Cahier des charges de l'Appel d'Offres expérimental flexibilités portant sur la contractualisation de flexibilités participant à la résolution de congestions sur le Réseau Public de Transport d'électricité

Lot B : Zone de Perquie

Résumé

Ce document constitue le cahier des charges de l'Appel d'Offres expérimental flexibilités spécifiant le besoin de RTE dans le cadre de son expérimentation de flexibilités pour résoudre des congestions locales sur le Réseau Public de Transport d'électricité et définissant les éléments techniques attendus des opérateurs de flexibilités pour répondre à ce besoin.

Les exigences techniques détaillées ici s'ajoutent – et ne se substituent pas – sauf mention contraire explicite, aux obligations administratives et/ou techniques qui incombent le cas échéant au Candidat. Ces obligations peuvent résulter notamment, et non exclusivement, du fait de son raccordement au Réseau Public de Transport d'électricité, de son utilisation dudit réseau, de l'exploitation de ses actifs ou de la participation à des mécanismes de marché.

TABLE DES MATIERES

Table des matières **2**

1 Contexte et objet de l'Appel d'Offres 4
1.1 Contexte et références applicables 4
1.2 Définitions 4

2 Caractéristiques de la Contrainte sur la zone de Perquie 5
2.1 Caractéristiques de la zone en Contrainte 5
2.1.1 Nature et localisation de la Contrainte 5
2.1.2 Dynamique de la Contrainte 6
2.2 Modélisation de la Contrainte 6
2.2.1 Hypothèses de calcul 6
2.2.2 Calcul de la Puissance de Dépassement 6
2.2.3 Calcul du volume de dépassement 6
2.2.4 Calcul de l'Energie Non Evacuée 7
2.3 Mise à disposition des chroniques de Puissances de Dépassement 7
2.4 Caractérisation de la Contrainte 8
2.4.1 Nombre d'heures en Contrainte 9
2.4.2 Puissance de Dépassement par apparition (MW) 9
2.4.3 Volume de dépassement 10
2.4.4 Volume d'Energie Non Evacuée 10
2.4.5 Nombre d'apparitions de Contraintes 10
2.4.6 Durée par apparition 11
2.4.7 Volume de dépassement par apparition 11
2.4.8 Durée entre deux apparitions de Contraintes 12
2.5 Développement de réseau envisagé 13

3 Raccordement de la solution de flexibilité et limitations associées 13
3.1 Localisation attendue pour le raccordement de la solution de flexibilité 13
3.1.1 Postes Influençant l'ouvrage en Contrainte 13
3.1.2 Raccordements autorisés 13
3.1.3 Coefficient d'Influencement de la solution de flexibilité 13
3.1.4 Caractéristiques des différents raccordements autorisés 14
3.2 Limitations à l'injection et au soutirage 14
3.2.1 Estimation du pourcentage d'heures de limitations 15
3.2.2 Marges à l'Injection 16
3.2.3 Mise à disposition des chroniques de Marges à l'Injection 16
3.3 Fourniture d'autres services au système électrique 17
3.3.1 Principes de la participation horodatée aux Services Systèmes Fréquence 17
3.3.2 Valeurs de puissance garantie à l'injection et au soutirage 17

4 Sélection du lauréat 20
4.1 Caractéristiques de l'offre du Candidat 20
4.1.1 Caractéristiques techniques 20
4.1.2 Caractéristiques économiques 20
4.2 Recevabilité technique 20
4.2.1 Critères de recevabilité technique 20
4.2.2 Précisions sur la recevabilité des Volumes d'Engagement proposés 21
4.3 Recevabilité économique 24
4.3.1 Principes 24
4.3.2 Calcul du Bilan Réseau 24
4.3.3 Calcul du Bilan Flexibilité 25
4.4 Interclassement des solutions 26

5 Exigences techniques et fonctionnelles pour la fourniture du service 27
5.1 Modalités d'activation du service de gestion des congestions 27
5.1.1 Processus d'activation 27

5.1.2 Echanges d'informations avec RTE 29
5.1.3 Rampe et délai de mobilisation du service 29
5.2 Rendement 30
5.2.1 Définition 30
5.2.2 Détermination du Rendement 31
5.2.3 Exigences 31
5.3 Tests et contrôles 31
5.3.1 Simulation ou tests à réaliser par le Titulaire 31
5.3.2 Qualification de l'installation avec RTE 32
5.3.3 Contrôles de conformité 32
6 Annexes 32
6.1 Liste des informations échangées 32
6.2 Tests à réaliser par le Titulaire 34
6.2.1 Liste des informations techniques de l'installation 34
6.2.2 Conformité des systèmes de l'installation dédiés aux échanges d'information 36
6.2.3 Conformité de l'installation aux exigences du cahier des charges 37
6.3 Fiches de qualification 38
6.3.1 Tests des systèmes dédiés aux échanges d'information 38
6.3.2 Fourniture du service de gestion des congestions 39
6.3.3 Fourniture du service de gestion des congestions en conditions réelles 41
6.4 Fiches de contrôle de conformité 42
6.4.1 Rendement 42
6.4.2 Rampe et délai d'activation 42

1 CONTEXTE ET OBJET DE L'APPEL D'OFFRES

1.1 Contexte et références applicables

Dans sa délibération n°2020-200 du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019, la Commission de Régulation de l'Energie (ci-après « CRE ») a considéré que le recours à l'ensemble des solutions de flexibilités doit être systématiquement étudié comme une alternative aux investissements de renforcement du Réseau Public de Transport (RPT) et être privilégié lorsqu'il permet des bénéfices pour la collectivité.

La CRE a notamment relevé que le stockage pourrait devenir une solution compétitive pour la gestion des contraintes de réseau, notamment pour la gestion de congestions du RPT, et souligné que le stockage, et plus généralement les flexibilités, peuvent répondre à des besoins variés.

La CRE a donc demandé à RTE de mettre en place un cadre permettant de contractualiser en amont des sources de flexibilités telles que le stockage.

RTE a ainsi lancé au début de l'année 2021 un recensement d'intérêt sur quatre zones pour lesquelles les flexibilités pourraient constituer des solutions alternatives aux investissements de renforcement du RPT. Ce recensement d'intérêt ayant permis de recueillir les contributions de plusieurs acteurs, RTE a décidé d'organiser des Appels d'Offres expérimentaux sur une des quatre zones initialement envisagées.

Ces appels d'offres visent à rémunérer la réservation d'une capacité et son activation, sur une période pluriannuelle, dès lors que cette flexibilité constitue une solution permettant de reporter ou d'éviter une adaptation du RPT. Cette réservation porte sur une capacité pouvant être activée en temps réel pour limiter les congestions sur le RPT. Les congestions sur le RPT dans les zones envisagées pour les appels d'offres sont des contraintes de production. Ainsi, l'activation de la capacité consistera à augmenter le soutirage de puissance sur le RPT.

Ces expérimentations ont pour objectif de tester la compétitivité des solutions de flexibilités et de révéler au mieux les coûts réels de ces solutions.

L'ensemble de la démarche effectuée par RTE pour la mise en place de ces appels d'offres ainsi que la détermination des conditions du Service ont fait l'objet d'une concertation menée auprès des acteurs de marché tout au long de l'année 2021 dans le cadre de la Commission d'Accès au Marché du Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité, et plus particulièrement du groupe de travail « Stockage »[1]. La concertation lors des groupes de travail a permis à RTE de lancer une consultation sur les projets de Contrat et de Cahier des Charges de l'Appel d'Offres expérimental flexibilités.

L'avis de marché de l'Appel d'Offres expérimental flexibilités a été publié au Journal Officiel de l'Union Européenne (JOUE) le 22/12/2021 (n°2021/S 248-658014). Suite à cet avis de marché, RTE a retenu 19 candidats qui pourront participer à l'Appel d'Offres expérimental.

1.2 Définitions

Les mots et les groupes de mots utilisés dans le Cahier des Charges et dont la première lettre est en majuscule ont la signification qui leur est donnée ci-dessous ou, à défaut, dans le Contrat AO flexibilités, ou dans les Règles MA-RE ou dans la Documentation Technique de Référence de RTE.

Bilan Flexibilité	Bilan défini à l'article 4.3.3

[1] Les travaux du Groupe de Travail « Stockage » sont disponible sur le site de RTE Concerte

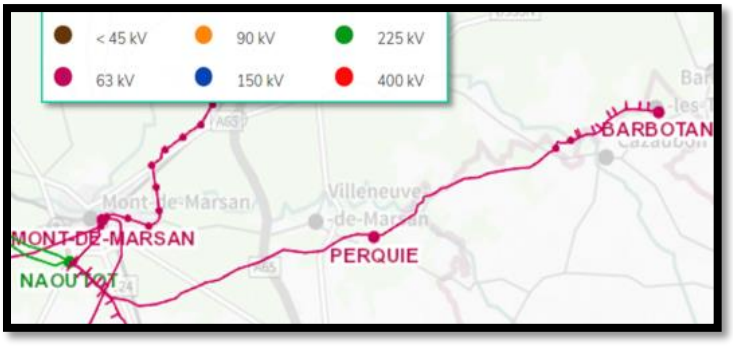
Bilan Réseau	Bilan défini à l'article 4.3.2
Candidat	Personne morale ou physique désignée par le formulaire de candidature à l'Appel d'Offres expérimental flexibilités.
Coefficient d'Influencement	Le Coefficient d'Influencement d'un poste P sur un ouvrage O permet de rendre compte de la variation de flux sur l'ouvrage O causé par une variation de puissance au poste P. Ce coefficient est exprimé en pourcentage.
Energie Non Evacuée (ENE)	Volume en MWh défini à l'article 2.2.4.
Guide d'Implémentation SI	Document fourni par RTE définissant les règles d'accès au Système d'Information et Applications de RTE spécifiques à l'activation de la flexibilité par l'Automate Réseau.
Poste Influençant	Un Poste Influençant pour un ouvrage réseau donné est un poste pour lequel une action de modulation de la puissance électrique fournie ou soutirée au réseau par ce poste a une influence significative sur les flux de l'ouvrage réseau considéré. Le niveau d'influence est donné par le Coefficient d'Influencement.
Marge à l'Injection	Puissance en MW définie à l'article 3.2.2.
Puissance de Dépassement	Puissance en MW définie à l'article 2.2.
Rendement	Défini à l'article 5.2.
Système de Stockage de l'Energie Electrique ou Système EES	Défini dans la norme NF EN IEC 62933-2-1:2018. Dans le cadre de l'AO expérimental flexibilité, le stockage est réalisé par des batteries électrochimiques.

2 CARACTERISTIQUES DE LA CONTRAINTE SUR LA ZONE DE PERQUIE

2.1 Caractéristiques de la zone en Contrainte

2.1.1 Nature et localisation de la Contrainte

La Zone de Perquie se situe dans le département des Landes. La Contrainte sur la Zone de Perquie est localisée sur la liaison 63 kV entre le poste de Perquie (commune de Perquie) et le poste de Naoutot (commune de St Pierre du Mont), ainsi que sur la liaison 63 kV entre le poste de Barbotan (commune de Cazaubon) et le poste de Perquie.



La Contrainte sur la liaison entre Perquie et Naoutot est limitante par rapport à la Contrainte sur la liaison entre Barbotan et Perquie, c'est-à-dire que la Puissance de Dépassement de la Contrainte sur la liaison entre Perquie et Naoutot est toujours supérieure ou égale à celle de la Contrainte sur la liaison entre Barbotan et Perquie. Par conséquent :

- La liaison entre Perquie et Naoutot sera toujours en Contrainte lorsque la liaison entre Barbotan et Perquie est en Contrainte ;
- Une action permettant de résoudre la Contrainte sur la liaison entre Perquie et Naoutot résoudra les éventuelles Contraintes sur la liaison entre Barbotan et Perquie.

2.1.2 Dynamique de la Contrainte

Au 1er janvier 2022, la production d'énergies renouvelables (EnR) raccordée et en service sur les postes 63kV de Perquie et Barbotan représente une puissance totale de 74 MW.

A l'horizon 2025, en considérant que l'ensemble des projets actuellement en File d'Attente (d'une puissance totale de 12 MW) sera mis en service, la production EnR représentera une puissance totale de 86 MW. Cette production est constituée uniquement de production photovoltaïque.

Le S3REnR (Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables) relatif à la région Nouvelle-Aquitaine en vigueur depuis 2021 fixe une ambition d'EnR au sein de cette zone à hauteur de 147 MW. L'horizon du S3REnR Nouvelle-Aquitaine étant fixé à l'année 2030, la Contrainte est considérée comme stable au-delà de l'année 2030.

Une solution permettant de résoudre la congestion est attendue pour le 1er octobre 2027. Cette date est la Date de Seuil de Déclenchement pour la Zone de Perquie.

2.2 Modélisation de la Contrainte

2.2.1 Hypothèses de calcul

RTE modélise les flux sur le Réseau de Transport sur 11 années climatiques différentes jugées représentatives des différents aléas climatiques pouvant affecter les années 2025 et suivantes.

La modélisation des flux sur les ouvrages du Réseau de Transport de la zone est effectuée en considérant l'horizon 2030 avec une mise en service de toute la production EnR à l'horizon du schéma S3REnR (147 MW de capacités réservées au titre du S3REnR, dont 12 MW en File d'Attente et 74 MW déjà en service). La production EnR installée est considérée constante au-delà de l'horizon 2030.

Les hypothèses de production et de consommation ainsi que les modèles de simulation permettant d'obtenir des projections de flux sur les ouvrages sont déterminés au pas horaire.

2.2.2 Calcul de la Puissance de Dépassement

A un instant donné, la Puissance de Dépassement est égale à la différence entre le flux estimé dans un ouvrage et sa limite de transit. La Puissance de Dépassement traduit le niveau de la Contrainte dans l'ouvrage et représente le surplus de puissance que l'ouvrage n'est pas en mesure de faire transiter. Elle est exprimée en MW.

Les Puissances de Dépassement sont considérées comme constantes au sein d'un même pas horaire et égales à la moyenne des Puissances de Dépassement qui seraient observées sur ce même pas de temps. La modélisation au pas horaire ne permet pas de caractériser les Contraintes intra-horaires dans le cas de fortes variations des puissances instantanées par rapport à la moyenne sur l'heure. Les conséquences d'une rafale de vent ou du passage d'un nuage pendant quelques minutes sont ainsi moyennées sur l'heure en question.

2.2.3 Calcul du volume de dépassement

Le volume de dépassement sur une période T est défini comme la quantité d'énergie que l'ouvrage n'est

pas en mesure de faire transiter sur cette période

$$Volume\ de\ dépassement\ (T) = Puissance\ de\ dépassement \times T$$

Quand les puissances de dépassement sont définies au pas horaire et en MW, le volume des dépassements correspond à la somme des puissances de dépassement et est exprimé en MWh.

En l'absence de flexibilité ou de développement réseau, le volume des dépassements représente le volume d'énergie qui devra être géré par un écrêtement de production EnR, c'est-à-dire par une diminution de la production des parcs EnR.

2.2.4 Calcul de l'Energie Non Evacuée

L'Energie Non Evacuée (ENE) correspond au volume d'écrêtement de production nécessaire pour résoudre la Contrainte identifiée. L'ENE est exprimée en MWh. Pour déterminer ce volume, il est nécessaire d'utiliser le Coefficient d'Influencement des parcs de production écrêtés sur l'ouvrage en Contrainte ($Coeff\ parcs$).

$$Volume_{ENE} = \frac{Volume_{dépassements}}{Coeff\ parcs}$$

Le Coefficient d'Influencement d'un point du réseau (poste[2] ou point de piquage[3]) sur un ouvrage est égal à la variation estimée du flux sur l'ouvrage en question suite à l'augmentation de 1 MW de la puissance injectée sur le point de réseau considéré. Ce coefficient est fonction des caractéristiques du réseau.

Le Coefficient d'Influencement permet de calculer une approximation de la variation du transit sur un ouvrage à la suite d'une variation de la puissance sur le poste ou le point de piquage pour lequel ce coefficient est calculé.

Les parcs EnR écrêtés pour la Contrainte en question sont raccordés sur les postes de Perquie et Barbotan. Etant donnés les Coefficients d'Influencement de ces 2 postes sur la liaison en Contrainte limitante de la Zone, un Coefficient d'Influencement des parcs ($Coeff\ parcs$) de 100% est retenu dans le calcul du volume d'ENE. Ainsi :

$$Volume_{ENE} = Volume_{dépassements}$$

2.3 Mise à disposition des chroniques de Puissances de Dépassement

Les chroniques horaires de Puissances de Dépassement sur les 11 années climatiques, calculées conformément à l'article 2.2.2 et selon les hypothèses définies à l'article 2.2.1, sont disponibles en annexe XX du dossier de consultation.[4]

Ces chroniques sont calculées avec l'hypothèse de puissance EnR prévue à l'horizon S3REnR (2030) et en considérant une concrétisation des capacités réservées non affectées en 100% photovoltaïque. Cet horizon de temps correspond à l'horizon de temps pris en compte par RTE pour la définition de la Contrainte et du Service attendu dans le cadre de l'Appel d'Offres expérimental flexibilités sur la Zone de Perquie. Ces chroniques sont fournies à titre indicatif et RTE ne saurait être tenu responsable si la Contrainte effectivement observée à l'horizon 2030 ne correspond pas aux chroniques issues de la modélisation définie à l'article 2.2.

Des chroniques horaires de Puissances de Dépassement sur les 11 années climatiques tenant compte des puissances EnR déjà raccordées à date, ainsi que celles en File d'Attente et qui devraient aboutir d'ici 3 à 5 ans sont également disponibles (horizon 2025). Ces chroniques sont données à titre indicatif et ne seront

[2] Poste électrique : partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution, de l'appareillage électrique, des bâtiments et, éventuellement, des transformateurs.
[3] Point de piquage : pylône point triple.
[4] Les chroniques sont également disponibles à l'adresse suivante : https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/flexibilites-valorisez-vos-services-pour-la-gestion-des-congestions-reseau.html

pas prises en compte dans la définition du Service attendu. Ces chroniques sont disponibles en annexe XX du dossier de consultation.[4]

2.4 Caractérisation de la Contrainte

Une caractérisation synthétique des chroniques de Puissance de Dépassement à l'horizon S3REnR (2030) est proposée par la suite, à titre indicatif, sous la forme d'indicateurs agrégés.

Les indicateurs proposés dans les paragraphes suivants sont calculés au pas horaire. Ainsi, il convient d'être vigilant sur leur utilisation qui ne saurait rendre compte des variations intra-horaires de la Contrainte. Ces indicateurs sont pondérés en fonction de la représentativité de chacune des 11 années climatiques. Les coefficients de pondération utilisés sont les suivants :

Année climatique	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
Coefficient de pondération	2,5%	8,5%	15,6%	13,1%	8,5%	5,0%	16,1%	7,5%	12,1%	4,0%	7,0%

Cette caractérisation est réalisée en distinguant deux saisons définies comme suit :

- Hiver : du 1er octobre au 31 mars ;
- Eté : du 1er avril au 30 septembre.

Une description au niveau de la maille France pour ces 11 années climatiques est fournie à titre indicatif dans le tableau ci-dessous. Cette description représente une tendance globale et peut ne pas correspondre exactement à la variation locale de consommation et de production au niveau d'une zone très réduite.

Année	**Résumé**
1	Hiver : une consommation forte et soutenue. - Une production ENR faible en hiver et intersaison.
2	- Toutes saisons : consommation et production ENR moyennes, avec de la variabilité autour de valeur moyenne. - Longue période de consommation forte début avril.
3	- Toutes saisons : consommation et production ENR moyennes, avec de la variabilité autour de valeur moyenne. - Longue période de consommation faible fin janvier.
4	- Hiver : consommation et production ENR moyennes, avec une variabilité faible. - Intersaison : consommation importante.
5	- Hiver : très faible consommation avec une production ENR moyenne.
6	- Hiver : consommation très forte et production ENR très faible, avec une vague de froid longue au début de l'hiver. - Consommation également forte en intersaison et en été.
7	- Hiver : consommation forte avec des pics de forte amplitude. - Été : production ENR forte.
8	- Hiver : consommation forte avec une vague de froid intense en janvier. - Période de consommation importante début avril.
9	- Année moyenne avec faible variabilité. - Été : consommation faible avec production ENR importante.
10	- Année moyenne avec un pic très ponctuel de consommation en hiver et une période de consommation basse fin février.

11	- Intersaison : consommation faible. - Variabilité forte ponctuellement : une chute de consommation fin décembre et une consommation importante en février.

Tableau 1 : Description des 11 années climatiques à la maille France

2.4.1 Nombre d'heures en Contrainte

Cet indicateur annuel correspond au nombre d'heures dans l'année pendant lesquelles un dépassement sur l'ouvrage est observé.

Cet indicateur est estimé à 1176 heures (13,5% du temps) par an en espérance, avec un maximum sur les 11 années simulées à 1276 heures (14,6% du temps) et un minimum à 1086 heures (12,4%). L'analyse montre que les heures de Contraintes sont principalement localisées en été.

	Espérance sur les 11 années	Maximum sur les 11 années	Minimum sur les 11 années
Hiver	261 heures	355 heures	219 heures
Été	915 heures	964 heures	861 heures
Total année	1 176 heures	1 276 heures	1 086 heures

Tableau 2 : Nombre d'heures de Contraintes par saison représenté en espérance, maximum et minimum sur les 11 années climatiques

Sur les 11 années simulées, les nombres d'heures maximaux et minimaux identifiés par saison ne correspondent pas à la même année climatique. Ainsi les nombres d'heures maximaux et minimaux identifiés sur une année complète ne correspondent pas à la somme des volumes maximaux et minimaux identifiés par saison.

2.4.2 Puissance de Dépassement par apparition (MW)

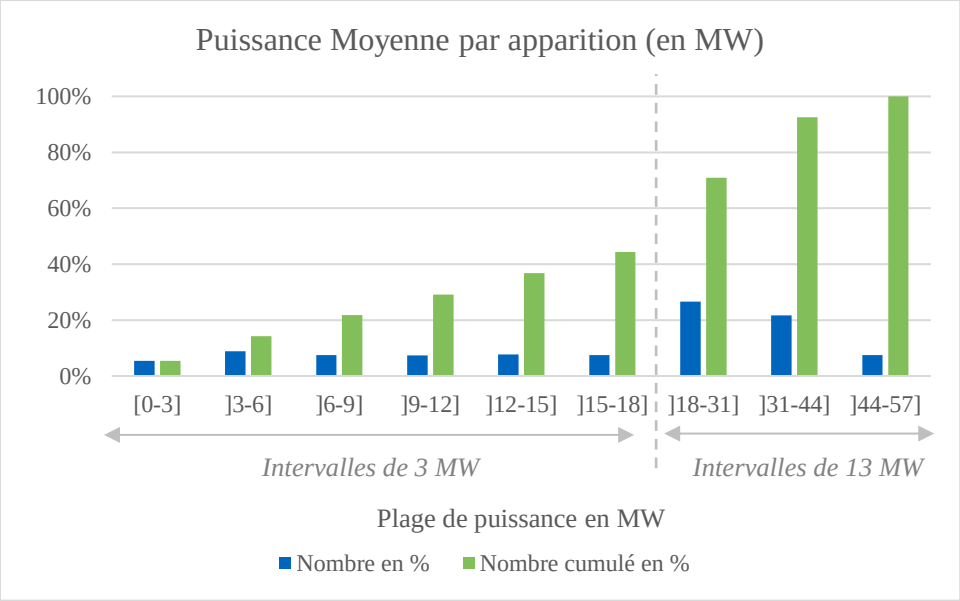
La Puissance de Dépassement moyenne par apparition par an est estimée à 22,3 MW en espérance, avec un maximum sur les 11 années simulées de 80,3 MW de Contrainte sur une apparition. La puissance moyenne et maximale de la Contrainte est plus élevée en été.

	Espérance sur les 11 années	Max sur les 11 années	Min sur les 11 années
Hiver	18 MW	72,1 MW	0,1 MW
Été	24,1 MW	80,3 MW	0,1 MW
Total année	22,3 MW	80,3 MW	0,1 MW

Tableau 3 : Puissance de Dépassement par apparition en MW, représentée en espérance, maximum et minimum sur les 11 années climatiques et par saison

Sur les 216 apparitions de Contraintes estimées par an en espérance :

- Environ 29% des Contraintes (63) ont une puissance moyenne inférieure ou égale à 12 MW ;
- Environ 64% des Contraintes (137) ont une puissance entre 12 MW et 44 MW ;
- Moins de 10% des Contraintes (16) ont une puissance moyenne de Contrainte supérieure à 44 MW.



2.4.3 Volume de dépassement

Le volume de dépassement par an est estimé à 31,6 GWh en espérance, avec un maximum sur les 11 années simulées de 34,7 GWh et un minimum de 28,3 GWh. A l'instar des heures en Contrainte, l'analyse sur les saisons montre que les volumes de dépassements sont principalement en été.

	Espérance sur les 11 années	Maximum sur les 11 années	Minimum sur les 11 années
Hiver	6 107 MWh	8 950 MWh	5 107 MWh
Été	25 487 MWh	27 992 MWh	23 099 MWh
Total année	31 594 MWh	34 716 MWh	28 302 MWh

Tableau 4 : Volume de dépassement en MWh par saison représenté en espérance, maximum et minimum sur les 11 années climatiques

Sur les 11 années simulées, les volumes maximaux et minimaux identifiés par saison ne correspondent pas à la même année climatique. Ainsi les volumes maximaux et minimaux identifiés sur une année complète ne correspondent pas à la somme des volumes maximaux et minimaux identifiés par saison.

2.4.4 Volume d'Energie Non Evacuée

Afin d'obtenir les volumes d'ENE correspondants aux volumes de dépassement, il est nécessaire d'appliquer la formule mentionnée à l'article 2.2.4.

Les parcs EnR écrêtés ayant un Coefficient d'Influencement de 100%, les Volumes d'Energie Non Evacuée en MWh estimés par saison sur les 11 années climatiques sont équivalents à ceux des volumes de dépassement présentés à l'article 2.4.2.

2.4.5 Nombre d'apparitions de Contraintes

Le nombre d'apparitions de Contraintes représente le nombre de fois, sur une année, où l'ouvrage passe en Contrainte depuis un état sans Contrainte. Ce nombre est calculé au pas horaire. Il est à noter que ce nombre est différent du nombre d'heures de Contraintes. En effet, une Contrainte qui dure 3 heures d'affilée représente trois heures de Contraintes mais une seule apparition.

Le nombre d'apparitions de Contrainte est en espérance de 216 apparitions de Contraintes par an, avec un maximum sur les 11 années simulées de 233 apparitions et un minimum de 198 apparitions. Les apparitions de Contrainte sont plus nombreuses en été.

	Espérance sur les 11 années	Maximum sur les 11 années	Minimum sur les 11 années
Hiver	63	79	53
Été	153	158	145
Total année	216	233	198

Tableau 5 : Nombre d'apparitions de Contraintes par saison représenté en espérance, maximum et minimum sur les 11 années climatiques

Sur les 11 années simulées, les nombres maximaux et minimaux d'apparitions de Contraintes identifiés par saison ne correspondent pas à la même année climatique. Ainsi les nombres maximaux et minimaux d'apparitions de Contraintes identifiés sur une année complète ne correspondent pas à la somme des nombres maximaux et minimaux d'apparitions de Contraintes identifiés par saison.

2.4.6 Durée par apparition

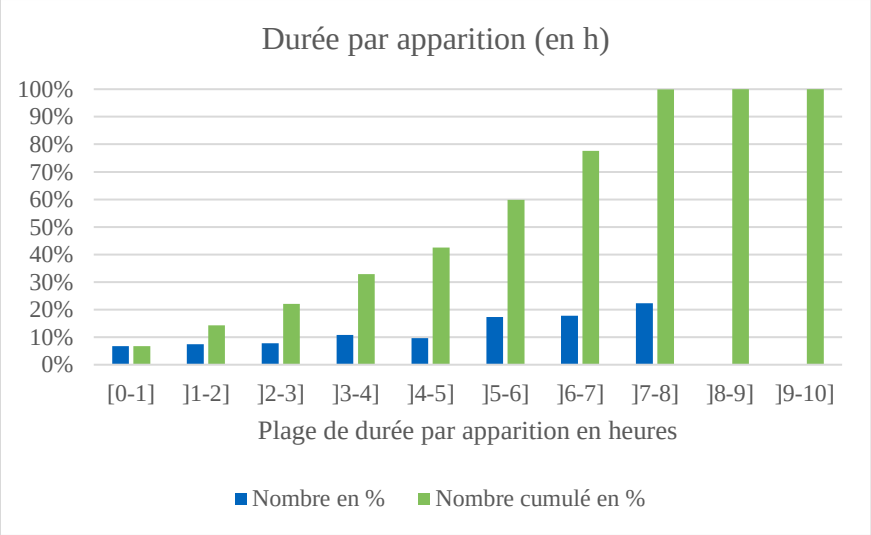
La durée de la Contrainte par apparition est estimée à 5,4 heures en espérance, avec un maximum sur les 11 années simulées de 9 heures. Les Contraintes apparaissant en été durent en moyenne plus longtemps (+46%) que celles apparaissant en hiver.

	Espérance sur les 11 années	Maximum sur les 11 années	Minimum sur les 11 années
Hiver	4,1 heures	8 heures	1 heure
Été	6 heures	9 heures	1 heure
Total année	5,4 heures	9 heures	1 heure

Tableau 6 : Durée par apparition en heures par saison représentée en espérance, maximum et minimum sur les 11 années climatiques

Sur les 216 apparitions de Contraintes estimées par an en espérance :

- Environ 1/3 des Contraintes (71) présentent une durée de Contrainte inférieure ou égale à 4 heures
- Environ 45% des Contraintes (97) durent entre 4 et 7 heures
- Environ 22% des Contraintes (48) durent plus de 7 heures



2.4.7 Volume de dépassement par apparition

Le volume de dépassement par apparition est estimé en moyenne à 146 MWh par apparition, avec un maximum sur les 11 années simulées de 456 MWh sur une apparition. Le volume de dépassement moyen

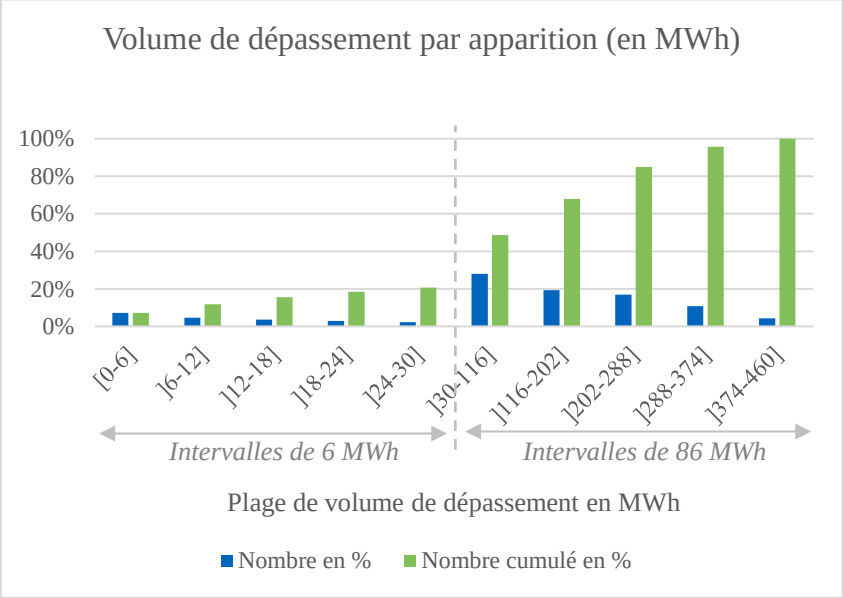
et maximal par apparition est plus élevé pour les Contraintes apparaissant en été.

	Espérance sur les 11 années	Maximum sur les 11 années	Minimum sur les 11 années
Hiver	97 MWh	360 MWh	0,1 MWh
Été	167 MWh	456 MWh	0,1 MWh
Total année	146 MWh	456 MWh	0,1 MWh

Tableau 7 : Volume de dépassement par apparition en MWh, représenté en espérance, maximum et minimum sur les 11 années climatiques et par saison

Sur les 216 apparitions de Contraintes estimées par an en espérance :

- Environ 21% des Contraintes (45) ont un volume de dépassement inférieur ou égal à 30 MWh ;
- Environ la moitié des Contraintes (102) ont un volume de dépassement entre 30 MWh et 202 MWh ;
- Environ 1/3 des Contraintes (69) ont un volume de dépassement supérieur à 202 MWh.



2.4.8 Durée entre deux apparitions de Contraintes

La durée entre deux Contraintes représente la durée entre la fin d'une Contrainte et l'apparition de la Contrainte suivante. Ce nombre est calculé au pas horaire.

La durée entre deux Contraintes est estimée en moyenne à 35 heures, avec un maximum de 64,7 heures entre deux périodes de Contraintes. Cette durée est plus faible pour les Contraintes apparaissant en été.

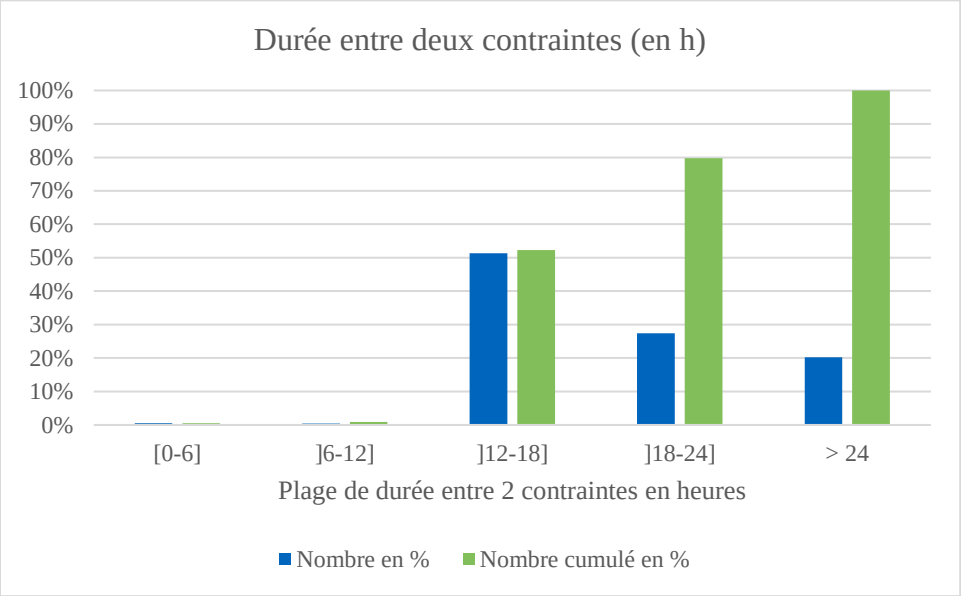
	Espérance sur les 11 années	Maximum sur les 11 années	Minimum sur les 11 années
Hiver	64,7 heures	1 151 heures	16 heures
Été	22,7 heures	308 heures	1 heure
Total année	35 heures	1 151 heures	1 heure

Tableau 8 : Durée entre deux Contraintes en heure, représentée en espérance, maximum et minimum sur les 11 années climatiques et par saison

Sur les 216 apparitions de Contraintes estimées par an :

- Seules 1% des Contraintes (2) ont une durée entre deux Contraintes inférieure ou égale à 14 h ;
- Plus de la moitié (111) ont une valeur située entre 14 h et 18 h ;

- Environ 27% des Contraintes (59) ont une valeur située entre 18 h et 24 h ;
- Environ 20% des Contraintes (44) ont une valeur supérieur à 24 h.



2.5 Développement de réseau envisagé

Afin de résoudre une majeure partie de la Contrainte prévue à l'horizon S3REnR (2030), RTE envisage de construire une liaison souterraine 63kV d'environ 19 km entre le poste de Perquie et le nouveau poste 63kV Aire/Adour2.

Le coût de cet investissement est compris entre 12 350 k€ et 22 950 k€, avec un coût probable estimé à 17 650 k€.

3 RACCORDEMENT DE LA SOLUTION DE FLEXIBILITE ET LIMITATIONS ASSOCIEES

3.1 Localisation attendue pour le raccordement de la solution de flexibilité

3.1.1 Postes Influençant l'ouvrage en Contrainte

Les Postes les plus Influençants pour l'ouvrage en Contrainte considéré et les Coefficients d'Influencement de ces Postes sont les suivants :

- Le poste de Perquie 63 kV, avec un Coefficient d'Influencement de 100 % ;
- Le poste de Barbotan 63 kV, avec un Coefficient d'Influencement de 99 %.

3.1.2 Raccordements autorisés

La solution de flexibilité proposée par le Candidat devra être raccordée au Réseau Public de Transport d'Electricité, directement ou en décompte, en antenne sur l'un des Postes Influençants pour l'ouvrage en Contrainte. Ainsi, les raccordements autorisés sont exclusivement les raccordements en antenne sur :

- Le poste de Perquie 63 kV
- Le poste de Barbotan 63 kV

Les raccordements en piquage sur la liaison 63 kV entre Barbotan et Perquie, ou sur la liaison 63 kV entre Perquie et Naoutot ne sont pas autorisés, car ces liaisons sont elles-mêmes en Contrainte.

3.1.3 Coefficient d'Influencement de la solution de flexibilité

Dans le cadre de cet AO expérimental flexibilités, les pertes dans les liaisons de raccordement sont

négligées. Ainsi le Coefficient d'Influencement d'une solution de flexibilité ($Coeff_{Flexibilité}$) en un point de raccordement sera considéré égal au Coefficient d'Influencement du poste ($Coeff_{Poste}$) sur lequel la solution flexibilité est raccordée.

$$Coeff_{Flexibilité} = Coeff_{Poste}$$

3.1.4 Caractéristiques des différents raccordements autorisés

Afin d'aider les candidats à anticiper les modalités techniques ou financières liées à leur raccordement, les paragraphes suivants présentent des informations sur les différentes solutions de raccordement envisageables.

Ces informations, notamment celles concernant les délais et les coûts, sont données à titre indicatif. Une analyse plus détaillée sera réalisée par RTE lors de la demande de PTF par le Titulaire.

3.1.4.1 Raccordement en antenne sur le poste de Perquie

Coefficient d'Influencement	100%
Type de zone	Zone rurale
Nature des travaux nécessaires pour le raccordement	Pas de cellules dispo : Extension de jeu de barre nécessaire avec extension foncier
Type de Poste	Poste en antenne : risque de coupure sur aléa (pas de secours notamment en cas d'indisponibilité de la liaison Naoutot-Perquie)
Estimation du coût du raccordement	- Coûts raccordement au poste : 800 k€ - Coûts raccordement de la liaison souterraine : entre 650 k€ et 4200 k€ (avec une liaison de raccordement de 500 m à 5 km)
Délai de raccordement	De 48 à 60 mois

3.1.4.2 Raccordement en antenne sur le poste de Barbotan

Coefficient d'Influencement	99%
Type de zone	Zone rurale
Nature des travaux nécessaires pour le raccordement	Pas de cellules dispo : Extension de jeu de barre nécessaire
Type de Poste	Poste en antenne sur Perquie (lui-même en antenne) : risque de coupure sur aléa (pas de secours notamment en cas d'indisponibilité de la liaison Naoutot-Perquie ou de la liaison Barbotan-Perquie)
Estimation du coût du raccordement	- Coûts raccordement au poste : 600 k€ - Coûts raccordement de la liaison souterraine : entre 650 k€ et 4200 k€ (avec une liaison de raccordement de 500 m à 5 km)
Délai de raccordement	De 48 à 60 mois

3.2 Limitations à l'injection et au soutirage

La solution de flexibilité se raccordant dans une zone présentant des Contraintes d'évacuation de production, RTE attire l'attention du Candidat sur le fait qu'il devra souscrire à une Offre de Raccordement Optimisé (ORO), qui comportera des limitations en injection et en soutirage.

Le Candidat devra tenir compte de ces limitations dans sa modélisation du comportement de la solution de

stockage. En effet, des limitations à l'injection peuvent impacter la capacité de décharge, et donc de recharge successive de l'actif.

Afin de permettre au Candidat d'affiner son analyse, une estimation des limitations est fournie dans les paragraphes suivants.

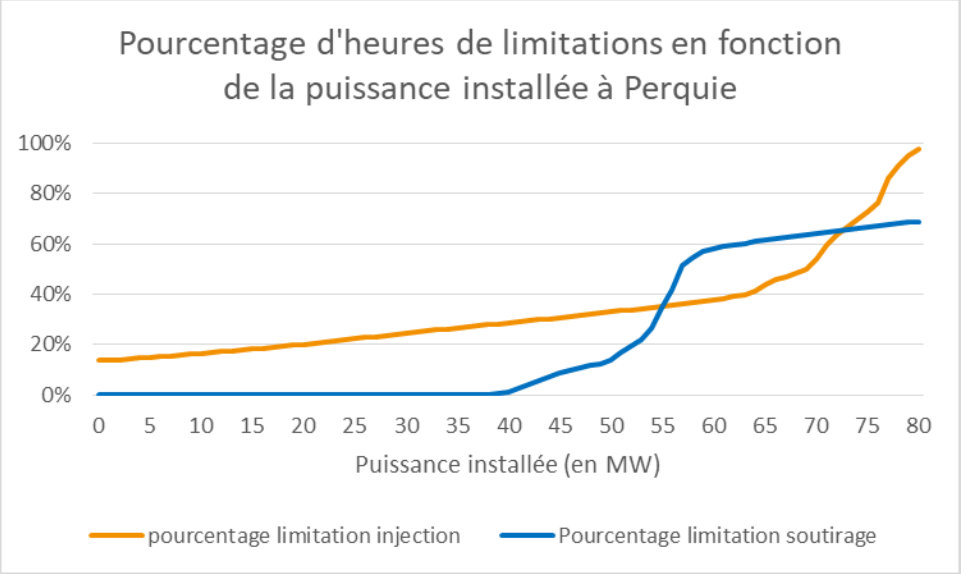
3.2.1 Estimation du pourcentage d'heures de limitations

Les estimations et courbes présentées dans les paragraphes suivants permettent de visualiser, selon la puissance de la solution de flexibilité installée sur les postes de Perquie ou de Barbotan (en abscisses), le pourcentage d'heures par an durant lesquelles la solution de flexibilité ne pourrait pas injecter (respectivement soutirer) à hauteur de toute la puissance installée.

3.2.1.1 Raccordement en antenne sur le poste de Perquie

Des limitations en injection sont présentes quelle que soit la puissance installée et augmentent avec la puissance installée : limitations 14% du temps pour une puissance installée de 1 MW et 33% du temps pour une puissance installée de 50 MW.

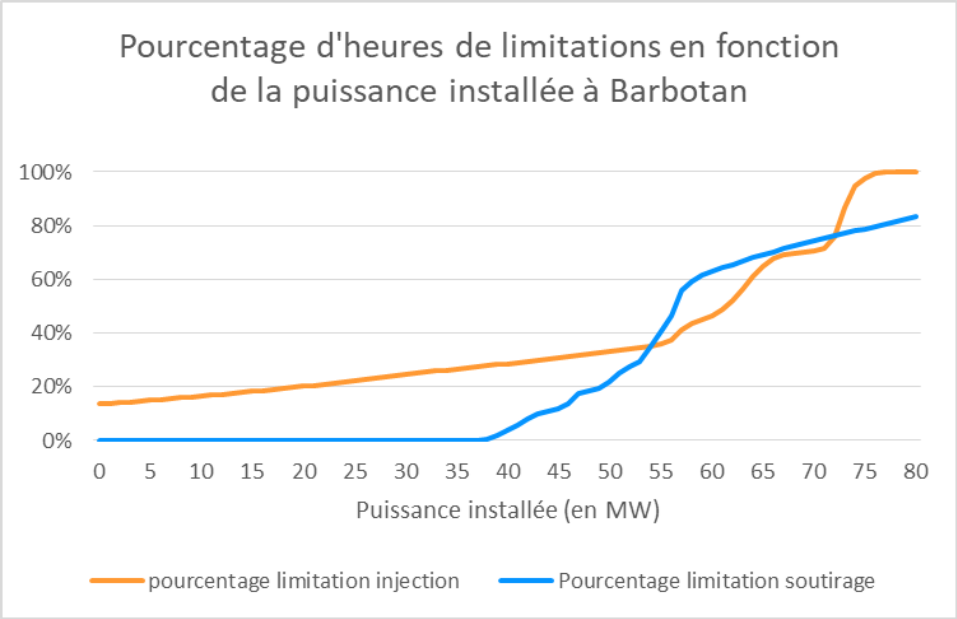
Aucune limitation en soutirage n'est identifiée si la puissance de la solution de flexibilité installée à Perquie est inférieure à 38 MW. Une limitation existerait 14% du temps pour une puissance installée de 50 MW.



3.2.1.2 Raccordement en antenne sur le poste de Barbotan

Des limitations en injection sont présentes quelle que soit la puissance installée et augmentent avec la puissance installée : limitation 14% du temps pour une puissance installée de 1 MW et 33% du temps pour une puissance installée de 50 MW.

Aucune limitation en soutirage n'est identifiée si la puissance de la solution de flexibilité installée à Barbotan est inférieure à 38 MW. Cette limitation existe 22% du temps pour une puissance installée de 50 MW.



Si on compare le raccordement d'une solution de flexibilité sur les postes de Perquie et de Barbotan, les limitations en injection (respectivement en soutirage) sont plus importantes pour une solution de flexibilité raccordée en antenne sur Barbotan que pour une solution de flexibilité raccordée en antenne sur Perquie, pour toute puissance installée supérieure à 55 MW (respectivement 38 MW).

3.2.2 Marges à l'Injection

A un instant donné, la Marge à l'Injection représente la puissance que la flexibilité peut injecter sur le Réseau de Transport d'Electricité pour se décharger, sans dépasser la limite de capacités des lignes, c'est-à-dire sans créer de nouvelles congestions par rapport à l'état initial. La Marge à l'Injection est exprimée en MW.

3.2.3 Mise à disposition des chroniques de Marges à l'Injection

Les chroniques horaires de Marges à l'Injection sur les 11 années climatiques, calculées selon les hypothèses définies à l'article 2.2.1, sont disponibles en annexe XX du dossier de consultation.[5] Ces chroniques sont calculées avec l'hypothèse de puissance EnR prévue à l'horizon S3REnR (2030) et en considérant une concrétisation des capacités réservées non affectées en 100% photovoltaïque. Cet horizon de temps est pris en compte par RTE pour la définition de la Contrainte et du Service attendu dans le cadre de l'Appel d'Offres expérimental flexibilités sur la Zone de Perquie. Ces chroniques sont fournies à titre indicatif et RTE ne saurait être tenu responsable si les injections possibles effectivement observées à l'horizon 2030 ne correspondent pas aux chroniques fournies par RTE.

Des chroniques horaires de Marges à l'Injection sur les 11 années climatiques tenant compte des puissances EnR déjà raccordées à date, ainsi que celles en File d'Attente et qui devraient aboutir d'ici 3 à 5 ans sont également données à titre indicatif (horizon 2025). Ces chroniques sont disponibles en annexe XX du dossier consultation.[5]

Les Marges à l'Injection dépendent de la localisation du raccordement de la solution de flexibilité. Ainsi, les chroniques horaires sur les 11 années climatiques pour les horizons S3REnR et 2025 sont disponibles pour une solution de flexibilités raccordée sur le poste de Perquie et sur le poste de Barbotan.

Ces chroniques de Marge à l'Injection pourraient ne pas refléter strictement les valeurs qui figureront dans le cadre de l'Offre de Raccordement Optimisée. En effet, ces chroniques représentent des simulations

[5] Les chroniques sont également disponibles à l'adresse suivante : https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/flexibilites-valorisez-vos-services-pour-la-gestion-des-congestions-reseau.html

probables et non engageantes, alors que RTE s'engagera contractuellement sur les valeurs de l'Offre de Raccordement Optimisées.

3.3 Fourniture d'autres services au système électrique

Les limitations prévues par l'Offre de Raccordement Optimisé pourront limiter la capacité du lauréat de l'AO à se certifier et à proposer d'autres services pour le système électrique, notamment des Services Système Fréquence.

Sur la Zone de Perquie, des limitations à l'injection existent à réseau complet quelle que soit la puissance de la solution de flexibilité raccordée, ne permettant pas au lauréat de programmer des Services Système à la hausse. Aussi, RTE propose d'expérimenter une participation dite « horodatée », c'est-à-dire limitée à certains créneaux horaires, aux Services Systèmes Fréquence.

Cette participation horodatée aux Services Système Fréquence vise à permettre plus de souplesse par rapport aux restrictions induites par l'ORO en n'appliquant des limitations sur les créneaux horaires sujets à contraintes.

3.3.1 Principes de la participation horodatée aux Services Systèmes Fréquence

L'étude des limitations au pas horaire permet d'identifier des créneaux sur lesquels il serait possible d'injecter un certain niveau de puissance sans engendrer de Contraintes sur les ouvrages. RTE propose de fixer les valeurs de limitation de la puissance en injection et en soutirage selon les règles suivantes :

- Les limitations sont définies par créneaux de 4h et par Saison d'Engagement (été / hiver) ;
- RTE s'engage sur des valeurs minimales de puissance pouvant être injectée ou soutirée sur le RPT par la solution de flexibilité sur toute la Durée d'Engagement, c'est-à-dire sur un niveau maximal de limitation. Ces valeurs définissent l'engagement minimal de RTE et correspondent à une concrétisation et mise en service des capacités réservées non affectées (CRNA) dans le cadre du S3REnR avec des projets 100% éoliens ;
- Les valeurs de puissance pouvant être injectée ou soutirée par créneau horaire seront ensuite actualisées à la Date de Fourniture Effective du Service, en tenant compte notamment de l'évolution des Contraintes liée à la réalisation des projets en File d'Attente dans les S3REnR. Cette actualisation ne pourra pas conduire à une diminution des puissances pouvant être injectées ou soutirées par rapport aux valeurs minimales correspondant à l'engagement minimal de RTE. Elle ne peut le cas échéant que les augmenter ;
- Les valeurs de puissance pouvant être injectée ou soutirée par créneau horaire mises à jour à la Date de Fourniture Effective du Service resteront valables tant qu'il n'y a pas d'évolution de la production et de la consommation dans la Zone ;
- Des valeurs indicatives de puissance pouvant être injectée ou soutirée par créneau horaire sont fournies pour deux scénarios :
    - Concrétisation et mise en service des capacités réservées non affectées (CRNA) dans le cadre du S3REnR avec des projets 100% PV ;
    - Concrétisation et mise en service de la File d'Attente (pas des CRNA) selon la vision de la File d'Attente à fin 2021.

3.3.2 Valeurs de puissance garantie à l'injection et au soutirage

3.3.2.1 Engagement minimal de RTE (Horizon S3REnR avec Concrétisation CRNA avec des projets 100% éolien)

Les niveaux minimaux de puissance pouvant être injectée ou soutirée par la solution de flexibilité sur lesquels RTE s'engage dès l'AO et sur toute la durée du Contrat correspondent à ceux du scénario le plus limitant vis-à-vis des possibilités d'injection. Il correspond à une concrétisation et mise en service des

capacités réservées non affectées (CRNA) dans le cadre du S3REnR avec des projets 100% éoliens.

Les parcs éoliens peuvent produire de l'électricité durant les heures nocturnes, ce qui réduit ainsi l'injection minimale possible durant les créneaux horaires nocturnes sans engendrer des Contraintes sur les ouvrages.

Les valeurs d'engagement minimal sont présentées dans le tableau ci-dessous et sont indépendantes de la Saison d'Engagement (été/hiver) et du poste sur lequel se raccorde la solution de flexibilité :

Puissance garantie	20h-0h	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h
Au soutirage	30 MW					
A l'injection	10 MW			0 MW		

3.3.2.2 Horizon S3REnR avec concrétisation CRNA avec des projets 100% PV

Les limitations estimées dans le cadre du scénario 2030 (Horizon S3REnR) avec concrétisation des capacités réservées non affectées (CRNA) avec des projets 100% PV sont également fournies. Ces limitations estimées pour ce scénario ne sont pas engageantes pour RTE.

Elles varient selon que la solution de flexibilité soit raccordée en antenne sur le poste de Perquie ou sur le poste de Barbotan. Les limitations à l'injection sont plus restrictives dans le cas où la flexibilité se raccorde en antenne sur le poste de Barbotan.

3.3.2.2.1 Raccordement en antenne sur le poste de Perquie

Les limitations à l'injection entre 20h00 et 8h00 pour un raccordement en antenne sur le poste de Perquie varient en fonction de la Saison d'Engagement et sont indiquées dans les tableaux ci-dessous :

- Pour la Saison d'Engagement hiver :

Puissance garantie	20h-0h	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h
Au soutirage	30 MW					
A l'injection	65 MW			0 MW		

- Pour la Saison d'Engagement été :

Puissance garantie	20h-0h	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h
Au soutirage	30 MW					
A l'injection	50 MW	60 MW	50 MW	0 MW		

3.3.2.2.2 Raccordement en antenne sur le poste de Barbotan

Les limitations à l'injection entre 20h00 et 8h00 pour un raccordement en antenne sur le poste de Barbotan varient en fonction de la Saison d'Engagement et sont présentées dans les tableaux ci-dessous :

- Pour la Saison d'Engagement hiver :

Puissance garantie	20h-0h	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h
Au soutirage	30 MW					
A l'injection	60 MW			0 MW		

- Pour la Saison d'Engagement été :

Puissance garantie	20h-0h	0h-4h	4h-8h	8h-12h	12h-16h	16h-20h

Au soutirage	30 MW			
A l'injection	50 MW	55 MW	50 MW	0 MW

3.3.2.3 Horizon mise en service de la File d'Attente (pas de CRNA) selon la vision à fin 2021

Les limitations estimées dans le cadre d'un scénario considérant la mise en service uniquement des projets en File d'Attente selon la vision fin 2021 sont également fournies. Ce scénario ne prend donc pas en compte les capacités réservées non affectées (CRNA) du S3REnR. Les limitations estimées pour ce scénario ne sont pas engageantes pour RTE.

Les limitations estimées pour ce scénario varient selon que la flexibilité est raccordée en antenne sur le poste de Perquie ou sur le poste de Barbotan. Les limitations à l'injection sont plus restrictives dans le cas où la flexibilité se raccorde en antenne sur le poste de Barbotan.

3.3.2.3.1 Raccordement en antenne sur le poste de Perquie

Les limitations pour un raccordement en antenne sur le poste de Perquie sont proches de celles du scénario « Horizon S3REnR avec Concrétisation CRNA avec des projets 100% PV ». Cependant, les limitations à l'injection sont plus élevées (+ 5 MW) pour les créneaux 20h00 - 00h00 et 04h00 - 08h00 pendant la Saison d'Engagement été.

- Pour la Saison d'Engagement hiver :

Les limitations sont identiques à celles du scénario « Horizon S3REnR avec Concrétisation CRNA avec des projets 100% PV ».

Puissance garantie	**20h-0h**	**0h-4h**	**4h-8h**	**8h-12h**	**12h-16h**	**16h-20h**
Au soutirage	30 MW					
A l'injection	65 MW			0 MW		

- Pour la Saison d'Engagement été :

Puissance garantie	**20h-0h**	**0h-4h**	**4h-8h**	**8h-12h**	**12h-16h**	**16h-20h**
Au soutirage	30 MW					
A l'injection	55 MW	60 MW	55 MW	0 MW		

3.3.2.3.2 Raccordement en antenne sur le poste de Barbotan

Les limitations pour un raccordement en antenne sur le poste de Barbotan sont identiques à celles du scénario « Horizon S3REnR avec Concrétisation CRNA avec des projets 100% PV ».

- Pour la Saison d'Engagement hiver :

Puissance garantie	**20h-0h**	**0h-4h**	**4h-8h**	**8h-12h**	**12h-16h**	**16h-20h**
Au soutirage	30 MW					
A l'injection	60 MW			0 MW		

- Pour la Saison d'Engagement été :

Puissance garantie	**20h-0h**	**0h-4h**	**4h-8h**	**8h-12h**	**12h-16h**	**16h-20h**
Au soutirage	30 MW					
A l'injection	50 MW	55 MW	50 MW	0 MW		

4 SELECTION DU LAUREAT

4.1 Caractéristiques de l'offre du Candidat

Les Candidats à l'AO expérimental flexibilités doivent proposer une solution de flexibilité leur permettant de fournir le Service tel que décrit dans le Contrat AO expérimental flexibilités. Les caractéristiques techniques et économiques de la solution de flexibilité doivent être définies dans l'offre du Candidat, conformément aux articles 4.1.1 et 4.1.2.

L'offre du Candidat doit respecter les critères de recevabilité technique et économique définies aux articles 4.2 et 4.3.

Certaines caractéristiques de l'offre sont définies et considérées comme constantes pour toute la Durée d'Engagement et d'autres sont différenciées par Saison d'Engagement.

Une année d'engagement t est constituée de deux Saisons d'Engagement :

- une Saison d'Engagement « hiver », définie du 1er octobre de l'année t au 31 mars de l'année t+1 ;
- une Saison d'Engagement « été », définie du 1er avril au 30 septembre de l'année t+1.

On considère que l'année d'engagement 1 correspond à l'année de mise en service de la flexibilité.

4.1.1 Caractéristiques techniques

Les caractéristiques suivantes sont définies et considérées comme constantes pour toute la Durée d'Engagement :

- Puissance maximale d'activation (MW) ;
- Volume maximum de stock installé (MWh) ;
- Localisation du raccordement.

Pour toutes les Saisons d'Engagement constituant la Durée Initiale d'Engagement et les Périodes de Reconduction, l'offre du Candidat devra contenir les paramètres suivants :

- Volume d'Engagement (MWh) ;
- Rendement (%).

La précision des puissances est le kW et la précision des volumes d'énergie est le kWh. Le Rendement est exprimé en pourcentage, avec deux chiffres après la virgule.

4.1.2 Caractéristiques économiques

Pour toutes les Saisons d'Engagement constituant la Durée Initiale d'Engagement et les Périodes de Reconduction, l'offre du Candidat devra contenir les paramètres suivants :

- Prime Fixe (€) ;
- Prime Variable (€/MWh).

Les valeurs des Primes Fixe et Variable doivent être supérieures ou égales à zéro. La précision des Primes Fixe et Variable est le centième d'euro.

4.2 Recevabilité technique

4.2.1 Critères de recevabilité technique

Pour être recevable à l'AO expérimental flexibilités, l'offre du Candidat doit remplir l'ensemble des critères suivants :

1. La solution de flexibilité proposée par le Candidat doit être une solution de stockage au sens défini dans l'article L352-1 du Code de l'Energie ;

2. La solution de flexibilité proposée par le Candidat doit permettre une réinjection de l'énergie stockée sur le Réseau Public de Transport d'électricité ;
3. Le Candidat doit proposer une solution de flexibilité qui sera raccordée au Réseau Public de Transport d'Electricité selon les conditions (localisation et type de raccordement) décrites à l'article 3.1 ;
4. Le Candidat doit présenter un planning prévisionnel permettant le respect des jalons contractuels définis dans le Contrat et la fourniture du service au plus tard à la Date de Seuil de Déclenchement ;
5. Le Candidat doit décrire la solution technique lui permettant l'activation de sa solution de flexibilité par un Automate Réseau, conformément aux exigences techniques et fonctionnelles définies à l'article 5.1 ;
6. Le Candidat doit proposer une solution technique permettant l'activation de la solution de flexibilité dans les délais précisés à l'article 5.1.1 ;
7. Le Candidat doit proposer, sur la Durée Initiale d'Engagement et des Périodes de Reconduction, des Volumes d'Engagement inférieurs ou égaux aux volumes maximum théoriquement réalisables par une flexibilité présentant les mêmes caractéristiques techniques, tel que précisé à l'article 4.2.2.1 ;
8. Le Candidat doit proposer des Volumes d'Engagement annuels qui peuvent varier, dans la limite des bornes définies à l'article 4.2.2.2 ;
9. Le Candidat doit décrire les moyens techniques et humains permettant la réalisation des tests préalables à la mise en service de la solution de flexibilité et des contrôles de conformité décrits à l'article 5.3 ;
10. Le Candidat doit s'engager à respecter l'ensemble des exigences du Cahier des Charges.

4.2.2 Précisions sur la recevabilité des Volumes d'Engagement proposés

RTE laisse les acteurs libres de fixer les Volumes d'Engagement qu'ils souhaitent, pour chacune des Saisons d'Engagement. Toutefois, afin de garantir que les offres proposées sont cohérentes avec le besoin d'une part, et avec la capacité de la solution proposée d'autre part, un contrôle de cohérence sera effectué sur les Volumes d'Engagement proposés. Par ailleurs, la variabilité des volumes proposés pour les différentes Saisons d'Engagement est également encadrée.

4.2.2.1 Cohérence du Volume d'Engagement

Afin de s'assurer que tous les Volumes d'Engagement définis soient techniquement réalisables par la solution proposée par le Candidat, RTE définit un critère de recevabilité sur les Volumes d'Engagement.

La modélisation d'un système de stockage uniquement dédié à la gestion de congestion sur la Zone permet de déterminer :

- $V_{max,été}$: le Volume d'Engagement théorique maximal qu'un système de stockage ayant les caractéristiques techniques définies dans l'offre serait en mesure de faire sur l'ensemble des périodes « été » des 11 années climatiques ;
- $V_{max,hiver}$: le Volume d'Engagement théorique maximal qu'un système de stockage ayant les mêmes caractéristiques techniques définies dans l'offre serait en mesure de faire sur l'ensemble des périodes « hiver » des 11 années climatiques.

Tous les Volumes d'Engagement définis dans l'offre doivent être techniquement réalisables par un système de stockage ayant les caractéristiques définies dans l'offre. Ainsi, tous les Volumes d'Engagement devront vérifier les critères suivants :

$$\forall t \in [1,10], \qquad VE_{été,t} \leq VE_{max\,été}$$

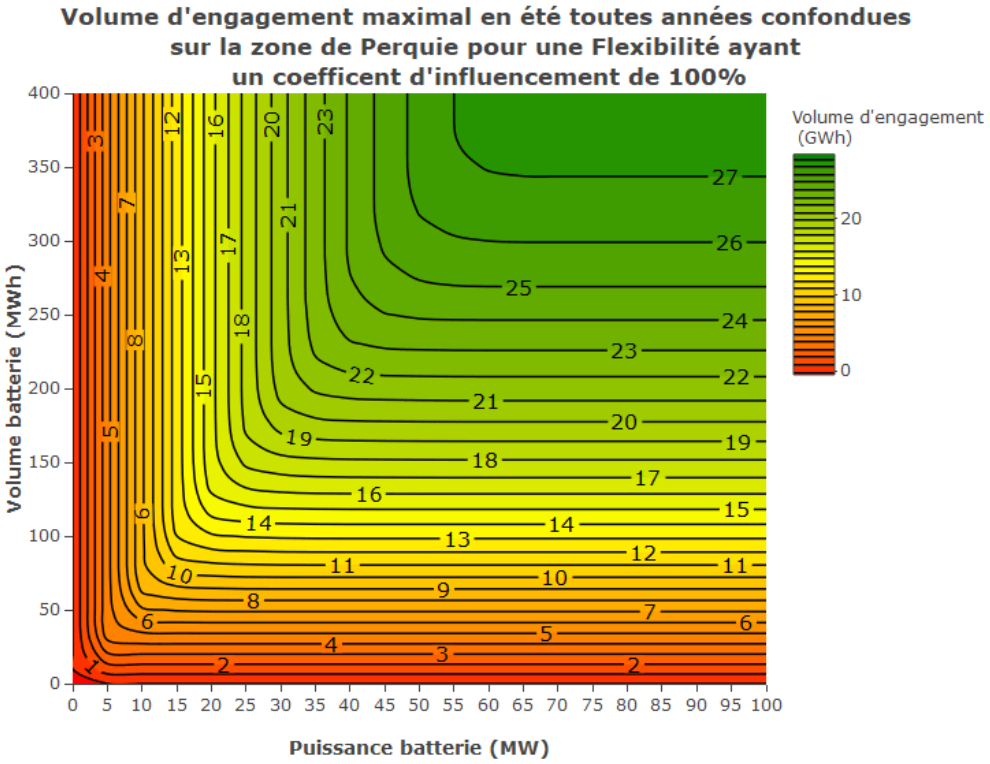
$$\forall t \in [1,10], \qquad VE_{hiver,t} \leq VE_{max\ hiver}$$

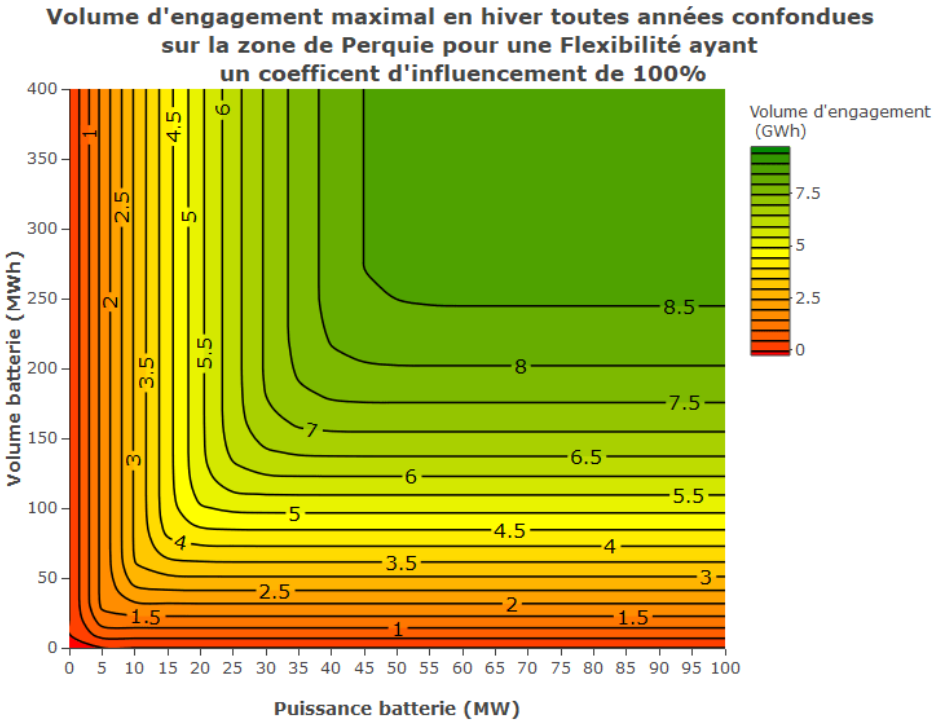
Avec :

- $VE_{hiver,t}$: le volume d'engagement « hiver » sur l'année t proposé par le Candidat ;
- $VE_{été,t}$: le volume d'engagement « été » sur l'année t proposé par le Candidat ;
- $V_{max\ hiver}$: le volume d'engagement théorique maximal « hiver » calculé par RTE ;
- $V_{max\ été}$: le volume d'engagement théorique maximal « été ».

Les volumes $V_{max\ été}$ et $V_{max\ hiver}$ sont fonction des caractéristiques techniques définies à l'article 4.1.1, notamment de la puissance maximale d'activation et du volume maximum de stock (MWh). Les abaques ci-dessous permettent de donner à titre indicatif les valeurs maximales d'engagement par saison pour une solution de flexibilité proposée par le Candidat et dont le Coefficient d'Influencement serait de 100%. Le calcul du Coefficient d'Influencement de la solution de flexibilité est précisé à l'article 3.1.3.

Pour vérifier la recevabilité technique du Candidat, les volumes $V_{max\ été}$ et $V_{max\ hiver}$ seront calculés avec les caractéristiques précises déclarées dans l'offre du Candidat.





Les volumes $V_{max\ été}$ et $V_{max\ hiver}$ sont déterminés selon les principes suivants :

- La solution de flexibilité est modélisée comme une batterie pouvant injecter et soutirer avec une puissance maximale correspondant à la puissance maximale d'activation définie dans l'offre et ayant une capacité maximale de stockage égale au volume maximum de stock défini dans l'offre ;
- La solution de flexibilité est initialisée avec un stock nul. La batterie est donc vide à la première heure de l'année climatique considérée ;
- La solution de flexibilité stocke et déstocke dans la limite des capacités des lignes, autrement dit sans créer de nouvelles congestions par rapport à l'état initial.
- Si à l'heure t, il existe une Contrainte (autrement dit une Puissance de Dépassement non nulle) et que la batterie n'a pas atteint sa capacité maximale de stockage, alors la batterie stocke, dans la limite de la Puissance de Dépassement (corrigé du Coefficient d'Influencement), de sa puissance maximale, de sa capacité à stocker (volume disponible pour le stockage) et de la puissance maximale de soutirage ne créant pas de Contrainte ;
- Si à l'heure t, aucune Contrainte n'est observée (autrement dit, la Puissance de Dépassement est nulle) et que le volume d'énergie stocké par la batterie n'est pas nul, alors la batterie injecte dans la limite de sa puissance maximale, de son volume d'énergie stocké et de la puissance maximale à l'injection ne créant pas de Contrainte (autrement dit la Marge à l'Injection possible).

4.2.2.2 Variabilité des Volumes d'Engagement

Afin de s'assurer qu'il n'y a pas de disparité importante entre les Volumes d'Engagement proposés sur la Durée d'Engagement, RTE définit un critère de recevabilité sur la variabilité des Volumes d'Engagement.

Ainsi, le Candidat doit proposer des Volumes d'Engagement annuels qui peuvent varier, dans la limite d'une fourchette de plus ou moins 30% par rapport à la moyenne des Volumes d'Engagement annuels proposés sur la Durée Initiale d'Engagement et les Périodes de Reconduction.

Les Volumes d'Engagement annuels doivent donc respecter la condition suivante :

$$70\% \times \frac{\sum_{t=1}^{10} VE(t)}{10} < VE(t) < 130\% \times \frac{\sum_{t=1}^{10} VE(t)}{10}$$

Avec :

- $VE(t)$: la somme du Volume d'Engagement de la période été et du Volume d'Engagement de la période hiver de l'année *t*.

4.3 Recevabilité économique

4.3.1 Principes

4.3.1.1 Critère de recevabilité économique

L'AO expérimental flexibilités doit permettre de tester la capacité de flexibilités, notamment le stockage stationnaire, à résoudre des congestions locales nécessitant a priori un investissement de réseau.

A ce titre, une offre sera considérée comme compétitive par rapport à la solution de développement de réseau envisagé si son bilan économique est meilleur que celui de la solution réseau. Ces bilans seront réalisés sur la base des coûts et bénéfices des différentes stratégies dans le cadre de la gestion de la Contrainte prévue à l'horizon 2030.

Ainsi, afin d'être recevable économiquement et retenue pour l'interclassement, une offre devra respecter le critère suivant :

$$Bilan_{Flexibilité} < Bilan_{Réseau}$$

Les termes de ce critère sont détaillés aux articles 4.3.2 et 4.3.3.

4.3.1.2 Pondération des années dans les bilans

Les bilans intègrent les coûts sur la Durée Initiale d'Engagement, ainsi que sur les éventuelles Périodes de Reconduction. A cet effet, un coefficient de pondération est utilisé pour chaque année du bilan. Ces coefficients sont précisés dans le tableau ci-dessous.

Poids des années dans le bilan économique									
α_1	α_2	α_3	α_4	α_5	α_6	α_7	α_8	α_9	α_{10}
100%	100%	100%	100%	100%	33%	33%	33%	33%	33%

Durée d'Engagement Initiale — Durée de reconduction

4.3.2 Calcul du Bilan Réseau

Le bilan de la solution qui consiste à réaliser l'investissement réseau est calculé selon la formule suivante :

$$Bilan_{réseau} = \sum_{t=1}^{10} \alpha_t \times \frac{Annuité_{réseau} + \Delta Volume_{pertes}\,(\mathrm{t}) \times Coût_{pertes}\,(t) + Volume_{ENE\ résid\ réseau}(\mathrm{t}) \times Coût_{ENE}(t)}{(1+4.5\%)^t}$$

Avec :

- α_t : le coefficient de pondération associé à l'année t et défini à l'article 4.3.1.2 ;
- $4{,}5\%$: le taux d'actualisation ;
- $Annuité_{\ réseau}$: le coût annualisé de l'investissement réseau sur sa durée de vie ;
- $\Delta Volume_{pertes}\,(t)$: la différence de volume des pertes électriques sur le Réseau de Transport d'Electricité à l'année t, entre un scenario sans mise en service de l'investissement réseau et un scenario avec mise en service de l'investissement réseau (MWh). Cette différence peut être positive ou négative, selon les nouveaux flux induits par l'ouvrage développé ;

- $Coût_{pertes}\ (t)$: la valorisation économique d'un MWh de perte électrique sur le réseau de transport pour l'année t (€/MWh) ;
- $Volume_{ENE\ résid\ réseau}\ (t)$: le volume d'écrêtement EnR nécessaire pour résoudre les Contraintes qui subsistent sur le Réseau de Transport d'Electricité après la mise en service de l'investissement réseau (MWh) ;
- $Coût_{ENE}\ (t)$: la valorisation économique d'un MWh de production écrêtée sur le Réseau de Transport à l'année t (€/MWh). Ce coût est compris entre 65 €/MWh et 95 €/MWh et est considéré comme constant sur la Durée d'Engagement.

Le Bilan Réseau n'est pas communiqué par RTE. Toutefois, afin de permettre une estimation de l'équilibre économique recherché, une borne haute du Bilan Réseau est définie à 11 000 k€ pour Perquie :

- Une solution de flexibilité dont le bilan est supérieur à cette borne est non compétitive ;
- En deçà de cette borne, la compétitivité est possible, sans être garantie.

4.3.3 Calcul du Bilan Flexibilité

Le bilan d'une solution de flexibilité est calculé selon la formule suivante :

$$Bilan_{Flexibilité} = \sum_{t=1}^{10} \alpha_t \times \frac{Rému_{\ fixe}(t) + Rému_{\ variable}(t) + Volume_{ENE\ résid\ flex}(\mathrm{t}) \times Coût_{ENE}(t)}{(1+4.5\%)^t}$$

Avec :

- α_t : le coefficient de pondération associé à l'année t et défini à l'article 4.3.1.2 ;
- *4,5%* : le taux d'actualisation ;
- $Rému_{\ fixe}(t)$: la rémunération fixe perçue par l'acteur pendant l'année t ;
- $Rému_{\ variable}(t)$: la rémunération variable perçue par l'acteur suite à l'activation du service de gestion des congestions pendant l'année t ;
- $Volume_{ENE\ résid\ flex}(t)$: le volume d'écrêtement EnR nécessaire à l'année t pour résoudre les Contraintes qui subsistent sur le réseau de transport après la fourniture du service par la solution de flexibilité (en MWh). Ce volume est positif ou nul ;
- $Coût_{ENE}(t)$: la valorisation économique d'un MWh de production écrêtée sur le réseau de transport à l'année t (€/MWh). Ce coût est compris entre 65 €/MWh et 95 €/MWh et est considéré comme constant sur la Durée d'Engagement.

Et où :

$$Rému_{\ fixe}(t) = Prime\ fixe_{été,\ t} + Prime\ fixe_{hiver\ ,t}$$

$$Rému_{variable}(\mathrm{t}) = \sum_{\substack{saison \in \\ \{été\ ;\ hiver\}}} (VE_{saison,t} \times Prix\ activation_{saison,t}\ )$$

$$Volume_{ENE\ résid\ flex}(\mathrm{t}) = \frac{1}{0.54} \times \sum_{\substack{saison \in \\ \{été\ ;\ hiver\}}} (V_{contrainte\ init\ saison,2030} - VE_{saison,t} \times Coeff_{flex}\ )$$

$$V_{contrainte\ init\ saison,2030} = \sum_{s=1}^{11} \beta_s \times \sum_{h\ \in\ saison} dépassement_{s,h}$$

Avec :

- $Prime\ fixe_{saison,t}$: la prime fixe demandée par l'acteur sur la *saison* pour l'année *t* ;
- $Prix\ activation_{saison,t}$: le prix demandé par l'acteur sur la *saison* pour l'année *t* pour chaque MWh activé au titre de l'AO flexibilité.
- $VE_{saison,t}$: le volume d'engagement sur la *saison* pour l'année *t*.
- $V_{contrainte\ init\ saison,2030}$: le volume de Contrainte sur la *saison* pour l'année 2030 sans solution de gestion de la congestion (pas d'investissement réseau ni de flexibilité), en espérance sur les 11 scénarios climatiques.
- $Coeff_{flex}$: le Coefficient d'Influencement de la flexibilité, telle que calculé à l'article 3.1.3 ;
- β_S : le coefficient de pondération du scénario climatique *s* permettant de rendre compte de la représentativité de l'année S parmi les 11 scénarios climatiques. Ces coefficient sont précisés à l'article 2.4 et sont rappelés ci-dessous :

Poids des années climatiques dans le calcul de l'ENE										
β_1	β_2	β_3	β_4	β_5	β_6	β_7	β_8	β_9	β_{10}	β_{11}
2,5 %	8,5%	15,6%	13,1%	8,5%	5,0%	16,1%	7,5%	12,1%	4,0%	7,0%

- $dépassement_{s,h}$: le volume de dépassement pour le scénario climatique *s* à l'heure *h*

4.4 Interclassement des solutions

Le coût des pertes associées au rendement de la solution de flexibilité n'est pas pris en compte pour la recevabilité économique. En revanche, ce coût est pris en compte pour l'interclassement entre les solutions proposées par les candidats.

Ainsi, les offres respectant les critères de recevabilité technique et économique sont interclassées selon la formule suivante :

$$Bilan_{Flexibilité\ interclassement} = Bilan_{Flexibilité} + \sum_{t=1}^{10} \alpha_t \times \frac{Volume_{non\ réinjecté}(\mathrm{t}) \times Coût_{ENE}(t)}{(1+4.5\%)^t}$$

Avec :

- $Bilan_{Flexibilité}$: le bilan économique de la solution de flexibilité calculé pour le critère de recevabilité économique et défini à l'article 4.3.3 ;
- α_t : le coefficient de pondération associé à l'année d'engagement t et défini à l'article 4.3.1.2 ;
- *4,5%* : le taux d'actualisation ;
- $Volume_{non\ réinjecté}(\mathrm{t})$: le volume des pertes d'énergie liées au rendement de la solution de flexibilité à l'année t (MWh). Ce volume est positif ou nul ;
- $Coût_{ENE}(t)$: la valorisation économique d'un MWh de production écrêtée sur le réseau de transport à l'année t (€/MWh). Ce coût est compris entre 65 €/MWh et 95 €/MWh et est considéré comme constant sur la Durée d'Engagement.

Et où :

$$Volume_{non\ réinjecté}(\mathrm{t}) = \sum_{\substack{saison \in \\ \{été\ ;\ hiver\}}} (1 - rendement_{saison,t}) \times VE_{saison,t}$$

Avec :

- α_t : le coefficient de pondération associé à l'année t et défini à l'article 4.3.1.2 ;

- $rendement_{saison,t}$: le rendement sur la *saison* à l'année *t* défini dans l'offre ;
- $VE_{saison,t}$: le volume d'engagement sur la *saison* pour l'année *t*.

Le Candidat ayant le $Bilan_{Flexibilité\ interclassement}$ le plus bas sera le Candidat retenu comme lauréat de l'Appel d'Offres flexibilités expérimental.

Dans le cas où les $Bilans_{Flexibilité\ interclassement}$ de deux Candidats sont identiques avec deux chiffres après la virgule, le Candidat proposant la somme pondérée des Volumes d'Engagement la plus importante ($Volume\ d'Engagement_{pondéré}$) sur la Durée Initiale d'Engagement et les Périodes de Reconduction sera retenu :

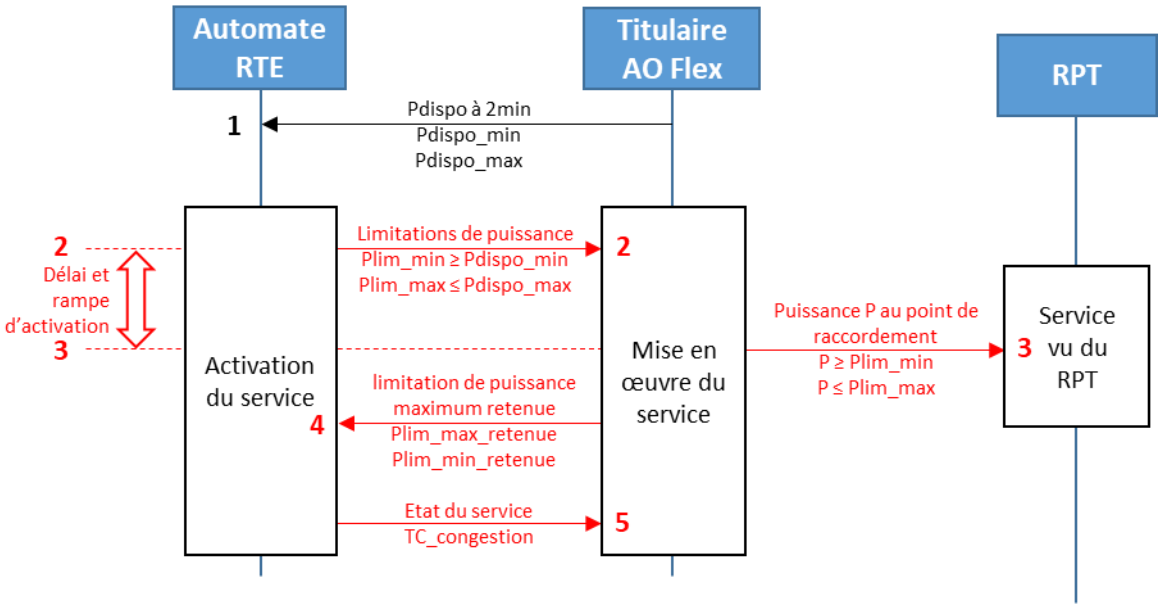
$$Volume\ d'Engagement_{pondéré} = \sum_{t=1}^{10} \alpha_t \times \sum_{\substack{saison \in \\ \{été\ ;\ hiver\}}} VE_{saison,t}$$

5 EXIGENCES TECHNIQUES ET FONCTIONNELLES POUR LA FOURNITURE DU SERVICE

5.1 Modalités d'activation du service de gestion des congestions

5.1.1 Processus d'activation

Le processus d'activation est décrit dans le schéma suivant :



1. Le Titulaire transmet en permanence à RTE toutes les secondes les valeurs de Puissance Active Disponible pour la Gestion des Congestions de son installation :
   - Puissance Active Disponible Maximum pour la Gestion des Congestions (« Pdispo_max »),
   - Puissance Active Disponible Minimum pour la Gestion des Congestions (« Pdispo_min »)

   Ces valeurs correspondent aux puissances minimale et maximale que le titulaire sera capable de soutirer 2 min après la réception de l'ordre de limitation (TVC Plim_min et Plim_max).

   La convention appliquée pour toutes les mesures de puissance est la suivante :
   - Une valeur positive correspond à une puissance injectée sur le réseau,
   - Une valeur négative correspond à une puissance soutirée depuis le réseau,

2. L'Automate Réseau envoie au Titulaire les mises à jour des Limitations de Puissance Active « Plim » à prendre en compte par l'installation dès leur réception :
   - Une Limitation de Puissance Active Maximum (« Plim_max »),
   - Une Limitation de Puissance Active Minimum (« Plim_min »),

   avec Pdispo_min ≤ Plim_min ≤ Plim_max ≤ Pdispo_max.

   Si le service de gestion des congestions est demandé en soutirage, les deux valeurs Plim_max et Plim_min seront négatives lorsque l'Automate Réseau utilisera l'installation pour le service de gestion des congestions.

   Ces valeurs sont à prendre en compte immédiatement par le Titulaire jusqu'à la réception des valeurs suivantes envoyées par l'Automate Réseau, et tant que le service de congestion est en marche (voir étape 5).

   Le cas échéant, ces valeurs sont à prendre en compte par le Titulaire si son installation fournissait initialement d'autres services (en particulier les Services Système Fréquence).

   A noter qu'en cas de problèmes ou de défauts au niveau de l'Automate Réseau, ces limitations sont renvoyées dès que possible, ce qui ne garantit pas que la période d'envoi de 15 secondes soit systématiquement respectée. En cas de non réception de ces valeurs, le Titulaire continue à prendre en compte les dernières valeurs envoyées, jusqu'à ce qu'une autre valeur soit transmise par RTE, et tant que le service de congestion est en marche (voir étape 5).

3. Si le service de congestion est en marche (voir étape 5), l'installation livre une puissance active P (Valeur au pas 1s de la puissance active au point de raccordement en MW) au point de raccordement correspondant aux Limitations de Puissance Active envoyées par l'Automate Réseau, c'est-à-dire :
   - inférieure ou égale à la Limitation de Puissance Active Maximum,
   - supérieure ou égale à la Limitation de Puissance Active Minimum,

   avec Plim_min ≤ P ≤ Plim_max.

   Par exemple, pour des limitations maximum de -10 MW et minimum de -20 MW, la puissance active de l'installation devra être comprise entre -20 MW et -10 MW.

   Le cas échéant, l'installation doit livrer une puissance active P au point de raccordement satisfaisant les conditions précédentes même si elle fournissait initialement d'autres services (en particulier les Services Système Fréquence).

   Conformément au contrat de raccordement et aux exigences de la DTR, l'installation devra continuer d'assurer les autres performances pendant le mode congestion (réglage de tension, injection de courant réactif par défaut).

   La puissance P correspond au total de la puissance vue du point de raccordement de l'installation.

   Si le service de gestion des congestions n'est pas en marche, l'installation n'a pas à fournir de service de gestion des congestions à RTE.

4. Après réception des limitations de puissance, l'installation confirme immédiatement à l'Automate Réseau les valeurs de Limitation de Puissance Active Retenues:
   - Limitation de Puissance Active Maximum retenue (« Plim_max_retenue ») ;
   - Limitation de Puissance Active Minimum retenue (« Plim_min_retenue »).

   Ces valeurs permettent à l'Automate Réseau de connaître les limitations effectivement mises en œuvre, en particulier si celles-ci ne peuvent pas être conformes aux limitations envoyées (cas de défaillance). Dans ce cas, l'Automate utilisera cette information pour évaluer s'il est nécessaire d'activer d'autres moyens de gestion des congestions, comme l'écrêtement de production.

5. RTE envoie l'Etat de Marche du Mode de Gestion des Congestions à l'installation. Cette information est envoyée uniquement lorsque l'état de marche change :
   - Passage de l'état « en marche » à l'état « arrêt » ;
   - Passage de l'état « arrêt » à l'état « en marche ».

   Cette information permettra de gérer les périodes de maintenance ou d'arrêt de fonctionnement de l'Automate Réseau (par exemple en cas d'avarie), et sera envoyée par le système de téléconduite de RTE.

5.1.2 Echanges d'informations avec RTE

Les téléinformations échangées entre RTE et l'installation de stockage de l'opérateur de flexibilités se font au travers des voies de téléconduite existantes, mises en œuvre dans le cadre du raccordement initial de l'installation au RPT. Les échanges mentionnés dans le présent document s'intègrent donc dans l'architecture décrite dans le « cahier des charges pour le raccordement au système de téléconduite de RTE d'une installation de stockage non synchrone » (article 8.25.3 de la Documentation Technique de Référence) et ses annexes. En particulier :

- Il sera fait usage du protocole IEC 60870-5-104 pour les échanges de téléinformations entre RTE et l'installation ;
- Le présent Cahier des Charges précise la liste des informations relatives à la modulation de la puissance active donnée à titre indicatif dans le cahier des charges pour le raccordement au système de téléconduite. La liste établie dans le présent Cahier des Charges répond spécifiquement au besoin exprimé par RTE dans le cadre de son expérimentation de flexibilités pour résoudre des congestions locales sur le Réseau Public de Transport d'électricité.

Ainsi, sauf mention du contraire, les exigences exprimées dans le cahier des charges pour le raccordement au système de téléconduite de RTE et ses annexes s'appliquent pleinement.

5.1.3 Rampe et délai de mobilisation du service

Lorsque l'installation doit modifier sa puissance pour respecter les nouvelles valeurs des limitations de puissance transmises par l'Automate Réseau, l'atteinte de la nouvelle Puissance effective par l'installation doit se faire avec une pente minimum de 10 MW par seconde (le Titulaire pourra donc avoir une rampe supérieure à cette valeur) et ne pas dépasser 10 secondes, conformément aux articles 5.1.3.1 et 5.1.3.2.

Cette exigence s'applique donc indifféremment en début et en fin d'activation.

Il est à noter que, dans certains cas, l'installation n'aura pas à modifier sa puissance pour respecter les nouvelles valeurs des limitations de puissance transmises par l'Automate Réseau, puisque les nouvelles valeurs des limitations peuvent changer de telle manière à ce que la puissance de l'installation soit déjà à l'intérieur des bornes correspondantes.

5.1.3.1 Définition

La rampe de réponse de l'installation à l'activation du service de gestion des congestions est définie comme suit :

- t0 est le moment de réception des nouvelles valeurs des limitations de puissance transmises par l'Automate Réseau ;
- P0 est la puissance de l'installation mesurée au point de raccordement à t0 ;
- di est le délai au bout duquel l'installation débute sa réponse en puissance aux nouvelles valeurs de limitation envoyées par l'Automate Réseau :
  - La durée di doit être inférieure à 500 millisecondes ;
- Plim est :
  - la valeur de limitation de puissance maximum envoyée par l'Automate Réseau si P0 est

supérieure à celle-ci ;
    - la valeur de limitation de puissance minimum envoyée par l'Automate Réseau si P0 est inférieure à celle-ci ;
    - la valeur de P0 sinon ;
- tr est le temps au bout duquel la valeur de puissance atteint Plim ;
- la rampe r est alors calculée par la formule suivante, en MW par seconde (MW/s) :

$$r = \left| \frac{Plim - P_0}{tr - (t_0 + d_i)} \right|$$

Par ailleurs, le délai de mobilisation du service est calculé par la formule suivante, en secondes :

$$DMO = tr - t_0$$

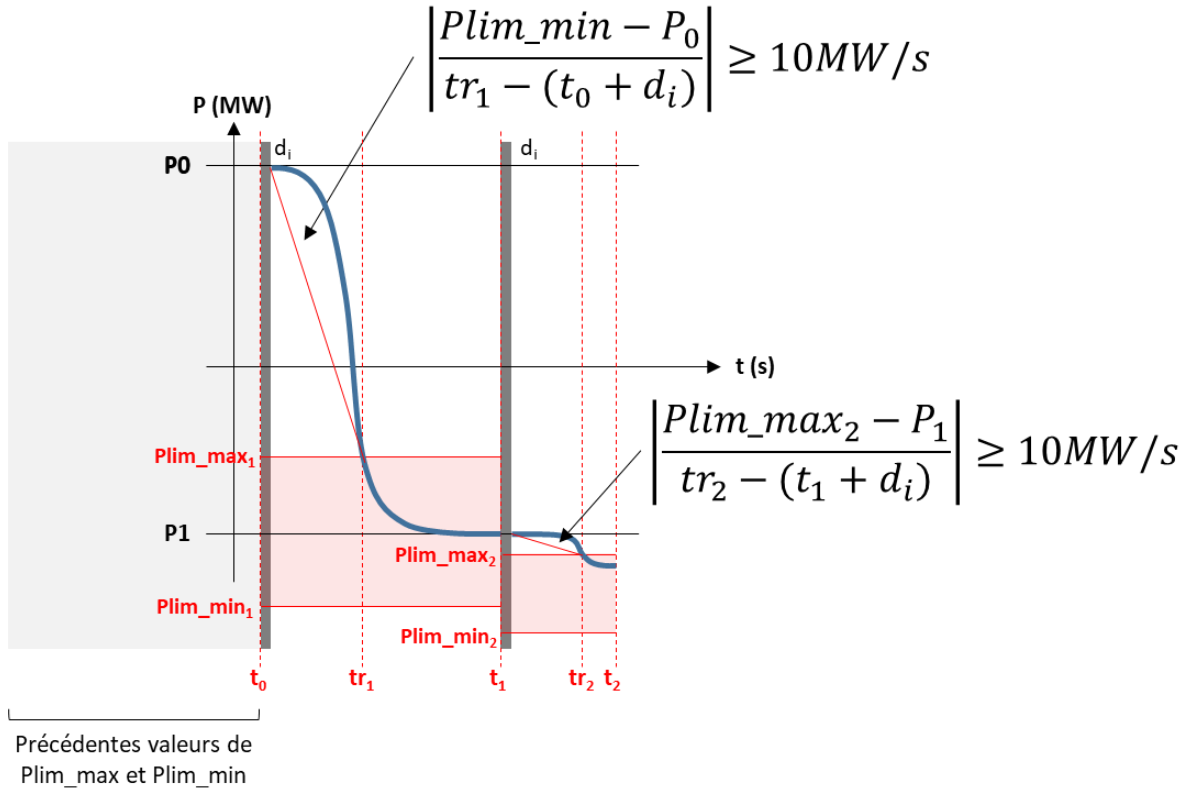
5.1.3.2 Exigences

Les exigences en termes de rampe et délai de mobilisation du Service sont les suivantes :

- La rampe doit être supérieure à 10 MW/s (uniquement dans le cas ou Plim est différente de P0) ;
- Le DMO doit être inférieur à 10s.

La tenue des exigences de rampe par l'installation doit dépendre directement de ses caractéristiques techniques : cela signifie en particulier que les grandeurs di et tr ne doivent pas être artificiellement ajustées afin de tenir la valeur maximale des critères, et que l'installation, si ses caractéristiques le permettent, doit réagir plus rapidement.

Le schéma ci-dessous illustre ces principes dans le cas d'envoi de plusieurs valeurs de limitation de puissance :



5.2 Rendement

5.2.1 Définition

Le Rendement est défini comme l'énergie injectée sur le Réseau de Transport par le Système de Stockage

de l'Energie Electrique (EES) au point de livraison divisée par l'énergie absorbée depuis le Réseau de Transport par ce même système au cours d'un cycle uniforme de charge/décharge et avec des conditions constantes. Toutes les consommations en aval du point de livraison sont prises en compte dans la définition du rendement (système primaire, auxiliaires…).

Le Rendement est exprimé en pourcentage, avec deux chiffres après la virgule.

5.2.2 Détermination du Rendement

Le Rendement doit être déterminé en accord avec les préconisations formulées dans NF EN IEC 62933-2-1:2018, en prenant en compte les pertes de l'ensemble du Système EES, en particulier celles des systèmes auxiliaires.

Le Rendement doit être calculé sur les deux cycles suivants :

- un cycle complet de charge et décharge à la puissance maximale (Pmax) ;
- 1h de veille, puis charge complète à Pmax, puis 2h de veille, puis décharge complète à Pmax.

Les pertes de chaque élément constitutif du Système EES devront être prises en compte dans le calcul des pertes totales. Les pertes des auxiliaires nécessaires au fonctionnement au Système EES, ainsi que toute autre perte en aval du Point de Livraison, devront aussi être incluses.

5.2.3 Exigences

Les valeurs obtenues sur les cycles de test du Rendement pour l'ensemble du Système EES sont toutes supérieures ou égales au Rendement défini par le Titulaire dans son offre.

5.3 Tests et contrôles

Les tests et contrôles sont répartis en trois phases :

1. Simulations ou tests réalisés par le Titulaire en autonomie, prérequis à la phase 2 ;
2. Tests de qualification réalisés entre le Titulaire et RTE, prérequis à l'entrée en opération de l'installation pour le service de gestion des congestions ;
3. Contrôles si nécessaire, sur demande de RTE, pendant la phase d'opération.

Ces trois phases sont décrites aux articles 5.3.1, 5.3.15.3.2 et 5.3.3.

5.3.1 Simulation ou tests à réaliser par le Titulaire

Le Titulaire doit fournir à RTE des informations et des résultats d'étude, de simulation ou de tests avant la qualification :

1. **Liste des informations techniques de l'installation**
   L'objectif est de recueillir l'ensemble des informations pertinentes sur l'installation du Titulaire, en lien avec les exigences applicables.

2. **Conformité des systèmes de l'installation dédiés aux échanges d'information**
   L'objectif est de s'assurer que les interfaces mises en place par l'acteur sont compatibles et cohérentes avec les systèmes de téléconduite et de communication qu'utilise RTE pour le service de gestion des congestions.

3. **Conformité de l'installation aux exigences du cahier des charges**
   L'objectif est que le Titulaire puisse vérifier la capacité de son installation à fournir le service.

Les tests sont décrits en annexe, à l'article 6.2.

5.3.2 Qualification de l'installation avec RTE

La qualification effective de l'installation pour fournir le service de gestion des congestions se fait par la réalisation de tests de manière coordonnée entre le Titulaire et RTE, répartis en plusieurs groupes :

1. **Tests des systèmes dédiés aux échanges d'information**
   L'objectif est de vérifier le bon fonctionnement de l'ensemble des équipements associés aux systèmes dédiés aux échanges d'information entre l'installation et RTE.

2. **Fourniture du service de gestion des congestions**
   L'objectif est de vérifier que l'installation répond à l'activation de l'Automate Réseau en adaptant sa puissance livrée au point de raccordement selon les exigences définies, y compris dans le cas où l'installation participe à un autre service.

3. **Fourniture du service de gestion des congestions en conditions réelles**
   L'objectif est de vérifier que l'installation répond à l'activation de l'Automate Réseau en adaptant sa puissance livrée au point de raccordement selon les exigences définies, et ce en conditions réelles pendant une durée de plusieurs heures, y compris dans le cas où l'installation participe à un autre service.

Les tests de qualification sont décrits en annexe, à l'article 6.3.

5.3.3 Contrôles de conformité

Sur demande de RTE et pendant la phase d'opération, le Titulaire pourra réaliser des tests de manière coordonnée avec RTE afin de vérifier les performances de son installation. Ces tests pourront être réalisés :

- à l'initiative du Titulaire ;
- à l'initiative de RTE une fois par an au maximum, de manière programmée ;
- en cas de difficultés dans l'exécution du Service nécessitant une investigation ou un contrôle de conformité avant remise en service ;
- et en cas d'insuffisances constatées lors de ces tests de conformité.

1. **Rendement**

   RTE pourra programmer des tests permettant de contrôler que le Rendement reste conforme aux exigences :
   - avant la Date de Fourniture Attendue du Service,
   - de manière périodique après la Date de Fourniture Attendue du Service et avant la Fin du Contrat.

   Ces tests consisteront a minima en une mesure des énergies absorbées et restituées par le Site sur le réseau, sur plusieurs cycles de début et de fin de Service à Pmax.

2. **Rampe et délai d'activation**
   RTE pourra également programmer des tests permettant de contrôler que la rampe et le délai d'activation restent conformes aux exigences.

Les tests de conformité sont décrits à l'article 6.4.

6 ANNEXES

6.1 Liste des informations échangées

Les informations échangées (ou TI, Téléinformations) sont de trois types différents :

- TM (Télémesure), envoyées ou reçues toutes les secondes (ou « TM.1 »),

  - Les TM.1 correspondent à un envoi immédiat de la valeur, sans délai de prise de mesure, et sans date/heure (l'information date/heure est directement portée par la réception de l'information) ;
  - RTE considère qu'une Télémesure est invalide s'il n'y a pas eu de nouvel envoi 60 s après le dernier envoi : cette valeur est indicative et sera précisée dans le Guide d'Implémentation SI ;
- TC (Télécommande) ;
- TVC (Télévaleur de Consigne).

Le paramétrage du protocole 104 (en particulier les types ASDU) est communiqué dans le cahier des charges pour le raccordement au système de téléconduite de RTE d'une installation de stockage non synchrone (DTR Art. 8.25.3).

Signal	**Type**	**Description**
Puissance active de l'installation au point de raccordement (**P**)	TM.1	**Sens Titulaire vers RTE, valeur en MW, avec une précision de 0,1 MW** Valeur positive pour une injection, négative pour un soutirage. Cette information est envoyée à l'Automate Réseau.
Etat de marche du mode de gestion des congestions (**TC_congestion**)	TC	**Sens RTE vers Titulaire** Signalement de l'état de fonctionnement du service de gestion des congestions. Si le signal indique que le mode de gestion des congestions n'est pas en marche, l'installation n'a pas à fournir de service de gestion des congestions à RTE. Cette information est envoyée depuis le réseau de téléconduite RTE.
Limitation maximum de puissance active à prendre en compte par l'installation (**Plim_max**)	TVC	**Sens RTE vers Titulaire, valeur en MW, avec une précision minimum de 0,1 MW** Valeur positive pour une injection, négative pour un soutirage L'installation doit fournir une puissance inférieure ou égale à cette valeur, jusqu'à l'envoi suivant par RTE. Le signal est envoyé normalement toutes les 15 secondes maximum (sauf en cas de problèmes ou défauts côté RTE). Cette information est envoyée depuis l'Automate Réseau.
Limitation minimum de puissance active à prendre en compte par l'installation (**Plim_min**)	TVC	**Sens RTE vers Titulaire, valeur en MW, avec une précision minimum de 0,1 MW** Valeur positive pour une injection, négative pour un soutirage L'installation doit fournir une puissance supérieure ou égale à cette valeur, jusqu'à l'envoi suivant par RTE. Le signal est envoyé normalement toutes les 15 secondes maximum (sauf en cas de problèmes ou défauts côté RTE). Cette information est envoyée depuis l'Automate Réseau.

Signal	Type	Description
Limitation maximum de puissance prise en compte par l'installation (**Plim_max_retenue**)	TM.1	**Sens Titulaire vers RTE, valeur en MW, avec une précision minimum de 0,1 MW** Valeur positive pour une injection, négative pour un soutirage. Limitation maximum de puissance active effectivement retenue par l'installation pour la gestion des congestions. Cette information est envoyée à l'Automate Réseau.
Limitation minimum de puissance prise en compte par l'installation (**Plim_min_retenue**)	TM.1	**Sens Titulaire vers RTE, valeur en MW, avec une précision minimum de 0,1 MW** Valeur positive pour une injection, négative pour un soutirage. Limitation minimum de puissance active effectivement retenue par l'installation pour la gestion des congestions. Cette information est envoyée à l'Automate Réseau.
Puissance disponible maximum pour la gestion des congestions (**Pdispo_max**)	TM.1	**Sens Titulaire vers RTE, valeur en MW, avec une précision minimum de 0,1 MW** Valeur positive pour une injection, négative pour un soutirage. Puissance maximale disponible en charge (intégrant une estimation des pertes) à horizon 2 min, c'est-à-dire la puissance maximale que le titulaire sera capable de soutirer 2 min après la réception de l'ordre de limitation. Cette information est envoyée à l'Automate Réseau.
Puissance disponible minimum pour la gestion des congestions (**Pdispo_min**)	TM.1	**Sens Titulaire vers RTE, valeur en MW, avec une précision minimum de 0,1 MW** Valeur positive pour une injection, négative pour un soutirage. Puissance minimale disponible en charge (intégrant une estimation des pertes) à horizon 2 min. Cette information est envoyée à l'Automate Réseau.

6.2 Tests à réaliser par le Titulaire

6.2.1 Liste des informations techniques de l'installation

Description	
Le Titulaire fournit les informations de l'installation à RTE.	
Conditions particulières	
Le Titulaire garantit, avec la précision appropriée, l'exactitude des données fournies à RTE. En cas de modification d'une ou plusieurs des informations survenant au cours de la durée de vie du Contrat, il appartient au Titulaire de transmettre à RTE les informations à jour et de démontrer à RTE que les caractéristiques de son installation restent conformes aux exigences du Cahier des Charges.	
Données d'entrée	
Informations à fournir par le Titulaire tel que précisé ci-après (avec description du format associé).	
Information à fournir	**Format / unité**

Description de la localisation des différents dispositifs de contrôle commande utilisés pour réaliser la participation au service de gestion des congestions (voies de transmission, et toute autre information utile pour comprendre le fonctionnement de l'installation)	Schéma et texte
Puissance maximale en injection et soutirage (« Pmax »)	valeur numérique en MW
Description de la mise en œuvre de la réponse appliquée aux limitations envoyées par l'Automate Réseau dans le processus d'activation (voir §5.1.1)	schéma et texte
Délai au bout duquel l'installation débute sa réponse en puissance aux nouvelles valeurs de limitation envoyées par l'Automate Réseau (« di », voir §5.1.3), et description des éléments dimensionnant et/ou limitants de cette valeur	valeur numérique en ms, schéma et texte
Rampe d'activation (telle que décrite au §5.1.3), et description des éléments dimensionnant et/ou limitants de cette valeur	valeur numérique en MW/s, schéma et texte
Capacité totale du stock de l'installation, soit la capacité installée de l'ensemble de l'installation	valeur numérique en MWh
Capacité Utile de l'installation dédiée à la gestion des congestions du stock et justification de la valeur par un compte rendu d'essai (ex : « Actual energy capacity test » de la norme IEC 62933-2-1). Elle est mesurée au Point de Livraison, à la PMax et tient compte de tous les éléments en aval du Point de Livraison.	valeur numérique en MWh, schéma et texte
Stratégie de gestion du stock pour la réponse aux limitations envoyées par l'Automate Réseau, comprenant entre autres : • la description du calcul des valeurs de puissance disponible envoyées à l'Automate Réseau, • la description du comportement de l'installation en cas d'épuisement/saturation du stock et de la stratégie pour le renouveler	schéma et texte
Si applicable, stratégie de gestion du stock pour la participation simultanée au service de gestion des congestions et à d'autres services de RTE (par exemple fourniture de Services Système Fréquence)	schéma et texte

Rendement en charge et en décharge de l'unité de stockage (charge/décharge), dans les cycles de test tels que spécifiés au §5.2, courbes des tests réalisés pour calculer les Rendements sur ces cycles de test, méthode et conditions dans lesquelles les pertes ont été calculées, rapports d'essais pour la détermination du Rendement, et description des facteurs dimensionnant (composants techniques ou facteurs extérieurs). Les rapports devront inclure a minima : • le calcul du Rendement (rountrip efficiency) dans les cycles de test tels que spécifiés au §5.2, • la courbe de Rendement en fonction de la puissance active au point de connexion de zéro à la puissance max par palier de 10%, • les courbes de Rendement en fonction de la puissance active de 0 à la valeur maximale avec les puissances réactives à 0, 50 et 100% Qmax.	valeurs numériques en pourcentage, schéma et texte
Description des dispositifs mis en œuvre pour surveiller la participation effective de l'installation au service de gestion des congestions, en particulier si des aléas surviennent (y compris des voies de transmissions)	schéma et texte
Description de l'organisation mise en place pour transmettre les informations à l'Automate Réseau en accord avec les exigences du service (surveillance 24/24h ou jours/heures ouvrables, opérateurs de permanence ou d'astreinte ; processus de déclaration à RTE d'une Contrainte technique en cas de détection d'une mauvaise ou absence de participation au service de gestion des congestions, etc.).	schéma et texte
Résultats à fournir par le Titulaire La liste des informations complétée intégralement (valeurs et précisions) par le Titulaire. Le Client doit renseigner le statut des informations : • Le statut « révisable » indique que l'information peut être modifiée par le Titulaire, • Le statut « ferme » indique que l'information a valeur d'engagement du Titulaire et ne peut être modifiée, sans remettre en cause la demande de raccordement correspondante.	
Critères de conformité • Exhaustivité des informations fournies par le Titulaire, • Conformité des informations au format demandé, • Précision renseignée pour chaque donnée numérique.	

6.2.2 Conformité des systèmes de l'installation dédiés aux échanges d'information

Description Vérification de la conformité des systèmes dédiés aux échanges des informations listées au §6.1 avec les exigences spécifiées par RTE dans les documents prescriptifs applicables.
Conditions particulières (aucune)

Données d'entrée Guide d'Implémentation SI
Résultats à fournir par le Titulaire Le client doit fournir à RTE le procès-verbal des essais jusqu'au centre de conduite et à l'Automate Réseau à partir d'envoi de Téléinformations fictives. Un test complet sera réalisé par RTE afin de tester les équipements mis en place lors des essais de qualification.
Critères de conformité Fourniture des résultats demandés.

6.2.3 Conformité de l'installation aux exigences du cahier des charges

Description Ces essais visent à démontrer la capacité de l'installation à fournir le service de gestion des congestions sur la base de données de simulations de RTE.
Conditions particulières Le programme de fonctionnement de l'installation doit être représentatif du fonctionnement en exploitation. Dans le cas où l'installation participe également à la fourniture de Services Système Fréquence, le programme de fonctionnement de l'installation doit tenir compte de la réserve programmée, de la fréquence prise en compte, du niveau pris en compte le cas échéant : dans ce cas, l'essai aura pour but de s'assurer de la priorité au service de gestion des congestions lorsque la fourniture de Services Systèmes Fréquence est concomitante, pour prendre en compte ce type de situation qui pourrait se produire en conditions réelles (en revanche, cet essai n'a pas pour but de valider la fourniture des Services Systèmes Fréquence, point qui relève d'un autre jeu de règles).
Données d'entrée Données de simulations fournies par RTE : chroniques au pas 1s • Limitation maximum de puissance active, • Limitation minimum de puissance active.

Résultats à fournir par le Titulaire

Chroniques réalisées au pas 1s :

- Puissance active fournie par l'Entité de Réserve au point de connexion,
- Puissance de consigne (puissance hors fourniture du service de gestion des congestions),
- Le cas échéant, paramètres de participation à la fourniture de Services Système Fréquence (réserve programmée, fréquence pris en compte, niveau pris en compte),
- Limitations de puissance active retenues par l'installation pour la gestion des congestions (« Plim_max_retenue » et « Plim_min_retenue »),
- Puissance disponible maximum pour la gestion des congestions (« Pdispo_max »),
- Puissance disponible minimum pour la gestion des congestions (« Pdispo_min »),
- Etat de charge de l'installation (au pas 10s a minima).

Un rapport détaillé sera fourni pour l'analyse des réponses de l'installation aux valeurs négatives de la limitation de puissance maximale.

Critères de conformité

Les valeurs suivantes doivent être conformes aux résultats attendus :

- Puissance active fournie par l'Entité de Réserve au point de connexion,
- Limitations de puissance active retenues par l'installation pour la gestion des congestions (« Plim_max_retenue » et « Plim_min_retenue »),
- Pente d'activation.

6.3 Fiches de qualification

6.3.1 Tests des systèmes dédiés aux échanges d'information

Description

Tous les équipements dédiés aux échanges d'information entre l'installation et RTE (Automate et réseau de téléconduite) sont testés dans le respect des formats et protocoles d'échange définis.

Conditions particulières

Cet essai doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE.

Données d'entrée

Périodes d'essai coordonnées avec RTE et le Titulaire.

Résultats à fournir par le Titulaire

Le Titulaire devra fournir à RTE les procès-verbaux des tests des équipements de l'installation.

Critères de conformité

Chaque équipement de l'installation doit fonctionner correctement dans le respect des protocoles d'échanges et exigences définis.

6.3.2 Fourniture du service de gestion des congestions

Description

Ces essais visent à valider le fonctionnement de l'installation lorsque celle-ci participe à la fourniture du service de gestion des congestions.

Essai n°1 : mise en route et arrêt du service de gestion des congestions, fourniture du service de gestion des congestions par l'installation sur des cas simples

Conditions initiales :

- Etat de marche du mode de gestion des congestions (TC_congestion) désactivé
- Energie de l'installation entre 25% et 75% de sa Capacité Utile

Cas testés :

1. mise en route du service de gestion des congestions, puis envoi de plusieurs valeurs de limitation de puissance, avec plusieurs valeurs de Plim_max strictement inférieure à 0 MW, en repassant entre chaque valeur par une valeur à 0 MW,
2. envoi d'une valeur de Plim_max strictement inférieure à 0 MW avec service de gestion des congestions en marche, et arrêt du service de gestion des congestions,
3. envoi d'une valeur de Plim_max strictement inférieure à 0 MW avec service de gestion des congestions à l'arrêt, puis remise en route du service de gestion des congestions et renvoi d'une valeur de Plim_max strictement inférieure à 0 MW
4. cas 1 à 3 avec l'envoi de différentes valeurs de Plim_min strictement supérieures à 0 MW
5. cas 1 à 3 avec l'envoi de différentes valeurs de Plim_min strictement inférieure à 0 MW

Vérifications : réponse de l'installation avec une rampe conforme aux limitations de puissance envoyées, ainsi qu'à l'état de marche du mode de gestion des congestions.

Essai n°2 : envoi de multiples valeurs de limitations de puissance par l'Automate Réseau

Conditions initiales identiques à l'essai n°1.

Cas testé : envoi d'une chronique de limitations de puissance d'une durée de 5 à 10 minutes, avec des valeurs variant toutes les 5 secondes, avec le mode de gestion des congestions en marche.

Vérifications : réponse de l'installation avec une rampe conforme aux limitations de puissance envoyées.

Essai n°3 : fourniture du service de gestion des congestions avec un état de charge élevé

Conditions initiales :

- Etat de marche du mode de gestion des congestions (TC_congestion) désactivé
- Energie de l'installation supérieure à 90% de sa Capacité Utile pour la gestion des congestions

Cas testé : envoi d'une chronique de limitations puissance avec des valeurs négatives pour provoquer l'absorption d'énergie jusqu'à saturation du stock disponible de l'installation, avec le mode de gestion des congestions en marche.

Vérifications : augmentation progressive de la puissance disponible minimum.

Conditions particulières

Ces essais doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.

Dans le cas où l'installation participe également à la fourniture de Services Système Fréquence, les essais seront réalisés dans les conditions suivantes (en s'appuyant au besoin sur les fiches d'essai correpondantes) :

- réseau en sur-fréquence et sous-fréquence (si l'installation participe à la fourniture de réserve primaire), par l'injection artificielle d'un échelon de fréquence au niveau du dispositif assurant le réglage de fréquence,
- niveau positif et négatif (si l'installation participe à la fourniture de réserve secondaire), par l'injection artificielle d'une rampe du niveau N (niveau du signal de réglage secondaire).

RTE vérifiera alors que la puissance de l'installation satisfait les limitations de puissance même si elle fournissait initialement d'autres services (en particulier les Services Système Fréquence).

Données d'entrée

Périodes d'essai coordonnées avec RTE et le Titulaire.

Résultats à fournir par le Titulaire

Chroniques réalisées au pas 1s :

- Puissance active fournie par l'Entité de Réserve au point de connexion,
- Puissance de consigne (puissance hors fourniture du service de gestion des congestions),
- Le cas échéant, paramètres de participation à la fourniture de Services Système Fréquence (réserve programmée, fréquence pris en compte, niveau N du signal de réglage secondaire pris en compte),
- Limitation maximum de puissance active reçue par l'installation (« Plim_max »),
- Limitation minimum de puissance active reçue par l'installation (« Plim_min »),
- Limitations de puissance active retenues par l'installation pour la gestion des congestions (« Plim_max_retenue » et « Plim_min_retenue »),
- Puissance disponible maximum pour la gestion des congestions (« Pdispo_max »),
- Puissance disponible minimum pour la gestion des congestions (« Pdispo_min »),
- Etat de charge de l'installation (au pas 10s a minima).

Critères de conformité

Les valeurs suivantes doivent être conformes aux résultats attendus :

- Puissance active fournie par l'Entité de Réserve au point de connexion, avec la forme d'onde non oscillante,
- Limitations de puissance active retenues par l'installation pour la gestion des congestions (« Plim_max_retenue » et « Plim_min_retenue »),
- Rampe et délai d'activation

6.3.3 Fourniture du service de gestion des congestions en conditions réelles

Description

L'installation participe pendant plusieurs heures consécutives au service de gestion des congestions.

La fourniture du service de gestion des congestions par l'installation est contrôlée.

Pendant cette durée, les points suivants seront contrôlés :

- Etat de marche du mode de gestion des congestions (TC_congestion) activé et désactivé,
- Test de fiabilité pendant plusieurs périodes de 6 heures.

Conditions particulières

Ces essais doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE : en raison de l'incertitude sur les périodes de congestions, la programmation des essais consistera à fixer des périodes de quelques jours ou semaines cibles, pendant lesquelles les essais seront reconduits jusqu'à ce qu'il y ait au moins 5 jours pendant lesquelles des situations de congestion sont rencontrées, avec l'envoi par l'Automate Réseau de valeurs de limitation de puissance minimale non nulle.

Le programme de fonctionnement de l'installation doit être représentatif du fonctionnement en exploitation définitif (l'essai doit être réalisé avec la puissance de consigne initiale et l'état de charge initial à leurs valeurs moyennes).

Dans le cas où l'installation participe également à la fourniture de Services Système Fréquence, le programme de fonctionnement de l'installation doit tenir compte de la réserve programmée, de la fréquence prise en compte, du niveau N du signal de réglage secondaire pris en compte le cas échéant : RTE vérifiera alors que la puissance de l'installation satisfait les limitations de puissance même si elle fournissait initialement d'autres services (en particulier les Services Système Fréquence).

Données d'entrée

Périodes d'essai coordonnées avec RTE et le Titulaire.

Résultats à fournir par le Titulaire

Chroniques réalisées au pas 1s :

- Puissance active fournie par l'Entité de Réserve au point de connexion,
- Puissance de consigne (puissance hors fourniture du service de gestion des congestions),
- Le cas échéant, paramètres de participation à la fourniture de Services Système Fréquence (réserve programmée, fréquence prise en compte, niveau N du signal de réglage secondaire pris en compte),
- Limitation maximum de puissance active reçue par l'installation (« Plim_max »),
- Limitation minimum de puissance active reçue par l'installation (« Plim_min »),
- Limitations de puissance active retenues par l'installation pour la gestion des congestions (« Plim_max_retenue » et « Plim_min_retenue »),
- Puissance disponible maximum pour la gestion des congestions (« Pdispo_max »),
- Puissance disponible minimum pour la gestion des congestions (« Pdispo_min »),
- Etat de charge de l'installation (au pas 10s a minima).

Critères de conformité

Les valeurs suivantes doivent être conformes aux résultats attendus :

- Puissance active fournie par l'Entité de Réserve au point de connexion,
- Limitations de puissance active retenues par l'installation pour la gestion des congestions (« Plim_max_retenue » et « Plim_min_retenue »),
- Pente d'activation.

6.4 Fiches de contrôle de conformité

6.4.1 Rendement

Description

Le Rendement doit être déterminé en accord avec les préconisations formulées dans NF EN IEC 62933-2-1:2018, en prenant en compte les pertes de l'ensemble du Système EES, en particulier celles des systèmes auxiliaires.

Contrôle de conformité du Rendement, avec deux types de cycles :

Contrôle n°1 : cycle complet à puissance maximale (Pmax) de charge (de 0 à 100% de la capacité utile totale) et de décharge (de 100% et 0% de la capacité utile totale),

Contrôle n°2 : 1h de veille, puis charge complète à puissance maximale, puis 2h de veille, puis décharge complète à puissance maximale.

Conditions particulières

Ces essais doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE, à la demande de RTE.

Des essais complémentaires pourront être réalisés en partant d'un niveau de stock différent, et avec une puissance différente de Pmax.

Données d'entrée

Périodes d'essai coordonnées avec RTE et le Titulaire.

Résultats à fournir par le Titulaire

- Calcul du Rendement selon la norme NF EN IEC 62933-2-1:2018
- Chroniques de puissance (au pas 1s),
- Chroniques de niveau de charge de l'installation (a minima au pas 10s),
- Durée de chaque cycle et énergie absorbée ou livrée,
- Variations de stock d'énergie de l'installation entre chaque étape du cycle,
- Energie consommée par les auxiliaires de l'installation.

Critères de conformité

Les valeurs du Rendement doivent être supérieures ou égales au Rendement défini par le Titulaire dans son offre.

6.4.2 Rampe et délai d'activation

Description

Contrôle périodique de la rampe, par la réalisation de certains cas d'essai n°1 dans la fiche « Fourniture du service de gestion des congestions ».

Conditions particulières Ces essais doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.
Données d'entrée Périodes d'essai coordonnées avec RTE et le Titulaire.
Résultats à fournir par le Titulaire • Calculs de rampe et du délai d'activation conformément à l'article 5.1.3 Chroniques réalisées au pas 1s : • Puissance active fournie par l'Entité de Réserve au point de connexion, • Puissance de consigne (puissance hors fourniture du service de gestion des congestions), • Limitation maximum de puissance active reçue par l'installation (« Plim_max »), • Limitation minimum de puissance active reçue par l'installation (« Plim_min »), • Limitations de puissance active retenues par l'installation pour la gestion des congestions (« Plim_max_retenue » et « Plim_min_retenue »).
Critères de conformité Les valeurs de la rampe doivent être supérieures à 10 MW/s.