Evolution de la Documentation Technique de Référence de RTE

Consultation organisée par RTE en vue de l'évolution du modèle de Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport d'Electricité pour les producteurs (« CART Producteur »)

Bilan de consultation

Juin 2024

Sommaire

1 Rappel du contexte de la concertation et de la consultation 4
1.1 Contexte 4
1.2 Concertation 4
1.3 Consultation 5
1.4 Objet du document 5
2 Les évolutions apportées au CART Producteur et à la DTR associée... 6
2.1 Conditions générales du CART Producteur 6
2.2 Conditions particulières du CART Producteur 9
2.3 Les évolutions apportées à l'article 2.7 de la DTR 10
2.3.1 Ce qu'est l'article aujourd'hui 10
2.3.2 Ce que vise le nouvel article 11
2.3.3 Les évolutions apportées 11
3 Retours sur la consultation 13
3.1 Travaux conjoints sur actifs imbriqués (CART Producteurs – CG) 13
3.1.1 Concertation 13
3.1.2 Périmètre des Projets concernés par l'article 13
3.1.3 Financement des études et travaux 15
3.1.4 Conditions de reports (article 6.5.4) 17
3.2 Limitations des EnR terrestres (CART Producteurs – CG) 17
3.2.1 Régime de responsabilité 17
3.2.2 Calcul de l'ENE 18
3.2.3 Modalités spécifiques aux parcs PV / éoliens terrestres 18
3.2.4 Bilan des Limitations 18
3.2.5 Définition de Limitation 18
3.2.6 Autres modifications 19
3.3 Limitations des EnR terrestres (Art. 2.7 de la DTR) 19
3.3.1 Processus 19
3.3.2 Droit de contestation du producteur 20
3.3.3 Corporate PPA, garanties d'origine, etc. 21
3.3.4 Méthodes d'estimation de l'énergie non évacuée 21
3.4 Producteurs offshores (CART Producteurs – CG & CP) 22

3.4.1 Responsabilités de RTE et du client (CG et CP) 22
3.4.2 Régime de responsabilité en cas d'avarie (CG et CP) 23
3.4.3 Répartition des limitations sur un poste en mer mutualisé (CP) 24
3.4.4 Interruptions Programmées (CP) 25
3.4.5 Tests des Ouvrages de Raccordement en courant continu (CP) 26
3.4.6 Conditions de renouvellement et de développement des ouvrages de raccordement (CP) 26
3.5 Précisions liées aux Indisponibilités Non Programmées lorsque l'Installation de Production du Client a été réalisée sous maîtrise d'ouvrage déléguée en application de l'article L. 342-6 du code de l'énergie. 27
3.6 Interruptions Programmées (CG) 27

1 Rappel du contexte de la concertation et de la consultation

1.1 Contexte

Par sa délibération n°2023-161 du 12 juin 2023 portant approbation de contrats conclus entre RTE et EDF dans le cadre des travaux concernant des actifs imbriqués, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a demandé à RTE de mener une concertation sur l'évolution des règles applicables au traitement des impacts liés à ses projets en cas d'imbrication de ses actifs avec ceux de ses clients. L'évolution proposée consiste à modifier les trames-types des contrats d'accès au réseau de transport (CART) pour les clients producteurs et les clients consommateurs, afin d'y décrire les types de projets concernés, les principes de coordination de RTE avec ses clients pour la réalisation des travaux ainsi que les conditions de participation financière aux travaux par la partie à l'initiative de ces derniers.

Cette modification de la trame-type du CART Producteur est aussi l'occasion de faire évoluer ce contrat sur d'autres thématiques telles que (i) les limitations de l'injection sur le RPT, (ii) la répartition des limitations et des interruptions programmées dans le cas de plusieurs producteurs off-shore raccordés sur un même poste en mer, (iii) le dispositif de responsable de programmation, (iv) les dispositions concernant les assurances et (v) l'article L.342-6 du code de l'énergie sur la maîtrise d'ouvrages délégués, qui sont ainsi précisées. Les évolutions sur les limitations s'accompagnent également d'une évolution de l'article 2.7 de la Documentation technique de référence (DTR) de RTE intitulé « Méthodes d'estimation de l'Energie Non Evacuée des limitations à l'injection des producteurs éoliens et photovoltaïques terrestres », afin d'y décrire les spécificités concernant l'indemnisation des limitations d'énergies renouvelables (EnR) pour l'éolien et le photovoltaïque terrestre, en lien avec les Règles de Marché, à des fins pédagogiques.

1.2 Concertation

Dans ce but, RTE a mené deux concertations en parallèle sur les évolutions envisagées, dans le cadre de groupes de travail de la CAR (Commission d'Accès au Réseau) du CURTE (Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité), afin de recueillir l'avis des acteurs représentant les clients concernés :

1) Sur les actifs imbriqués : cinq réunions de concertation ont été organisées, d'octobre 2023 à avril 2024, dans un groupe de travail « Raccordement et Accès au Réseau des Producteurs et des Consommateurs » commun aux producteurs et aux consommateurs ;
2) Sur les limitations et autres sujets propres au CART Producteur : trois réunions de concertation ont été organisées, de décembre 2023 à février 2024, puis une réunion en juin 2024, dans le groupe de travail « Raccordement et Accès au Réseau des Producteurs ».

Les documents supports de l'ensemble de ces concertations ont été diffusés aux membres du GT et sont également disponibles sur le site conceRTE.fr.

1.3 Consultation

A l'issue de la phase de concertation, le projet de nouvelle trame-type de CART (Conditions Générales, Conditions Particulières Sites et Conditions Particulières Communes) ainsi que le projet d'évolution de l'article 2.7 de la DTR renommé *« Indemnisation des limitations EnR : éolien et photovoltaïque terrestre »* ont été soumis à la consultation de l'ensemble des clients producteurs du 25/03/2024 au 15/04/2024.

Un document d'accompagnement était joint à cette consultation, avec pour objectif d'exposer les évolutions apportées au modèle de contrat CART Producteur et à l'article 2.7 de la DTR.

RTE a également consulté les consommateurs sur les propositions d'évolution concernant les actifs imbriqués, afin d'assurer une équité de traitement entre les utilisateurs du RPT. Ces évolutions seront cependant soumises à l'approbation de la CRE dans un second temps.

En réponse à la consultation, RTE a reçu trois contributions, de la part notamment d'EDF et d'ENGIE. Aucune contribution des consommateurs n'a été reçue sur les actifs imbriqués.

Cette consultation a été suivie d'une seconde, du 6 au 12 juin 2024 inclus, sur les Conditions Générales de la trame-type du CART. Un document d'accompagnement était également joint. Deux contributions ont été reçues sur cette seconde consultation, de la part d'ENGIE et d'EDF.

1.4 Objet du document

Ce bilan résume les principales évolutions apportées à la trame-type du CART Producteur pendant les phases de concertation et de consultation et reprend les remarques des acteurs issues de la consultation avec les réponses apportées par RTE.

Une fois approuvée par la CRE, la nouvelle trame type du CART Producteur sera publiée dans la DTR de RTE et s'appliquera à compter de sa publication.

En complément, la concertation sur les actifs imbriqués a également abouti sur une autre consultation, se déroulant du 9/04/2024 au 30/04/2024, afin de compléter le corpus contractuel : un projet d'article 7.6 de la DTR relative aux travaux en cas d'imbrication des actifs RTE avec des actifs de ses clients, ainsi que les projets de trames-types de contrats associés. Elle fait l'objet d'un autre bilan de consultation.

2 Les évolutions apportées au CART Producteur et à la DTR associée

2.1 Conditions générales du CART Producteur

Les évolutions majeures proposées pour les **conditions générales** sont résumées ci-dessous.

Maintenance, renouvellement, développement et réparation des ouvrages du RPT (article 6)

Des précisions sont apportées sur plusieurs points :

- Concernant l'engagement de RTE à faire ses meilleurs efforts afin de faire coïncider les Interruptions Programmées avec les indisponibilités des Groupes de Production, il est précisé que cet engagement concerne également les indisponibilités du Point de Connexion à l'initiative du Client (à l'occasion d'une demande de séparation de réseau, par exemple) ;
- Un nouvel alinéa est ajouté au 6.2.2.2.d pour préciser que, en cas d'opération sur le RPT entrainant des Interruptions Programmées simultanées sur un ou plusieurs Points de Connexion du Client ainsi que sur un ou plusieurs Points de Connexion d'autre(s) Client(s), RTE échangera avec chacun de ces Clients pour identifier les dates et heures communes susceptibles de correspondre aux périodes d'indisponibilité des Groupes de Production ou de causer le moins de gêne à ces Clients, afin d'y placer les Interruptions Programmées. A défaut d'identifier des périodes d'indisponibilité ou de moindre gêne communes, RTE pourra déterminer de manière unilatérale les dates, heures et durées des Interruptions Programmées simultanées. Cette disposition concerne par exemple des producteurs offshores, dont les ouvrages de raccordement sont mutualisés entre plusieurs clients, ou bien des clients onshore dont l'un est raccordé en piquage sur un ouvrage du RPT commun au raccordement de l'autre client.
- En lien avec la délibération CRE du 12/06/23, un nouvel article 6.5 est créé pour prendre en compte le cas des travaux sur les ouvrages d'une Partie nécessitant la réalisation de travaux conjoints sur les ouvrages de l'autre Partie, en cas d'actifs imbriqués. Cet article décrit :
    - Les principes liés au caractère d'imbrication de certains ouvrages de RTE avec ceux de ses clients ;
    - Les conditions à respecter par les projets induisant des travaux conjoints sur ce type d'actifs, afin qu'ils soient éligibles à l'application des conditions figurant dans l'article, notamment les conditions de financement ;
    - Les principes de coordination des parties et d'identification d'une solution de moindre coût, dont les modalités sont détaillées par le nouvel article 7.6 de la DTR ;

- Les modalités de recours, pour la partie à l'origine des travaux, en cas de report ou d'impossibilité de les réaliser du fait de l'autre partie.

Il est précisé que cet article s'applique aux projets de RTE impliquant des travaux sur les actifs de ses clients ainsi que, de manière réversible, aux projets des clients producteurs qui impactent les actifs de RTE.

Qualité de l'électricité (article 7)

RTE propose plusieurs évolutions, notamment :

- Une réorganisation de cet article 7, de manière à séparer :
  - D'une part les engagements de RTE en matière d'Indisponibilité Non Programmée (INP) (article 7.2) ou de limitations à l'injection liées au dimensionnement du RPT (article 7.3), entrainant un préjudice au client ;
  - D'autre part les modalités de réparation de ce préjudice lorsque la responsabilité de RTE est engagée, qui sont reportées dans un nouvel article (article 7.4) applicable aux limitations à l'injection, y compris lorsqu'elles résultent d'une INP.

  L'article 7.2 sur les INP conserve néanmoins les modalités de traitement du préjudice du client spécifiques aux INP, en cas d'information erronée ou de défaut d'information de la part de RTE sur l'origine de l'INP.

- Dans le nouvel article 7.4, qui reprend les modalités de traitement du préjudice du client précédemment décrites à l'article 7.2 :
  - Des précisions sont apportées sur les modalités d'activation ou de demande par RTE d'une INP ou d'une limitation (désignées ici par le terme « Limitation »), indiquant notamment que ces modalités sont associées à une date de début et le cas échéant à une date de fin de la Limitation ;
  - Les modalités opérationnelles de réparation du préjudice du client en cas de responsabilité de RTE évoluent, en lien avec les nouvelles dispositions des Règles de Marché concernant la correction du périmètre d'équilibre du Responsable d'Equilibre du client. L'article détaille notamment les différentes modalités d'indemnisation, selon que RTE prévient le client dans un délai inférieur à 2 jours au début de la Limitation (« pour le jour J de la demande de limitation et le jour suivant ») ou non (« pour les jours au-delà du jour J+1 suivant la demande de limitation »), ce qui revient à généraliser à toute Limitation les principes qui s'appliquent actuellement aux INP. Dans le cas d'un client disposant d'un contrat de vente de sa production en Complément de Rémunération, l'article prévoit également un nouveau flux financier entre RTE et le client ;

- Afin de calculer l'indemnisation de chaque producteur d'un GMP, il est précisé que le client GMP doit communiquer à RTE la répartition de la limitation entre les différents producteurs du GMP ;

- A l'article 7.2.2, des précisions sont apportées aux Indisponibilités Non Programmées lorsque l'Installation de Production du Client a été réalisée sous maîtrise d'ouvrage déléguée en application de l'article L. 342-6 du code de l'énergie.

Responsabilité et assurances (article 8)

L'article 8.1 sur les cas de responsabilité de RTE à l'égard du client est réorganisé de manière suivante :

- Une première partie fait la synthèse les conditions dans lesquelles RTE est tenu de réparer le préjudice du client. Le cas des interruptions particulières liées aux essais de renvoi de tension, qui est précisé à l'article 6.4 des conditions générales du CART, y est ajouté ;
- Une seconde partie reprend également la synthèse des conditions dans lesquelles RTE ne pourra être tenu de réparer ce préjudice. Le cas des reports répétés, du fait du Client, des opérations de maintenance, de renouvellement, de développement et de réparation des ouvrages du RPT selon les modalités définies à l'article 6 et de la notification au client du risque de non-respect des performances du RPT qui en résulte, qui figure actuellement à l'article 7.2 des conditions générales du CART, y est transféré. Le cas des dispositions contraires convenues dans la convention de raccordement ou dans les Conditions Particulières Site y est également ajouté.

L'article 8.4 sur les assurances évolue, afin de prendre en compte les évolutions apportées en novembre 2023 dans la trame-type de PTF sur les seuils attachés aux polices d'assurances en phase travaux puis en phase d'exploitation, à l'occasion de la dernière évolution de la procédure de raccordement des producteurs.

Rattachement au Responsable d'Equilibre (article 11)

Des précisions sont apportées sur les conditions dans lesquelles le client doit remettre à RTE, préalablement à la signature du CART, un accord de rattachement de son site au périmètre d'équilibre de son Responsable d'Equilibre.

Rattachement au Responsable de Programmation (article 12)

Des précisions sont apportées sur plusieurs points, dont :

- Un rappel de la réglementation concernant l'obligation pour le Producteur d'établir son programme d'appel (article L.321-9 du code de l'énergie), sur laquelle s'appuie l'obligation pour le client de rattacher son site au périmètre de programmation d'un Responsable de Programmation, conformément aux Règles de Marché et préalablement à la signature du CART ;

- Un rappel de la possibilité pour le client de se désigner lui-même comme son propre Responsable de Programmation, conformément aux Règles de Marché ;
- Deux nouveaux articles (12.1 et 12.2) qui précisent les modalités par lesquelles le site peut changer de Responsable de Programmation à l'initiative de ce dernier ou à l'initiative de RTE, en lien avec les Règles de Marché. Il est précisé que, en tout état de cause si à l'issue de ces modalités RTE n'a pas reçu Notification par le client du rattachement de son Site au périmètre de programmation d'un nouveau Responsable de Programmation, le client sera considéré comme défaillant vis-à-vis de son obligation légale d'établir des programmes d'appel, prévue notamment par l'article L.321-9 du Code de l'énergie.

Dispositions générales (article 13)

A l'article 13.6.4 concernant les conditions de suspension ou de refus d'accès au RPT, il est précisé que RTE notifie le client de la suspension de l'accès au RPT par lettre recommandée avec avis de réception et que la CRE en est également informée au titre de l'article L. 111-93 du code de l'énergie.

Dans l'annexe 14 regroupant les définitions :

- Il est précisé que la Déconnexion est une opération dont l'objectif est de séparer l'installation de production du client de toute connexion avec le RPT de manière pérenne, afin de la distinguer d'une demande de séparation de réseau décrite à l'article 6.3, qui relève d'une intervention de déconnexion temporaire de l'accès au réseau à la demande du client ;
- Sont ajoutées la définition d'une Limitation, ainsi que celle du Périmètre de Programmation.

2.2 Conditions particulières du CART Producteur

Des évolutions sur les Interruptions Programmées et les Limitations sont proposées dans les conditions particulières site et les conditions particulières site EMR pour les AO3 et AO suivants.

Conditions Particulières Site

Dans le cas particulier des producteurs EMR relevant de l'AO3 ou des AO suivants, l'article 7 sur les prestations relatives aux interruptions est adapté aux conditions particulières des Sites EMR pour les AO3 et AO suivants. Il renvoie ainsi aux CP Site EMR pour les AO3 et AO suivants pour fixer :

- L'engagement en matière de taux de disponibilité visé à l'article 3 des CP Sites EMR pour les AO3 et AO suivants, qui concerne les Interruptions Programmées et les limitations partielles pour opérations programmées sur le RPT ;
- Les dates de début et de fin de la période de cet engagement.

Conditions Particulières Site EMR pour les AO3 et AO suivants

Les évolutions portent sur l'article 3 concernant les engagements de RTE en matière d'Interruptions Programmées, ainsi que sur l'article 5 concernant l'indemnisation du Client en cas d'avarie ou de dysfonctionnement des Ouvrages de Raccordement.

Concernant l'article 3 sur les Interruptions Programmées :

- Cet article est adapté aux cahiers des charges de ces Appels d'Offres dans lesquels cet engagement est exprimé sous la forme d'un taux de disponibilité traduit en nombre de jours, dont la valeur et la durée d'engagement varient selon l'Appel d'Offre. Il est précisé dans cet article que le taux de disponibilité intègre les Interruptions Programmées, ainsi que des Limitations Partielles Programmées pour opérations programmées sur le RPT dont la définition est précisée en annexe.

  L'article 3.1 précise par ailleurs :

  - Que ce taux de disponibilité intègre également les indisponibilités des ouvrages de raccordement résultant des travaux et/ou essais nécessaires au raccordement d'un autre Producteur ou d'un autre utilisateur au Poste en Mer. En cas de non-respect de cet engagement, l'article renvoie aux conditions d'indemnisation prévues à cet effet dans le Cahier des Charges de l'Appel d'Offres du Producteur.
  - Les conditions dans lesquelles ce taux de disponibilité pourra ou non être amené à évoluer.

  Un nouvel article 3.2 indique les conditions dans lesquelles RTE pourra recourir aux Limitations Partielles Programmées, ainsi que les modalités pour les comptabiliser dans le taux de disponibilité.

  Un nouvel article 3.3 précise les conditions dans lesquelles RTE peut déterminer les périodes des Interruptions Programmées et des Limitations Partielles Programmées lorsque les ouvrages de raccordement sont mutualisés entre plusieurs clients, conformément aux dispositions prévues par les Conditions Générales pour les Interruptions Programmées simultanées chez plusieurs Clients.

Concernant l'article 5 sur les cas d'avarie ou de dysfonctionnement des Ouvrages de Raccordement, un nouvel article 5.3 est créé pour préciser les conditions dans lesquelles RTE peut répartir une limitation partielle de l'injection entre plusieurs clients qui partagent les mêmes Ouvrages de Raccordement.

2.3 Les évolutions apportées à l'article 2.7 de la DTR

2.3.1 Ce qu'est l'article aujourd'hui

Aujourd'hui, l'article 2.7 de la DTR s'intitule « *Méthodes d'estimation de l'Energie Non Evacuée des limitations à l'injection des producteurs éoliens et photovoltaïques terrestres* ». Concerté et publié dans la DTR en 2022/23, cet article intègre actuellement des méthodes permettant de reconstruire la courbe théorique de

production d'un producteur EnR (PV ou éolien terrestre), ce qui, à partir des données de production, permet d'estimer l'énergie non évacuée d'une limitation.

2.3.2 Ce que vise le nouvel article

Par l'évolution de l'article 2.7 de la DTR, RTE propose de consolider son corpus contractuel autour des limitations d'EnR avec un article décrivant dorénavant comment l'énergie non évacuée des producteurs EnR est indemnisée, en application :

- D'une part la nouvelle version des Règles de Marché, document contractuel liant notamment RTE et les Responsables d'Equilibre. Cette nouvelle version intègre la mise en place de la correction du périmètre d'équilibre du Responsable d'Equilibre ;
- D'autre part, la nouvelle version du CART-P, document contractuel liant RTE et ses producteurs. Le CART-P garantit la réparation du préjudice du producteur, notamment au travers de la correction du périmètre d'équilibre qui fait l'objet de la présente consultation (voir les évolutions apportées supra).

L'enrichissement de l'article 2.7 de la DTR permet ainsi d'expliciter le lien entre les 2 documents contractuels ci-dessus, afin d'assurer une meilleure compréhension des différents mécanismes pour les producteurs. Par conséquent, ce document se veut avant tout pédagogique.

2.3.3 Les évolutions apportées

Plus spécifiquement, l'article 2.7 évolue pour expliciter le lien entre RTE, le producteur et le responsable d'équilibre/agrégateur lorsqu'une limitation doit être mise en œuvre par le producteur :

- **Section 5 : Correction du périmètre d'équilibre**
  - Lorsqu'une limitation doit être mise en œuvre par le producteur à la demande de RTE, le responsable d'équilibre peut se retrouver en écart sur son périmètre, du fait de RTE. La mise en place de la correction du périmètre d'équilibre vient neutraliser ce préjudice ;
  - Toutefois, RTE cadre les cas dans lesquels la correction du périmètre d'équilibre est mise en place, conformément aux nouvelles dispositions du CART-P. Ainsi, seuls les premiers jours (« pour le jour J de la demande de limitation et le jour suivant ») sont visés par la correction, dans la mesure où les jours suivants le producteur dispose d'un délai suffisant pour prévenir son responsable d'équilibre de la limitation, qui peut l'intégrer dans son périmètre.
- **Section 6 : Flux financiers subséquents à la correction du Périmètre d'Equilibre garantissant l'indemnisation du Producteur**

Cette section vise à expliquer les différents flux financiers entre RTE, le producteur et le RE/Agrégateur, selon le type de valorisation du producteur sur les marchés : tarif d'Obligation d'Achat, tarif de Complément de Rémunération, ou sans tarif garanti.

Ces différents flux entre RTE et ses clients sont par ailleurs déjà prévus :

- Par le CART-P lorsqu'il s'agit du flux financier entre RTE et le producteur ;
- Par les Règles de Marchés lorsqu'il s'agit du flux financier entre RTE et le RE/Agrégateur (spécifique à l'Obligation d'Achat).

Cette section ne vise donc qu'à donner une vision globale en ce qui concerne les liens contractuels et flux financiers afférents à l'indemnisation d'une limitation avec mise en place de la correction du périmètre d'équilibre.

- **Section 7 : Flux financiers en l'absence de correction du Périmètre d'Equilibre et indemnisation du Producteur**

Cette section synthétise les flux financiers possibles entre RTE et le producteur, selon le type de valorisation de l'énergie sur les marchés et en l'absence de correction du périmètre d'équilibre.

3 Retours sur la consultation

Comme évoqué *supra*, RTE a reçu plusieurs contributions de la part notamment d'EDF et d'ENGIE, en réponse à la consultation. Les réponses apportées par RTE sont précisées ci-dessous.

3.1 Travaux conjoints sur actifs imbriqués (CART Producteurs – CG)

Le traitement des actifs imbriqués est relatif à l'article 6.5 *« travaux sur les ouvrages d'une Partie nécessitant la réalisation de travaux sur les ouvrages de l'autre Partie »*.

3.1.1 Concertation

EDF et ENGIE auraient souhaité davantage de réunions de concertation et de réponses aux contributions envoyées en dehors des GT.

> Réponse RTE : d'octobre 2023 à avril 2024, RTE a organisé cinq GT sur cette thématique en ciblant le périmètre des actifs concernés par la concertation ainsi que le barème normatif d'indemnisation, qui étaient les principaux points sur lesquels portaient les contributions écrites des acteurs. RTE a, dans la mesure du possible, fait évoluer ses propositions en réponse aux demandes des acteurs.

3.1.2 Périmètre des Projets concernés par l'article

Un client demande à préciser que les dispositions relatives aux actifs imbriqués ne sont pas applicables à l'offshore.

> Réponse RTE : Les dispositions de l'article 6.5 s'appliquent pour toute filière de production, à l'exception des travaux de renouvellement et de développement des Ouvrages de Raccordement des parcs éoliens en mer relevant des AO3 et AO suivants, dont les conditions sont fixées dans les CP Sites EMR pour les AO3 et AO suivants. Le **texte soumis à consultation est ainsi modifié** pour préciser ce point.
>
> Les parcs éoliens en mer AO1&2 et AAP flottant entrent ainsi dans le champ de cette clause. Cependant, dans la mesure où ces parcs sont de conception récente, ils ne devraient pas être concernés par des configurations d'imbrication importante, résultant de pratiques historiques et antérieures, ni à court terme par les travaux visés par cet article (travaux de maintenance lourde ou de réhabilitation liés à la vétusté du matériel).

Un client demande comment sont gérées les exclusions définies dans cet article, en particulier les travaux liés à une évolution réglementaire ou à l'obsolescence d'une gamme de matériel.

> Réponse RTE : Ces exclusions visent principalement certains travaux, soit parce qu'ils sont traités par ailleurs (travaux relevant de la procédure de raccordement, d'une Prestation Annexe ou du renouvellement et du développement des ouvrages de raccordement pour les sites de production EMR AO3 et AO suivants), soit parce qu'ils ne sont pas éligibles à la participation financière définie par le CART (travaux liés à une évolution réglementaire ou à

l'obsolescence d'une gamme de matériel notamment, ne relevant pas des situations à caractère local visées par la délibération de la CRE).

Pour ces derniers, lorsqu'il y a nécessité de se coordonner avec des possibilités de mutualisation, le nouvel article 7.6 de la DTR peut néanmoins trouver à s'appliquer, à l'exclusion des modalités financières.

Sur le champ d'application visé à l'article 6.5.2, afin de lever toute ambiguïté et pour qu'un projet national comme NoRDIC[1] (mais comportant autant de spécificités locales que de sites au vu des différentes configurations de réseau ou d'architecture) puisse être pris en compte dans le cadre de ce contrat, EDF souhaite enlever de la formulation les critères positifs « les travaux sont locaux… » et « les travaux sont à iso fonctionnalité… », pour les mettre dans les critères négatifs. De plus, EDF propose de remplacer l'expression « travaux liés à une évolution générique nationale » par « travaux qui s'appliquent de manière strictement identique sur l'intégralité des sites concernés ».

Réponse RTE : RTE estime que la proposition d'EDF, qui ne comporte plus de critères positifs pour définir la nature des projets visés, à savoir des projets qui répondent à la fois au critère de "travaux locaux" et au critère "d'iso-fonctionnalité", n'apporte pas de clarification. Cependant **RTE modifie le texte du CART** pour prendre en compte la seconde remarque afin de préciser l'aspect générique de travaux nationaux.

Un client demande quels cas pratiques sont visés par l'article 6.5.

Réponse RTE : RTE indique qu'il peut par exemple s'agir d'une reconstruction ou du renouvellement conjoint d'actifs RTE/Client imbriqués au sein d'un poste électrique situé sur le site du client, comme le renouvellement d'un jeu de barres RPT et des sectionneurs client associés devenus vétustes, ou encore d'un renouvellement d'une alimentation commune des services auxiliaires de RTE et du client.

ENGIE demande à quoi fait référence "l'ajout d'une interface chez la partie à l'origine des travaux n'étant pas suffisante", en d'illustrer le type d'interface concernée, et demande si la procédure s'applique également aux études et aux re-paramétrage des plans de protection.

Réponse RTE : concernant l'ajout d'une interface, il s'agit de permettre à la partie à l'origine des travaux de réaliser ses propres travaux de maintenance lourde ou de réhabilitation, sans que ceux-ci aient un impact chez l'autre partie en termes de travaux de modification ou de renouvellement de ses ouvrages, mis à part de simples opérations de re-paramétrage et/ou de déconnexion/reconnexion. Il peut s'agir par exemple de l'installation par RTE d'une tranche BT interface entre le nouveau contrôle-commande de RTE et

[1] Nouveau Réseau Dédié aux partenaires Industriels et aux Clients du RPT, dont la consultation a été menée du 07/02/2023 au 19/04/2023.

celui qui existe chez le client, lors du renouvellement en numérique des installations BT de RTE.

En ce qui concerne le réglage des protections, les études portant uniquement sur ce type d'opérations ainsi que les re-paramétrages associés sont exclus du champ d'application de l'article 6.5.2, dans la mesure où elles ne sont pas liées à des travaux de maintenance lourde ou de réhabilitation dans des situations d'actifs imbriqués.

Enfin ENGIE relève que la définition des impacts directs et indirects dans le CART est différente de celle de l'article 7.6 de la DTR,

Réponse RTE : **RTE modifie le texte du CART** afin de le mettre en conformité avec l'article 7.6 de la DTR.

3.1.3 Financement des études et travaux

Un client demande des précisions sur le caractère partiel de l'indemnisation, et demande à changer la formulation « **pourra faire** l'objet d'une participation » par « **fera** l'objet ». Ce client demande également à préciser les termes de la formule.

Réponse RTE : Si les Parties n'ont pas réussi à convenir d'une solution sans surcoût pour chacune des Parties, l'impact des travaux d'une Partie sur les ouvrages de l'autre Partie fera en effet l'objet d'une prise en charge financière partielle. Ainsi, le **texte est modifié** pour préciser « **fera** l'objet ». Cette prise en charge sera partielle dans la mesure où l'application de la formule de calcul fixée par le CART conduit à un barème d'indemnisation, ou une "quote-part", qui ne représente qu'une partie du coût des études et travaux de la Parties Impactée pour le renouvellement des actifs concernés. Également, le **texte est modifié** pour préciser les paramètres de la formule.

Sur la formule de participation financière aux coûts d'études et travaux, EDF et ENGIE rappellent leur argumentaire transmis à RTE pointant la plus grande pertinence d'un calcul économique, par opposition à la méthode comptable proposée en consultation. Dans ce cadre, et afin d'éviter un dédommagement trop faible dans le cas d'actifs ayant encore une durée de vie importante au moment de leur remplacement par anticipation, EDF et ENGIE proposent de rehausser le talon d'indemnisation (à 10% dans la proposition soumise à consultation) pour éviter de trop pénaliser les actifs à durée de vie longue : propositions d'évolutions à 20% par ENGIE, et 25% par EDF.

Réponse RTE : Comme précisé en concertation, la proposition de recourir au CMPC (Coût Moyen Pondéré du Capital) n'a pas permis d'aboutir à un consensus permettant de garantir un équilibre entre RTE et ses clients, notamment pour les raisons suivantes :

- Forte sensibilité du CMPC sur le montant de la compensation ;
- La formule peut conduire à une indemnisation « disproportionnée » d'un actif ligne, âgé de 50 ans et comptablement amorti, qui serait indemnisé à hauteur de 70% ;
- Evolutivité du barème tous les 4 ans avec le TURPE, alors que les conditions économiques peuvent varier.

Ces raisons ont été largement évoquées et débattues au cours des réunions de concertation.

Également, pour mieux prendre en compte les actifs à durée de vie longue, le **texte est modifié** : le « talon » d'indemnisation passe de 10 à 20%.

$$Prise\ en\ charge\ financière = Investissement * Max(1 - \frac{0{,}8\ * âge\ de\ l'actif}{Durée\ normative\ de\ l'actif}\ ;\ \mathbf{20}\%)$$

Un client demande si les durées normatives présentées dans le tableau des classes d'actifs sont adaptées au contexte offshore.

Réponse RTE : A date RTE appliquera le dispositif en l'état à l'off-shore, hormis aux AO3 et AO suivants, comme indiqué plus haut (cf. 3.1.2). Néanmoins, une telle application reste encore théorique à ce stade, compte-tenu du caractère récent de ces installations. Par ailleurs, la concertation n'a pas pris en compte les spécificités liées au contexte off-shore, ainsi ce point pourra faire l'objet d'une adaptation ultérieure, en tant que de besoin.

Également, au sujet des frais d'études pris en compte pour déterminer la prise en charge financière par la partie à l'origine des travaux, ENGIE demande à préciser dans le CART que (i) les études détaillées sont prises en compte au titre du barème, avec les travaux, et que (ii) les études préliminaires, en prévision de la signature d'un Accord Préalable, sont prises en charge intégralement par la partie à l'origine des travaux. Sur ce point des études, EDF demande à rehausser le plafond de participation financière par la partie à l'origine des travaux de 15% actuellement à 25%.

Réponse RTE : La DTR, qui précise les modalités d'application du calcul de la prise en charge financière, indique que les études prises en compte sont les études préliminaires et les études détaillées. RTE confirme que les études préliminaires seront prises en compte, au même titre que les études détaillées, comme cela est par ailleurs précisé dans l'article 7.6 de la DTR. En effet, ces études permettent toutes deux d'aboutir à la consistance technique et financière du projet.

En ce qui concerne le plafond de 10% par défaut appliqué à ces études, RTE précise qu'il ne concerne que les travaux d'un montant supérieur ou égal à 100 k€, pour lesquels ce plafond semble correctement proportionné s'agissant de travaux dans des postes de transformation, dans un périmètre limité et avec un environnement relativement bien connu. Pour rappel, ce taux ne pourra être porté à 15% que sous réserve de l'accord des deux Parties sur la nécessité de mener des études complexes spécifiques, en raison d'un contexte technique particulier du projet.

Pour les projets d'un montant inférieur à 100 k€, dont les études peuvent dépasser 10% du coût du projet, les frais d'étude pris en compte pour la prise en charge financière ne pourront pas dépasser 10 k€. Cependant, dans certains cas particuliers où une étude préliminaire ou une étude détaillée conduit la partie à l'origine des travaux à abandonner ces derniers et à renoncer à la signature

d'un accord préalable pour mener les études détaillées, la participation financière au coût de cette étude ne sera pas plafonnée. **RTE modifie le texte du CART** pour préciser ce point**.**

3.1.4 Conditions de reports (article 6.5.4)

ENGIE indique que la recherche d'une solution amiable doit être privilégiée et rappelée en insérant la référence à l'article 13.4 (après sans préjudice…).

Réponse RTE : RTE rejoint Engie sur le fait qu'une solution à l'amiable doit être trouvée en priorité. RTE précise toutefois que l'article 13.4 des conditions générales du CART traite plus spécifiquement des cas de contestation dans l'application ou l'exécution du contrat et n'est donc pas en lien direct avec l'article 6.5.4. Par conséquent, la **formulation soumise à consultation est maintenue**.

Le CART n'ayant pas vocation à se substituer à un contrat de travaux, ENGIE propose de renvoyer aux contrats en ce qui concerne la gestion et la coordination des travaux.

Réponse RTE : l'article 6.5.4 est maintenu dans le CART car, d'une part, il est relatif à des flux financiers entre les Parties et, d'autre part, il concerne les engagements prévus à l'article 7 du CART relatif à la QDE. Toutefois, en ce qui concerne les modalités de report ou d'impossibilité de réaliser les travaux, RTE rejoint Engie sur l'intérêt de renvoyer aux contrats prévus à cet effet : **RTE modifie le texte du CART** pour préciser ce point.

3.2 Limitations des EnR terrestres (CART Producteurs – CG)

Les limitations des EnR terrestres, éolien et photovoltaïques, sont traitées aux articles :

- 7.2 *Engagements relatifs aux Indisponibilités Non Programmées ;*
- 7.3 *Engagements relatifs aux Limitations à l'injection liées au dimensionnement du RPT ;*
- 7.4 *Modalités opérationnelles de traitement d'une Indisponibilité Non Programmée ou d'une Limitation à l'Injection.*

3.2.1 Régime de responsabilité

A l'article 7.4, les clients demandent à supprimer l'ajout du conditionnel "Lorsque" pour déterminer si RTE est responsable de la Limitation, dans la mesure où RTE est par principe responsable de la limitation.

Réponse RTE : RTE n'est pas tenu pour responsable de toutes les limitations, comme celles liées à une Indisponibilité Non Programmée sur le réseau d'évacuation - en application du Cahier des Charges de Concession du RPT - ou les limitations temporaires à l'initiative du client. Cette nouvelle version du CART distingue ainsi clairement 1) le régime de responsabilité lié aux limitations, qui reste décrit aux articles 7.2 et 7.3, et 2) les modalités d'indemnisation dans les cas où RTE est responsable financièrement de ladite limitation, qui sont transférées dans le nouvel article 7.4. Pour clarifier ce point,

RTE modifie le texte pour faire référence aux article 7.2 et 7.3 sur le régime de responsabilité.

3.2.2 Calcul de l'ENE

Un client propose que le calcul de l'indemnisation en cas de limitation soit effectué avec les meilleures données techniques et météorologiques disponibles auprès des Parties.

Réponse RTE : Pour assurer une non-discrimination dans l'indemnisation de ses clients, la méthode d'estimation doit se fonder sur des données certifiées, ce que ne permettent pas des données météorologiques.

3.2.3 Modalités spécifiques aux parcs PV / éoliens terrestres

Pour ENGIE, le renvoi systématique à "selon les modalités définies dans la DTR" dans l'article 7.4, ne permet pas de comprendre les règles auxquelles sont soumises ces limitations.

Réponse RTE : le **texte est modifié** pour préciser qu'il s'agit d'une référence à l'article 2.7 de la DTR.

Selon EDF, le recours au Mécanisme d'Ajustement permet actuellement de corriger le périmètre d'équilibre, ce qui ne nécessite pas de créer 2 régimes : l'un via un Ajustement, et l'autre via une mise en place de la correction du périmètre d'équilibre.

Réponse RTE : Le Mécanisme d'Ajustement (MA) a pour principale vocation de permettre à RTE de mobiliser des capacités, à la hausse comme à la baisse, pour garantir l'équilibre offre-demande. Ce mécanisme n'est pas adapté pour indemniser des limitations à posteriori, car cela ne s'inscrit pas dans le cadre d'une gestion croisée équilibre offre-demande et réseau. En outre, tous les parcs de production, comme ceux sous Obligation d'Achat, ne peuvent pas participer et/ou ne participent pas au MA. Ainsi, la mise en place de la correction du périmètre d'équilibre des producteurs PV et éoliens terrestres s'avère plus pertinente, efficace et permet d'assurer l'indemnisation de tous les producteurs, en comparaison d'une utilisation du Mécanisme d'Ajustement. Par conséquent, la **formulation soumise à consultation est maintenue.**

3.2.4 Bilan des Limitations

ENGIE souhaite que le bilan annuel visé par l'article 7.2.4 *« Bilan annuel »* soit placé après le 7.4 pour prendre en compte les « Limitations ».

Réponse RTE : RTE prend en compte la demande et **modifie le texte du CART**, en créant un nouvel article 7.5 dans lequel l'article 7.2.4 sur le bilan annuel est reporté.

3.2.5 Définition de Limitation

ENGIE s'interroge sur la définition du terme « Limitation », qui institue le dispositif d'écrêtement des EnR dans "l'exploitation du réseau" et non plus comme un levier pour accélérer le développement des EnR. ENGIE estime que ce levier serait comme

dévoyé de sa finalité au seul profit de RTE qui exploiterait le réseau en écrêtant prioritairement les EnR (PV et Eolien), sans que cela relève du dimensionnement optimal mais de la simple gestion/exploitation de réseau. ENGIE souhaite s'assurer de la bonne traçabilité des activations validées à la mise en place de ces dispositifs.

Réponse RTE : La définition du terme « Limitation » apporte une clarification contractuelle dans le CART, sans apporter de modification de fond sur les termes contractuels ni sur les principes du dimensionnement optimal. Également, le CART définit avant tout le régime de responsabilité de RTE et du Client, sans présager de la priorisation des leviers utilisés en exploitation, dans la mesure où le contrat s'applique à l'ensemble des producteurs de manière non discriminatoire.

3.2.6 Autres modifications

RTE a corrigé plusieurs coquilles :

- Titre de l'article 7.2.3 concernant les INP provenant du Réseau Amont, que les Groupes de Production soient soumis ou non à l'Obligation d'Achat ou au Complément de Rémunération. ;
- Article 7.2.3.1 ;
- Renvoi à l'article 7.4, à l'article 7.2.3.2 ;
- Reprise du paragraphe sur le traitement des limitations les jours suivants le J+1 à l'article 7.2.3.2, pour les groupes de production qui ne sont pas soumis à l'Obligation d'Achat ou au Complément de Rémunération, et pour le traitement des groupes de production qui sont soumis à l'Obligation d'Achat ou au Complément de Rémunération.
-

3.3 Limitations des EnR terrestres (Art. 2.7 de la DTR)

3.3.1 Processus

ENGIE s'interroge sur les processus opérationnels permettant d'activer, de suivre, et d'indemniser les limitations. En ce sens, ENGIE souhaiterait :

- Une instauration de processus de communication et de temps repère entre RTE, le producteur et le Responsable d'Equilibre sur le volume d'ENE estimé par RTE ;
- Une clarification de l'agenda prévu pour la plateforme SI qui fera l'interface entre RTE et le producteur sur l'indemnisation des limitations.

Réponse RTE : RTE partage le besoin d'améliorer les processus opérationnels d'indemnisation. En ce sens, des webinaires seront organisés entre RTE et les producteurs afin d'expliciter les processus actuels, et d'échanger sur les besoins et axes d'amélioration. Également, concernant la plateforme SI, la

mise en place du service est prévue pour l'horizon T3 2025 comme précisé en Commission Accès au Réseau du 18/03/2024.

Par ailleurs, RTE a bien prévu de mettre à disposition des acteurs concernés (responsable d'équilibre et producteurs) les données concernant les limitations de production EnR. Cette mise à disposition des données aux responsables d'équilibre a été présentée au GT RE du 23/04 dans le cadre de la CAM, et le support de présentation est disponible sur conceRTE.

Également, ENGIE demande à RTE qu'en cas de limitation d'un producteur, son Responsable d'Equilibre en soit également informé.

Réponse RTE : Le fonctionnement actuel où le producteur a la charge de prévenir son responsable d'équilibre, permet le partage d'information entre le producteur et son responsable d'équilibre. Le préavis de limitation, fixé à 2 jours par extension aux modalités actuelles de limitations pour Indisponibilité Non Programmée, permet au producteur de disposer d'un délai suffisant pour prévenir son responsable d'équilibre.

En tout état de cause, RTE rappelle qu'il ne serait pas en mesure d'informer directement les responsables d'équilibre des producteurs composant un GMP, le titulaire du CART étant seul en charge de la répartition de la limitation entre les producteurs en décompte.

Enfin, RTE souligne que l'information directement aux responsables d'équilibre impliquerait de réévaluer la durée de préavis nécessaire pour les responsables d'équilibres de se rééquilibrer sur les marchés.

Par conséquent, la **proposition soumise à consultation est maintenue.**

3.3.2 Droit de contestation du producteur

Dans le préambule, ENGIE rappelle que comme RTE est tenu de réparer les préjudices réels, directs, actuels et certains causés au Client, la liste des préjudices doit être non limitative. ENGIE demande également à rappeler que le Client conserve dans tous les cas la possibilité de contester dès lors qu'il constate que le préjudice n'est pas réparé.

Réponse RTE : RTE **modifie le texte** pour préciser que cet article n'a pas vocation à détailler de manière exhaustive l'ensemble des préjudices potentiellement indemnisables.

La contestation des modalités de réparation du préjudice est déjà prévue au paragraphe 3 du préambule : *« En cas de contestation relative à l'application du présent article, il est fait application des modalités de contestation décrites dans les Règles de Marché et/ou le CART Producteur ».*

3.3.3 Corporate PPA, garanties d'origine, etc.

ENGIE s'interroge sur l'indemnisation du préjudice subi par un producteur en « Corporate PPA », traité par la DTR comme producteur sans mécanisme de soutien, et demande une concertation pour compléter le dispositif :

- Lorsqu'il y a une correction du périmètre d'équilibre, le producteur peut difficilement facturer l'ENE au prix PPA puisque l'énergie verte n'a pas été produite. La part écrêtée ne donne pas lieu à des garanties d'origine (GoO) non plus ;
- Lorsqu'il n'y a pas une correction du périmètre d'équilibre, l'ENE ne peut tout simplement pas être facturée et crée un préjudice.

Si un préjudice subsiste, le producteur conserve un droit de réclamation. Toutefois, ENGIE considère que l'automatisation de l'indemnisation avec un outil performant devrait permettre d'éviter le traitement lourd, chronophage et fastidieux des dossiers de réclamation pour RTE comme pour ses Clients.

> Réponse RTE : Lorsqu'il n'y a pas de correction du périmètre d'équilibre, le préjudice du producteur est indemnisé directement par RTE, comme cela est prévu par la DTR.
>
> RTE ne constate actuellement pas une volumétrie significative des réclamations pour indemnisation, dans le cas des PPA, garanties d'origines ou autres mécanismes. Si ces dernières venaient à se généraliser, en particulier pour les PPA, RTE ferait ses meilleurs efforts pour les prendre en compte dans sa dynamique d'industrialisation de l'indemnisation des différentes limitations d'EnR.

3.3.4 Méthodes d'estimation de l'énergie non évacuée

ENGIE considère que les méthodes d'estimation (trapèze, KPPV) doivent faire l'objet d'un indicateur de fiabilité/qualité du calcul de l'ENE, notamment pour comprendre les zones où les méthodes fonctionnent le mieux. A ce titre, ENGIE rappelle son souhait d'avoir un REX annuel sur les méthodes, et demande si RTE était associé à celui d'octobre 2024 annoncé par Enedis. Enfin, Engie demande si la méthode inscrite dans la DTR de RTE est bien identique à celle d'Enedis, et dans ce cas de le préciser en DTR.

> Réponse RTE : Le REX est en effet prévu en commun avec Enedis. RTE fera ses meilleurs efforts pour prendre en compte les recommandations des producteurs pour l'élaboration de ce REX. Toutefois, RTE rappelle qu'il a déjà pris en compte des indicateurs permettant de conclure sur la fiabilité du calcul pour chaque limitation.
>
> RTE et Enedis avaient concerté des méthodes d'estimation communes de l'ENE, notamment pour garantir un traitement non discriminatoire entre les producteurs HTA et HTB. RTE confirme ainsi que les méthodes inscrites dans les DTR de RTE et d'Enedis sont identiques, même si cela n'est pas précisé explicitement dans la DTR.

3.4 Producteurs offshores (CART Producteurs – CG & CP)

Pour l'offshore, les modifications du CART concernent les Conditions Générales (ci-après CG) et les Conditions Particulières Site EMR pour les AO3 et AO suivants (ci-après CP »).

3.4.1 Responsabilités de RTE et du client (CG et CP)

Aux articles 6.2.4 « *Non-respect de l'engagement de RTE* » (relatif aux Interruptions Programmées) et 8.1 « *Responsabilité de RTE à l'égard du Client* » des CG, un client propose de supprimer l'« impossibilité de sortie en mer » comme cas d'exclusion de la responsabilité de RTE.

A l'article 6.2.2.2.c, ENGIE s'interroge sur l'accord entre les parties et sa matérialisation, afin de s'assurer que RTE prendra toutes les dispositions nécessaires pour pouvoir faire face aux situations rencontrées et prévisibles. Cela peut concerner des dispositions contractuelles avec des engagements de ses partenaires prenant en charge des wheater downtime/standby réduites… En d'autres termes, le client considère que RTE doit se doter de moyens adaptés afin d'intervenir dans des situations de crises et autres.

> Réponse RTE : Le cas de l'impossibilité de sortie en mer cité aux articles 6.2.4 et 8.1 fait directement référence à un cas précisé à l'article 6.2.2.2.c concernant les Interruptions Programmées. Cet article a fait l'objet d'une concertation au cours de la précédente évolution du CART Producteur, qui a été approuvé par la CRE en juin 2022. Par conséquent, la **formulation soumise à consultation est maintenue**
>
> Cet article précise que « *l'impossibilité de sortie en mer* » *vient « d'une interdiction imposée par les autorités maritimes et/ou par un phénomène climatique ou météorologique tel que l'intervention risquerait de mettre en danger la sécurité des personnes et/ou des biens, conformément aux accords convenus entre les parties pour la réalisation de ces interventions* ».
>
> Ainsi, cette impossibilité de sortie en mer peut provenir soit d'une interdiction sur laquelle ni RTE ni le client n'ont de moyens d'action, soit en application de standards convenus par les parties en matière de moyens d'accès aux ouvrages en mer (taille de bateaux, contraintes techniques d'accès aux ouvrages …) par le biais d'un accord dédié.
>
> Cet accord est retranscrit dans une convention complémentaire à la convention d'exploitation, dite « convention d'opérations maritimes », qui décrit notamment les conditions d'accès au poste en mer ainsi que les conditions d'intervention sur le poste par l'autre partie. Cette convention fixe en particulier une limite commune aux moyens d'intervention en mer à mettre en œuvre par chacune des parties (taille de bateaux, contraintes techniques d'accès aux ouvrages …) pour faire face au risque météorologique, tout en tenant compte des spécificités liées à la localisation du poste d'une part, mais également et surtout des enjeux en termes de sécurité des biens et des personnes. Elle concerne tous les parcs éoliens en mer qu'ils soient de type AO1&2, AO3 et AO suivants ou AAP.

En outre, RTE souligne que les postes en mer sont conçus dans le respect des standards communément admis sur ce type d'ouvrage, et que le risque résiduel lié au risque météorologique extrême ou à des décisions des autorités compétentes s'imposant aux deux parties, doit être réparti équitablement entre RTE et le client. D'ailleurs, cette clause s'applique de manière symétrique pour le client et pour RTE sur le plan contractuel, dans le CART. Ainsi, elle peut s'appliquer non seulement en faveur de RTE (articles 6.2.2.2.c, 6.2.4 et 8.1) mais aussi en faveur du client (articles 6.2.2.2.c et 8.2).

Un client estime que l'article 8.2 « Responsabilité du Client à l'égard de RTE » devrait intégrer les exclusions inclues par RTE au §8.1 de façon symétrique (en particulier l'impossibilité de sortie en mer).

Réponse RTE : L'impossibilité de sortie en mer figure bien de manière symétrique dans l'article 8.2. Néanmoins, **RTE modifie le texte du CART** pour reformuler l'ensemble de l'article 8.2 de manière symétrique à l'article 8.1.

A l'article 8.5 « *Evénement de force majeure* », un client demande à RTE de clarifier la notion de force majeure, actuellement trop large : « Les préjudices causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ». En effet, cette rédaction exonère notamment RTE de ses responsabilités en cas de rupture de câble, notamment en cas d'intervention accidentelle d'un tiers (ex : navire de pêche). Or cet évènement semble prévisible et évitable par une planification, des règles de navigation et des dispositifs de protections adéquats (liste non exhaustive). Le second paragraphe de la clause 8.5 et la référence à l'article 19 du Cahier des Charges du RPT ne semble pas soumis aux critères de "prévus" et "ne peuvent être évités".

Réponse RTE : La formulation du second paragraphe de l'article 8.5 reprend celle de l'article 19 du cahier des charges de concession. Par conséquent, la **formulation soumise à consultation est maintenue.**

Un client souhaite que l'article 5.2 des CP Site EMR AO3 et AO suivants précise explicitement que les mauvaises conditions météo-océaniques ne peuvent en général pas être considérées comme des cas de force majeure, d'autant que RTE est responsable du choix des moyens d'intervention.

Réponse RTE : Les mauvaises conditions météo-océaniques ne sont pas considérées comme des cas de force majeure « en général » puisque cette dernière ne pourra être invoquée que sous réserve du respect de l'article 8.5 des CG. Par conséquent, la **formulation soumise à consultation est maintenue.**

3.4.2 Régime de responsabilité en cas d'avarie (CG et CP)

Un client précise que l'article 7.2.2.1 des Conditions Générales, relatif au régime de responsabilité des Indisponibilités Non Programmées sur le réseau d'évacuation, n'est pas conforme à l'article D. 342-4-13 pour l'offshore.

Réponse RTE : Le régime des réseaux d'évacuation/amont s'applique par principe à tout type de producteur, sous réserve de dispositions légales ou

réglementaires spécifiques. Dans le cas particulier des AO3 et AO suivants, le régime particulier prévu par l'article D.342-4-13 du code de l'énergie est repris dans les Conditions Particulières Site EMR pour les AO3 et AO suivants, art. 5.2 Indemnité en cas d'avarie ou de dysfonctionnement des Ouvrages de Raccordement : *« Par dérogation aux articles 6 et 7 des Conditions Générales, en cas d'avarie ou de dysfonctionnement affectant les Ouvrages de Raccordement, RTE verse au Client une indemnité dans les conditions prévues par le Cahier des Charges de l'Appel d'Offres ou, lorsque ce dernier ne prévoit aucune disposition à cet égard, dans les conditions prévues aux articles L.342-7-1 et D.342-4-13 du code de l'énergie. ».* Ce régime prend fin en même temps que le contrat d'OA ou de CR du client, au-delà c'est le régime prévu par les conditions générales du CART qui s'appliquera. Par conséquent, la **formulation soumise à consultation est maintenue.**

Un client interroge la différence entre la définition des Ouvrage de Raccordement et celle du Réseau d'Evacuation.

Réponse RTE : En pratique, les ouvrages visés par les Ouvrages de Raccordement et le Réseau d'Evacuation sont identiques, comme en témoignent les définitions similaires. Cependant, ces différentes notions sont rendues nécessaires pour distinguer les régimes de responsabilité de RTE et du Client, liés aux avaries :

- Pour le Réseau d'Evacuation, c'est-à-dire pour tous les producteurs hors AO3 et AO suivants : en application du cahier des charges de concession du RPT, RTE n'est pas responsable des préjudices liés à une Indisponibilité Non Programmée sur le réseau d'évacuation.

- Pour les Ouvrages de Raccordement, c'est-à-dire pour les producteurs des AO3 et AO suivants, qui peuvent partager les mêmes Ouvrages de Raccordement avec un autre producteur offshore : en application du D342-4-13, RTE prend à sa charge 90% de l'énergie non évacuée liée à une Indisponibilité Non Programmée sur un des ouvrages de raccordement.

3.4.3 Répartition des limitations sur un poste en mer mutualisé (CP)

A l'article 5.3 *« Cas des Ouvrages de Raccordement mutualisés entre plusieurs Clients »*, un client et ENGIE s'interrogent sur les modalités de répartition d'une limitation suite à une Indisponibilité Non Programmée sur un des ouvrages de raccordement. Selon un client, les consignes de limitations aux producteurs devraient (i) être fonction de la capacité de raccordement restante, répartie selon la puissance installée de chaque Client et (ii) s'appliquer uniquement dans le cas où la puissance injectée totale (estimation J-1) dépasse la capacité de transit des ouvrages de raccordement restants, afin de permettre l'utilisation optimale du raccordement.

Réponse RTE : Ces dispositions sont prévues à l'article 5.3, sur la base de la Puissance de Raccordement de chaque client. L'Indisponibilité partielle des ouvrages de raccordement, résultant d'une avarie ou d'un dysfonctionnement d'une partie de ces ouvrages, peut dans certains cas, en fonction notamment de la localisation de l'avarie, générer une limitation partielle de l'injection des Producteurs. La consigne de limitation demandée par RTE, qui est déterminée

en fonction de la capacité de transit restante des ouvrages de raccordement, est répartie entre les clients de manière proportionnelle à leur Puissance de Raccordement à l'Injection. Ainsi par exemple, si les ouvrages de raccordement sont limités à 100 MW, cette consigne de limitation sera répartie entre les clients comme suit :

$$Limitation\ producteur\ 1 = 100 * \frac{PRacc_{inj,prod1}}{PRacc_{inj,prod1} + PRacc_{inj,prod2}}$$

$$Limitation\ producteur\ 2 = 100 * \frac{PRacc_{inj,prod2}}{PRacc_{inj,prod1} + PRacc_{inj,prod2}}$$

Comme la capacité restante est fixe et que les taux de charge des producteurs sont équivalents, si la production totale dépasse la capacité restante, la production de chaque producteur devrait dépasser la consigne de limitation donnée par RTE en raison de la méthode de calcul de limitation par prorata. Ainsi, une répartition au prorata de la Puissance de Raccordement maximise le productible évacué.

RTE privilégie une répartition équitable de la limitation lorsque cela est possible, du fait du régime de responsabilité spécifique à l'article D.342-4-13 (indemnisation à hauteur de 90% de l'ENE après utilisation des quotas), étant cependant souligné que le client dont les seuils de limitation, au sens de l'article D.342-4-13, n'ont pas été atteints sera limité en priorité.

Par conséquent, **la formulation soumise à consultation est maintenue.**

Un client pose la question de l'application de la règle de répartition ci-dessus, lorsque les contrats d'achat des producteurs ne sont pas synchrones et que l'un des producteurs bénéficie toujours de son contrat d'achat en complément de rémunération, tandis que l'autre n'en bénéficie plus.

Réponse RTE : Cet article 5.3 s'applique indifféremment que le producteur soit, ou non, en Contrat Complément de Rémunération, par équité de traitement. Le **texte soumis à consultation est modifié** pour préciser que cette répartition s'applique également au-delà du terme du contrat d'achat pour l'électricité produite ou de complément de rémunération à l'électricité produite dont les producteurs bénéficient en application de l'article L.311-12 du code de l'énergie.

3.4.4 Interruptions Programmées (CP)

Sur la définition d'une Limitation Partielle Programmée, ENGIE demande à RTE de renvoyer à l'article 3.1 des conditions particulières plutôt qu'aux Conditions Générales qui ne prennent pas en compte cette définition. RTE **modifie le texte soumis à consultation.**

En cas d'ouvrages de raccordement mutualisés entre plusieurs clients, dans le cadre de l'article 3.3. des CP, ENGIE s'interroge sur les raisons pour lesquelles une décision unilatérale de RTE pourrait être prise dès lors que le Client souscrit à un contrat de Gestion Prévisionnelle (même remarque au sujet des CG du CART).

> Réponse RTE : RTE confirme que ces modalités s'appliquent dans tous les cas, qu'il y ait un contrat de Gestion Prévisionnelle ou non (même logique que celle des CG). Le **texte soumis à consultation est modifié** afin de clarifier ce point.

Également, RTE relève une remarque d'ENGIE au sujet de la nécessité pour les Producteurs d'avoir des garanties sur la durée de vie du raccordement des parcs éoliens en mer au-delà des contrats d'achat, qui dépendront de la conclusion des conclusions du GT Raccordement DGEC/CRE/RTE/Fédérations de producteurs EMR.

3.4.5 Tests des Ouvrages de Raccordement en courant continu (CP)

ENGIE demande à quel type d'essais fait référence le terme « test » employé dans les cas d'exclusion de l'engagement sur le taux de disponibilité (article 3.1 des CP), tandis qu'un autre client s'interroge sur la prise en charge des tests des Ouvrages de Raccordement ayant lieu pendant la mise en service du parc éolien du client.

> Réponse RTE : RTE indique que le terme « test » fait référence aux essais intervenant pendant la période comprise entre la date effective de mise à disposition de la totalité des ouvrages de raccordement et la date effective de prise d'effet du contrat de complément de rémunération conclu par le producteur, dont les conditions de prise en charge sont décrites à la section II.i.b de l'article D.342-4-13 du code de l'énergie, dans le cas des parcs éoliens off-shore relevant des AO3 et des AO suivants. S'agissant d'un cas particulier des interruptions consécutives à une avarie ou un dysfonctionnement des Ouvrages de Raccordement régies par l'article précité, également citées dans l'article 3.1 des CP, il n'est pas nécessaire de le particulariser ici. Par conséquent, RTE **modifie le texte soumis à consultation** pour supprimer cette redondance.

3.4.6 Conditions de renouvellement et de développement des ouvrages de raccordement (CP)

Un client estime que certaines précisions apportées par les CDC des Appels d'Offres (clause de rencontre au plus tard 3 ans avant l'échéance de 23 ans depuis la Date Effective de Mise à Disposition, limitation des travaux à un maximum de 24 mois) devraient être intégrées dans les CP. Ce client précise que l'article 4 des CP, qui indique que RTE et le client doivent se concerter l'année avant la fin du CCR ne figure pas dans les CDC et que s'il y a 2 producteurs (avec des dates de CCR espacées de plus d'un an), cet article ne fonctionnera pas pour au moins un des 2 producteurs.

> Réponse RTE : RTE indique que, les CDC des Appels d'Offres pouvant être différents selon le cas de figure et notamment s'il y a 1 ou 2 producteurs sur les mêmes ouvrages de raccordement, cet article peut être adapté aux dispositions prévues à cet effet par chaque CDC, comme indiqué à l'article 2.1 des CP. Par conséquent, **la formulation soumise à consultation est maintenue.**

3.5 Précisions liées aux Indisponibilités Non Programmées lorsque l'Installation de Production du Client a été réalisée sous maîtrise d'ouvrage déléguée en application de l'article L. 342-6 du code de l'énergie.

A l'article 7.2.2, EDF demande si, le cas d'une INP, des règles identiques s'appliqueront que le raccordement soit délégué ou non, sauf cas contraire expressément stipulé dans le contrat de mandat. C'est aussi le cas pour les diverses responsabilités/indemnisations.

> Réponse RTE : RTE confirme qu'en cas d'INP sur un raccordement réalisé en maîtrise d'ouvrage déléguée, le régime général décrit à l'article 7.2.2 des CG du présent article s'applique sauf stipulations contraires ou particulières du contrat de mandat et de ses documents associés.

3.6 Interruptions Programmées (CG)

A l'article 6.2.1.1 « Nature de l'engagement », ENGIE demande à quoi correspond le terme ajouté en gras :"RTE s'engage, au niveau de chaque Point de Connexion d'un Site au RPT, à faire ses meilleurs efforts afin de faire coïncider les Interruptions Programmées avec les Indisponibilités des Groupes de Production ou du Point de Connexion à l'initiative du Client".

> Réponse RTE : Ce terme a pour but de prendre également en compte les situations où le client demande une séparation de réseau ayant pour effet de rendre le Point de Connexion indisponible, ce qui peut permettre au client d'intervenir sur son Installation de Production et également à RTE de placer des Interruptions Programmées, le cas échéant. Par conséquent, **la formulation soumise à consultation est maintenue.**

ENGIE demande si l'article 6.2.2.2 d), relatif aux Interruptions Programmées simultanées pour plusieurs Clients, s'applique également pour les producteurs ayant signé un contrat de Gestion Prévisionnelle.

> Réponse RTE : RTE confirme que ces modalités s'appliquent dans tous les cas, qu'il y ait un contrat de Gestion Prévisionnelle ou non. Le **texte soumis à consultation est modifié** afin de clarifier ce point.

A l'article 6.2.2.2.d, un client demande à RTE de conserver la notion d'obligation de meilleur effort telle que précisée en 6.2.1.1, qui doit également s'appliquer dans le cas d'Interruptions Programmées simultanées pour plusieurs clients.

> Réponse RTE : L'engagement pris par RTE au 6.2.1.1 à faire ses meilleurs efforts afin de faire coïncider les Interruptions Programmées avec les Indisponibilités des Groupes de Production, n'est pas remis en cause par l'article 6.2.2.2.d, qui décrit les modalités particulières dans le cas des Interruptions Programmées simultanées pour plusieurs clients. Par conséquent, **la formulation soumise à consultation est maintenue.**