *floor* », qui s'applique pendant 25 ans, est donc plus faible que le plancher le plus bas envisagé dans la présente consultation publique qui s'applique pendant 10 ans.

Sur la base de ces éléments la CRE estime que le cadre de régulation envisagé, quelle qu'en soit la variante retenue, n'est pas de nature à conduire un gestionnaire de réseau prudent et efficace à retarder ou abandonner le projet.

<sup>20</sup> Source : [https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/05/cap\\_and\\_floor\\_regime\\_summary\\_for\\_the\\_second\\_window.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/05/cap_and_floor_regime_summary_for_the_second_window.pdf)

## **6. SYNTHÈSE DES QUESTIONS POSÉES**

Question 1 : Avez-vous des remarques sur le montant des dépenses d'investissement envisagé pour le projet ?

Question 2 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les coûts d'exploitation et de maintenance ?

Question 3 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'estimation du coût des pertes engendrées par l'interconnexion IFA 2 ?

Question 4 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les capacités de référence retenues en 2020 et 2030 en l'absence du projet IFA 2 ?

Question 5 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur le fait que le projet IFA 2 apporte un bénéfice net positif au périmètre de l'Europe des 28 ?

Question 6 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE sur l'intérêt économique du projet compte tenu du résultat du référendum britannique ?

Question 7 : Partagez-vous la position de la CRE sur les risques que le résultat du référendum britannique fait porter au projet IFA 2 ?

Question 8 : Avez-vous des commentaires concernant les éléments présentés ci-dessus concernant le partage des risques retenu par RTE et son partenaire pour le projet IFA 2, à la suite du résultat du référendum britannique ?

Question 9 : Dans le contexte d'incertitude quant aux conséquences du référendum britannique, êtes-vous favorable à ce que le cadre de régulation du TURPE s'applique ? Ou bien estimez-vous justifié de renforcer le cadre de régulation incitative pour rééquilibrer le partage des risques entre RTE et les utilisateurs ?

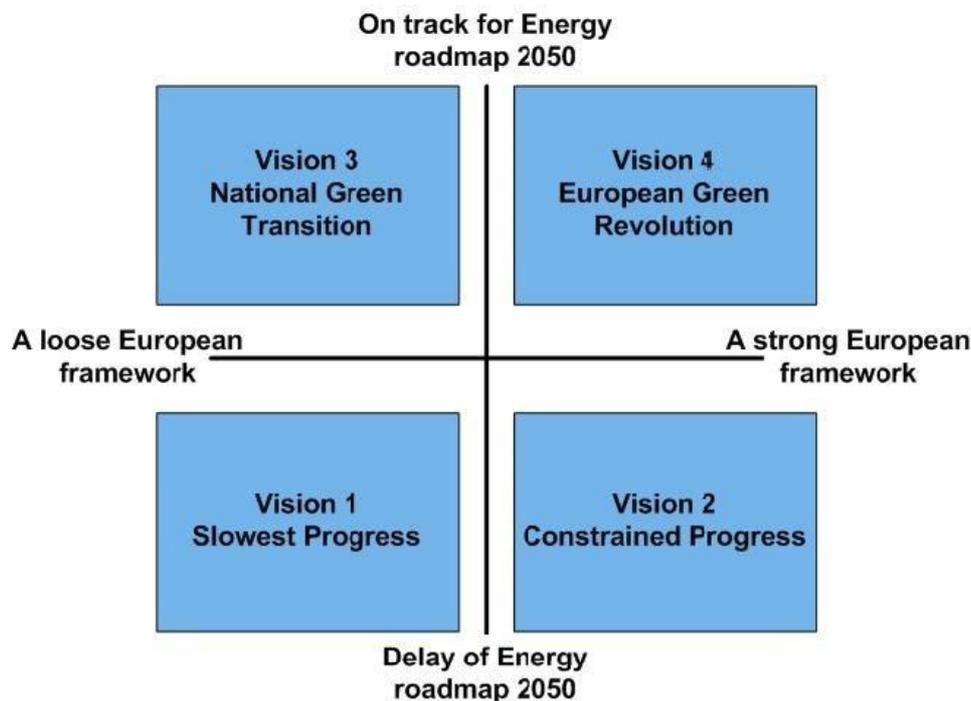
Question 10 : Si vous êtes favorable au renforcement du cadre de régulation incitative pour le projet IFA2, la structure du mécanisme incitatif envisagé dans ce cas vous semble-t-elle pertinente ?

Question 11 : Les niveaux des variantes envisagées vous semblent-ils appropriés ? Quelle variante privilégiez-vous ?

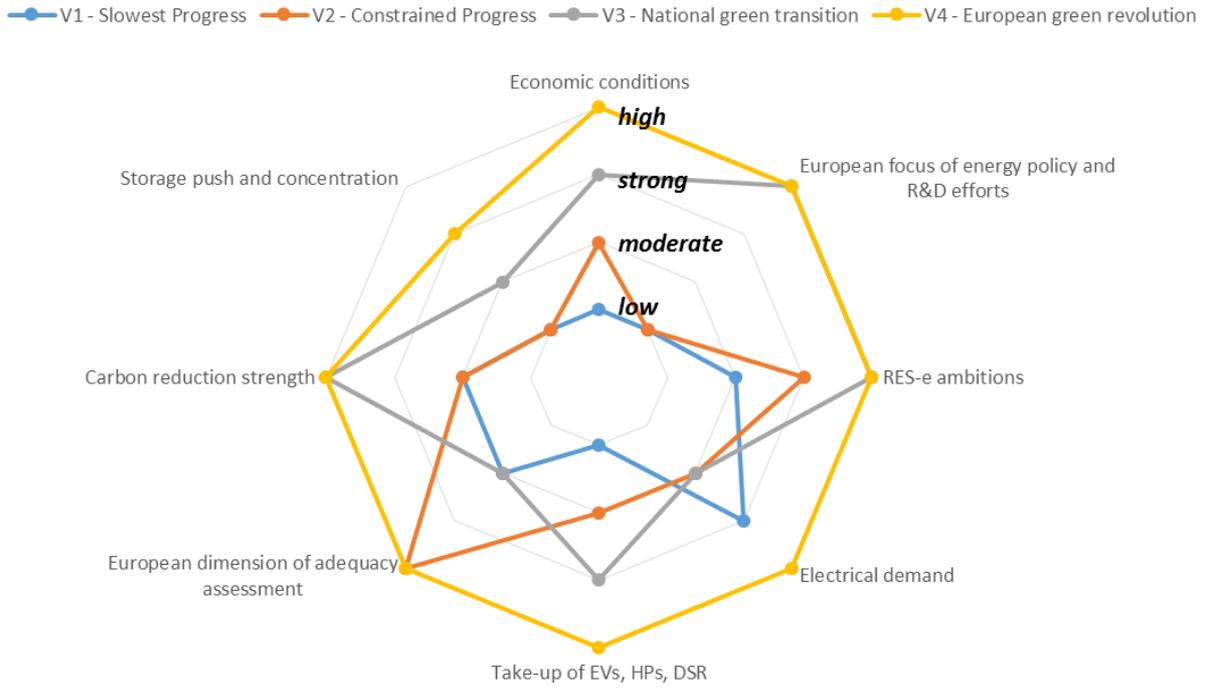
## ANNEXE – DESCRIPTION DES SCENARIOS DU TYNDP 2016

Devant la difficulté à prévoir l'évolution du système électrique européen à l'horizon 2030, l'Entso-e a développé 4 scénarios prospectifs permettant d'envisager des situations contrastées :

- Les Visions 1 (*Slow Progress*) et 3 (*Green Transition*) ont été construites suivant une approche bottom-up partant des politiques énergétiques de chaque pays ;
- Les Visions 2 (*Money rules*) et 4 (*Green Revolution*) résultent d'une approche top-down, avec une intégration européenne plus harmonisée ;
- Développement de la production renouvelable : tous les scénarios présentent un important développement des énergies renouvelables dont la capacité est la moins importante en vision 1 & 2, augmente en vision 3, et est la plus forte en vision 4. La part du nucléaire (notamment en France) est plus faible dans les visions 3 & 4.



2030 Vision characteristics



(Source images : « TYNDP 2016 Scenario Development Report » du 3 novembre 2015)