AVERTISSEMENT

Le présent document est publié dans le cadre de la concertation pour la mise en place des appels d'offres expérimentaux flexibilités, en tant que cahier des charges type. Cette publication doit permettre aux acteurs intéressés par ces appels d'offres et notamment aux candidats retenus au stade de l'avis de marché de s'approprier le document, sa structure et ses éléments constitutifs, et de faire part à RTE de leurs éventuels commentaires, sur le fond ou sur la forme du document.

Ce document-type est constitué d'informations de deux ordres : des informations communes et des informations spécifiques :

- **Les informations communes,** valables quelle que soit la zone considérée, par exemple les exigences techniques et fonctionnelles ;
- **Les informations spécifiques** à chaque zone, qui seront adaptées en fonction des spécificités de la zone considérée, par exemple la caractérisation de la contrainte. A titre d'exemple, les informations spécifiques de ce cahier des charges-type ont été renseignées avec les informations relatives à la zone de Sétier.

Afin de permettre au lecteur de faire la distinction entre les informations communes et les éléments spécifiques, les éléments spécifiques figurent sur fond gris.

RTE se réserve le droit de faire évoluer le cahier des charges-type, qui ne doit pas être considéré comme un document figé. Ces évolutions pourront être motivées par la prise en compte des retours exprimés par les acteurs dans le cadre de la concertation, par une éventuelle évolution du cadre contractuel suite à l'expérimentation, ou par toute autre raison.

Il est par ailleurs rappelé qu'il n'est pas attendu des candidats qu'ils constituent une offre pour la zone de Sétier. En effet, celle-ci a été déclarée sans suite, suite à la concertation en GT stockage, qui a mis en lumière l'absence de faisabilité technico-économique pour des batteries sur cette zone.

# 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 A : Zone de Sétier

**Résumé**

Ce document constitue le cahier des charges de l'Appel d'Offres expérimental flexibilités spécifiant le besoin de RTE et définissant les éléments techniques attendus des opérateurs de flexibilités pour répondre 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.

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** **3**

**1 Contexte et objet de l'appel d'offres 5**
1.1 Contexte et références applicables 5
1.2 Définitions 5

**2 Caractéristiques de la contrainte sur la zone de Sétier 6**
2.1 Caractéristiques de la zone en contrainte 6
*2.1.1 Nature et localisation de la contrainte 6*
*2.1.2 Dynamique de la contrainte 6*
2.2 Modélisation de la contrainte 7
*2.2.1 Calcul de la puissance de dépassement 7*
*2.2.2 Calcul du volume de dépassement 7*
*2.2.3 Calcul de l'Energie Non Evacuée 8*
2.3 Mise à disposition des chroniques de puissances de dépassement 8
2.4 Caractérisation de la contrainte 8
*2.4.1 Nombre d'heures en contrainte 9*
*2.4.2 Volume de dépassement (en MWh) 9*
*2.4.3 Volume d'Energie non évacuée (en MWh) 9*
*2.4.4 Nombre d'apparitions de contraintes 10*
*2.4.5 Durée par apparition (en heures) 10*
*2.4.6 Puissance de dépassement par apparition (MW) 11*
*2.4.7 Volume de dépassement par apparition (MWh) 12*
*2.4.8 Durée entre deux contraintes (en heures) 13*
2.5 Développement de réseau envisagé 13

**3 Sélection du Lauréat 14**
3.1 Caractéristiques de l'offre du Candidat 14
*3.1.1 Caractéristiques techniques 14*
*3.1.2 Caractéristiques économiques 14*
3.2 Recevabilité technique 14
*3.2.1 Critères de recevabilité technique 14*
*3.2.2 Précisions sur la recevabilité des Volumes d'Engagement proposés 15*
3.3 Recevabilité économique 17
*3.3.1 Principes 17*
*3.3.2 Calcul du bilan Réseau 18*
*3.3.3 Calcul du Bilan Flexibilité 18*
3.4 Interclassement des solutions 19

**4 Exigences liées à la localisation et au raccordement de la flexibilité 20**
4.1 Localisation attendue pour le raccordement de la solution de flexibilité 20
*4.1.1 Postes Influençant la contrainte 20*
*4.1.2 Raccordements autorisés 20*
*4.1.3 Caractéristiques des différents raccordements 20*
4.2 Limitations liées à l'Offre de Raccordement Optimisé 22
*4.2.1 Limitations à l'injection et au soutirage 22*
*4.2.2 Fourniture d'autres services au réseau 23*

**5 Exigences techniques et fonctionnelles pour la fourniture du service 24**
5.1 Modalités d'activation du service de gestion des congestions 24
*5.1.1 Processus d'activation 24*
*5.1.2 Echanges d'informations avec RTE 26*
*5.1.3 Rampe et délai de mobilisation du service 26*
5.2 Rendement 27
*5.2.1 Définition 27*
*5.2.2 Détermination du Rendement 27*
*5.2.3 Exigences 28*
5.3 Tests et contrôles 28

*5.3.1 Simulation ou tests à réaliser par le Titulaire 28*
*5.3.2 Qualification de l'installation avec RTE 28*
*5.3.3 Contrôles de conformité 29*
**6 Annexes 29**
6.1 Liste des informations échangées 29
6.2 Tests à réaliser par le Titulaire 31
*6.2.1 Liste des informations techniques de l'installation 31*
*6.2.2 Conformité des systèmes de l'installation dédiés aux échanges d'information 33*
*6.2.3 Conformité de l'installation aux exigences du cahier des charges 33*
6.3 Fiches de qualification 34
*6.3.1 Tests des systèmes dédiés aux échanges d'information 34*
*6.3.2 Fourniture du service de gestion des congestions 35*
*6.3.3 Fourniture du service de gestion des congestions en conditions réelles 37*
6.4 Fiches de contrôle de conformité 38
*6.4.1 Rendement 38*
*6.4.2 Rampe 39*

# 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 deux 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].

## 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 3.3.3 |
| Bilan Réseau | Bilan défini à l'article 3.3.2 |
| 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 |

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

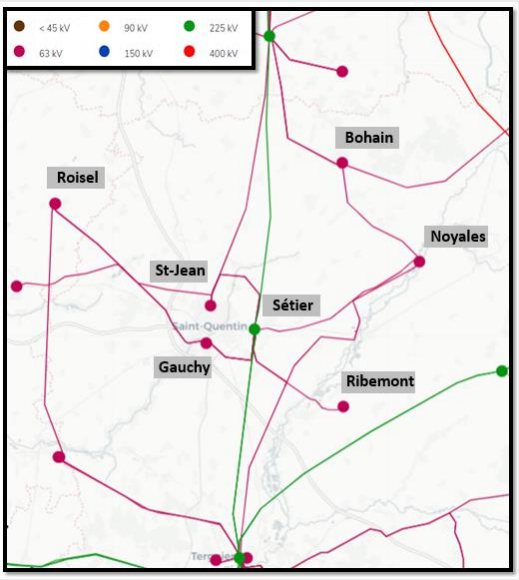
| | |
|---|---|
| | pourcentage. |
| Energie Non Evacuée (ENE) | Volume en MWh défini à l'article 2.2.3. |
| Guide d'Implémentation SI | Document fourni par RTE définissant les règles d'accès au Système d'Information et Applications de RTE spécifiques à l'activation de la flexibilité par l'Automate Réseau |
| Lauréat | Personne désignée comme Candidat retenu conformément à l'article 3. |
| 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. |
| 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.<br>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 SETIER

## 2.1 Caractéristiques de la zone en contrainte

### 2.1.1 Nature et localisation de la contrainte

La zone de Sétier se situe dans le département de l'Aisne. La contrainte est localisée sur l'un ou l'autre des deux transformateurs du poste de Sétier 225/63 kV situé dans la commune de Harly. Ces deux transformateurs sont les ouvrages en contrainte de la zone de Sétier.




### 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 à proximité de Sétier (postes de Ribemont, Gauchy, Noyales, St-Jean, Roisel et Bohain) représente

une puissance totale de 400 MW.

A l'horizon 2025, en considérant que l'ensemble des projets en File d'Attente (d'une puissance totale de 101 MW) sera mis en service à cette échéance, la production EnR représentera une puissance totale de 501 MW. Cette production est constituée uniquement de production éolienne.

Dans le S3REnR (Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables) relatif à la région Hauts-de-France en vigueur depuis 2019, il n'existe plus de capacités d'accueil des EnR réservées au titre du S3REnR au sein de cette zone et au-delà des projets en service et en développement. Ainsi, la contrainte est considérée comme stable au-delà de l'année 2025.

Une solution permettant de résoudre la congestion est attendue pour le 1er avril 2025. Ainsi, la Date de Seuil de Déclenchement pour la zone de Sétier est le 1er avril 2025.

## 2.2 Modélisation de la contrainte

### 2.2.1 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. Cette information 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.

#### 2.2.1.1 Modélisation sur 11 années climatiques

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.

#### 2.2.1.2 Modélisation au pas horaire

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

Les puissances de dépassement sont donc 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 seront ainsi moyennées sur l'heure en question.

#### 2.2.1.3 Horizon d'étude de la modélisation

La modélisation des flux sur les ouvrages du réseau de transport d'électricité de la zone est effectuée en considérant l'horizon 2025 avec une mise en service de toute la production EnR en File d'Attente (101 MW en file d'attente + les 400 MW déjà en service). La production EnR installée est considérée constante au-delà de l'horizon 2025.

### 2.2.2 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 exprimée 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.

### 2.2.3 Calcul de l'Energie Non Evacuée

L'Energie Non Evacuée (ENE) correspond au volume d'écrêtement de production nécessaire afin de résoudre la contrainte identifiée et 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.

Grâce à ce coefficient, il est possible 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 Ribemont et Gauchy. Etant donnés les Coefficients d'Influencement de ces 2 postes sur les transformateurs en contrainte de la zone, le Coefficient d'Influencement moyen des parcs de production écrêtés sur l'ouvrage en contrainte retenu est de 54%.

$$Volume_{ENE} = \frac{Volume_{dépassements}}{54\%}$$

## 2.3 Mise à disposition des chroniques de puissances de dépassement

Les résultats de la modélisation de la contrainte, sur les 11 années climatiques au pas de temps horaire, sont disponibles <<ICI>>[4]. Ces chroniques de puissances de dépassement sont exprimées en MW.

Ces chroniques sont fournies à titre indicatif et RTE ne saurait être tenu responsable si la contrainte effectivement observée à partir de 2025 ne correspond pas aux résultats de la modélisation. Les hypothèses sous-jacentes sont mentionnées à l'article 2.2.

## 2.4 Caractérisation de la contrainte

Une caractérisation synthétique des chroniques de puissance de dépassement 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 et 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% |

Ainsi, il convient d'être vigilant sur l'utilisation de ces indicateurs qui ne sauraient rendre compte des

[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] https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/flexibilites-valorisez-vos-services-pour-la-gestion-des-congestions-reseau.html

variations intra-horaires de la contrainte.

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.

### 2.4.1 Nombre d'heures en contrainte

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

Cet indicateur est estimé à 461 heures (5,3% du temps) par an en espérance, avec un maximum sur les 11 années simulées à 560 heures (6,4%) et un minimum à 286 heures (3,3%). L'analyse sur les périodes d'engagement montre que les heures de contraintes sont principalement localisées en hiver.

| | Espérance sur 11 années | Max sur les 11 années | Min sur les 11 années |
|---|---|---|---|
| Hiver | 363 heures | 474 heures | 189 heures |
| Été | 98 heures | 160 heures | 51 heures |
| **Total année** | **461** heures | **560** heures | **286** heures |

*Tableau 1 : 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 Volume de dépassement (en MWh)

Le volume de dépassement par an est estimé à 11,1 GWh en espérance, avec un maximum sur les 11 années simulées de 14,5 GWh et un minimum de 6,4 GWh. A l'instar des heures en contrainte, l'analyse sur les saisons montre que les volumes de dépassements sont principalement en hiver.

| | Espérance sur 11 années | Max sur les 11 années | Min sur les 11 années |
|---|---|---|---|
| Hiver | 87 845 MWh | 11 852 MWh | 4 070 MWh |
| Été | 2 288 MWh | 3 490 MWh | 844 MWh |
| **Total année** | **11 073 MWh** | **14 474 MWh** | **6 429 MWh** |

*Tableau 2 : 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.

### 2.4.3 Volume d'Energie non évacuée (en MWh)

Afin d'obtenir les volumes d'ENE correspondants, il est nécessaire d'appliquer la formule mentionnée au 2.2.3.

| | Espérance sur 11 années | Max sur les 11 années | Min sur les 11 années |
|---|---|---|---|
| Hiver | 16 169 MWh | 21 816 MWh | 7 486 MWh |
| Été | 4 215 MWh | 6 423 MWh | 1 552 MWh |
| **Total année** | **20 384 MWh** | **26 660 MWh** | **11 827 MWh** |

*Tableau 3 : Volume d'Energie non évacuée en MWh par saison représenté en espérance, maximum et minimum sur les 11 années climatiques*

### 2.4.4 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. Ce nombre est différent du nombre d'heures de contraintes car une contrainte qui dure par exemple 3 heures d'affilée représente trois heures de contraintes mais une seule apparition.

Le nombre d'apparitions de contrainte est en espérance de 104 apparitions de contraintes par an, avec un maximum sur les 11 années simulées de 134 apparitions et un minimum de 67 apparitions. Les apparitions de contrainte sont plus nombreuses en hiver.

| | **Espérance sur 11 années** | Max sur les 11 années | Min sur les 11 années |
|---|---|---|---|
| Hiver | **75** | 99 | 37 |
| Été | **28** | 50 | 20 |
| **Total année** | **104** | 134 | 67 |

*Tableau 4 : 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.

### 2.4.5 Durée par apparition (en heures)

La durée de la contrainte par apparition est estimée à 4,4 heures en espérance, avec un maximum sur les 11 années simulées de 39 heures.

Les contraintes apparaissant en hiver durent en moyenne plus longtemps (+37%) que celles apparaissant en été.

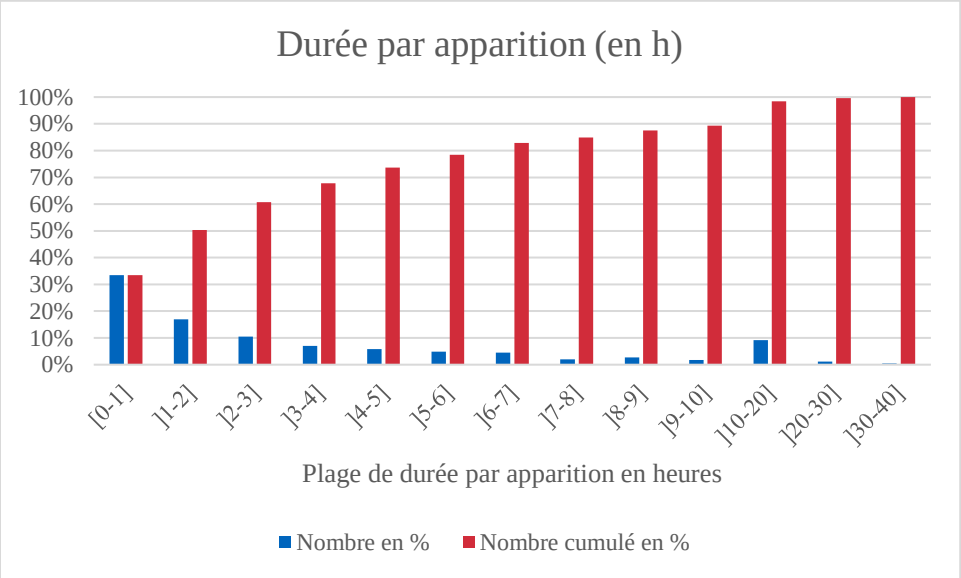
| | **Espérance sur 11 années** | Max sur les 11 années | Min sur les 11 années |
|---|---|---|---|
| Hiver | **4,8 heures** | 39 heures | 1 heure |
| Été | **3,5 heures** | 31 heures | 1 heure |
| **Total année** | **4,4 heures** | 39 heures | 1 heure |

*Tableau 5 : Durée par apparition en heures par saison représentée en espérance, maximum et minimum sur les 11 années climatiques*

Sur les 104 apparitions de contraintes estimées par an en espérance :

- Environ 1/3 des contraintes (35) ne durent qu'une heure ;

- Environ 60% (63) présentent une durée de contrainte de moins de 3 heures ;
- Environ 10% des contraintes (11) durent plus de 10 heures.




### 2.4.6 Puissance de dépassement par apparition (MW)

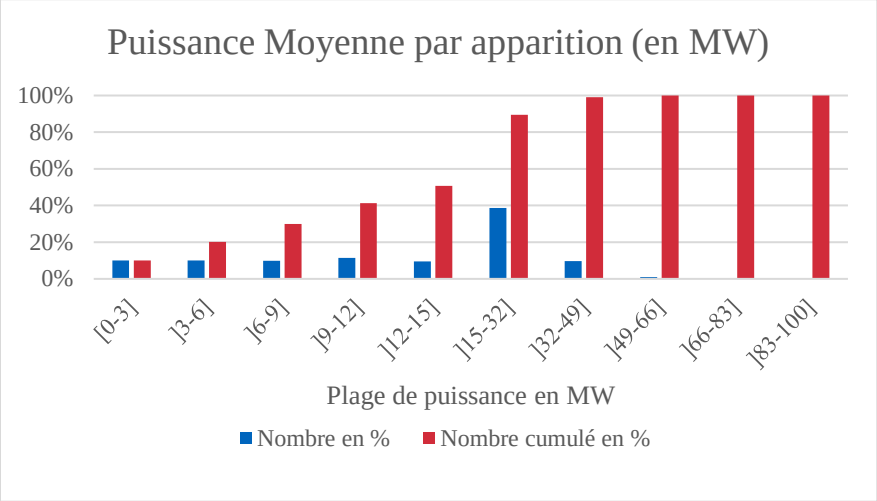
La puissance moyenne de dépassement par apparition par an est estimée à 16,5 MW en espérance, avec un maximum sur les 11 années simulées de 98,4 MW de contrainte sur une apparition. La puissance moyenne de la contrainte ne varie pas significativement entre les saisons.

| | Espérance sur 11 années | Max sur les 11 années | Min sur les 11 années |
|---|---|---|---|
| Hiver | **16,5 MW** | 96 MW | 0,1 MW |
| Été | **16,5 MW** | 98,4 MW | 0,1 MW |
| **Total année** | **16,5 MW** | 98,4 MW | 0,1 MW |

*Tableau 6 : Puissance de dépassement par apparition en MW, représentée en espérance, maximum et minimum sur les 11 années climatiques et par saison*

Sur les 104 apparitions de contraintes estimées par an en espérance:

- Environ 1/3 des contraintes (31) ont une puissance moyenne de contrainte inférieure ou égale à 9 MW ;
- Environ la moitié (53) a une puissance moyenne de contrainte inférieure ou égale à 15 MW ;
- Environ 10% des contraintes (11) ont une puissance moyenne de contrainte supérieure à 32 MW.




### 2.4.7 Volume de dépassement par apparition (MWh)

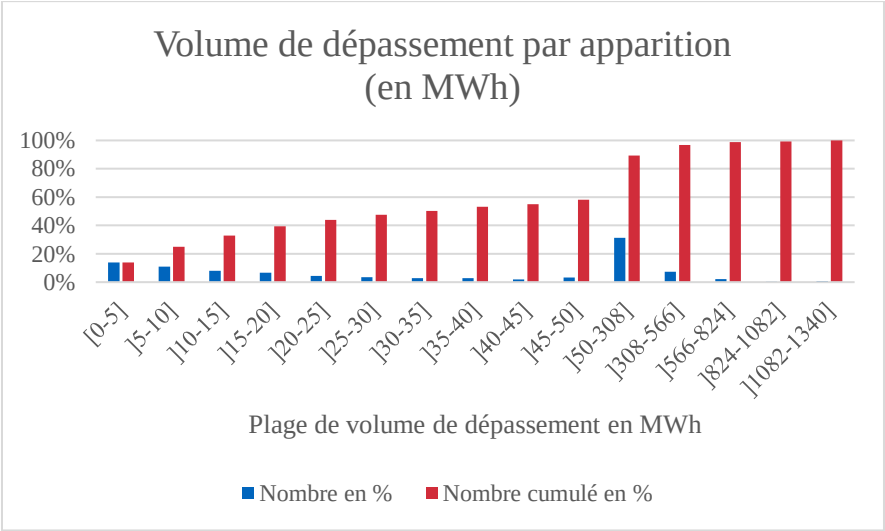
Le volume de dépassement par apparition est estimé en moyenne à 107 MWh par apparition, avec un maximum sur les 11 années simulées de 1339 MWh sur une apparition. Le volume de dépassement moyen et maximal par apparition est plus élevé pour les contraintes apparaissant en hiver.

| | Espérance sur 11 années | Max sur les 11 années | Min sur les 11 années |
|---|---|---|---|
| Hiver | **116 MWh** | 1 339 MWh | 0,1 MWh |
| Été | **81 MWh** | 993 MWh | 0,1 MWh |
| **Total année** | **107 MWh** | 1 339 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 104 apparitions de contraintes estimées par an en espérance :

- Environ 1/3 des contraintes (34) ont un volume de dépassement inférieur ou égal à 15 MWh ;
- Environ la moitié (52) a un volume de dépassement inférieur ou égal à 35 MWh ;
- Environ 1/3 des contraintes (32) ont un volume de dépassement situé entre 50 MWh et 308 MWh ;
- Environ 10% des contraintes (11) ont un volume de dépassement supérieur à 308 MWh.



### 2.4.8 Durée entre deux contraintes (en heures)

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 (cf. 6.2.3.1).

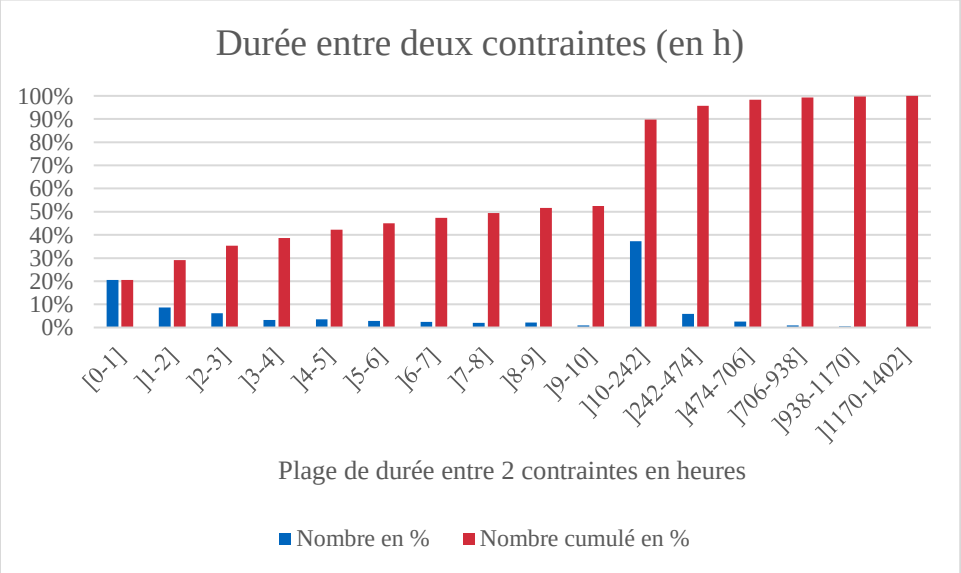
La durée entre deux contraintes est estimée en moyenne à 77 heures, avec un maximum de 1401 heures entre deux périodes de contraintes. Cette durée est plus élevée pour les contraintes apparaissant en été.

| | Espérance sur 11 années | Max sur les 11 années | Min sur les 11 années |
|---|---|---|---|
| Hiver | **53 heures** | 1 149 heures | 1 heure |
| Été | **139 heures** | 1 401 heures | 1 heure |
| **Total année** | **77 heures** | 1 401 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 104 apparitions de contraintes estimées par an :

- Plus d'1/3 des contraintes (37) ont une durée entre deux contraintes inférieure ou égale à 3 h ;
- Plus de la moitié (54) ont une durée entre deux contraintes inférieure ou égale à 9 h ;
- Plus 1/3 des contraintes (39) ont une valeur située entre 10 h et 242 h ;
- Environ 10% des contraintes (11) ont une valeur supérieur à 242 h.




## 2.5 Développement de réseau envisagé

Afin de résoudre une majeure partie de la contrainte prévue à l'horizon 2025, RTE envisage de renforcer la transformation au poste de Setier via l'ajout d'un nouveau transformateur.

Le coût de cet investissement est compris entre 2 800 k€ et 4 990 k€, avec un coût probable estimé à 4100 k€.

# 3 SELECTION DU LAUREAT

## 3.1 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 3.1.1 et 3.1.2. L'offre du Candidat doit respecter les critères de recevabilité définies aux articles 3.2 et 3.2.2.

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

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

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

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

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

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

### 3.1.2 Caractéristiques économiques

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

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

## 3.2 Recevabilité technique

### 3.2.1 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 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 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 qui sera raccordée au Réseau Public de Transport d'Electricité selon les conditions (localisation et type de raccordement) décrites à l'article 4.1 ;
4. Le Candidat doit décrire la solution technique lui permettant l'activation de son actif par un Automate Réseau, conformément aux exigences techniques et fonctionnelles définies à l'article 5.1 ;

5. Le Candidat doit proposer une solution permettant l'activation du moyen de stockage dans les délais précisés à l'article 5.1.1 ;
6. Le Candidat doit proposer, sur la Durée d'Engagement Initiale 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 3.2.2.1 ;
7. Le Candidat doit proposer des Volumes d'Engagement annuels qui peuvent varier, dans la limite de la fourchette définie à l'article 3.2.2.2 ;
8. Le Candidat doit décrire les moyens techniques et humains permettant la réalisation des tests préalables à la mise en service de la solution de stockage et des contrôles de conformité décrits à l'article 5.3 ;
9. Le Candidat doit s'engager à respecter les exigences du Cahier des Charges.

### 3.2.2 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 Périodes 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 de chaque Période d'Engagement est également encadrée.

#### 3.2.2.1 Cohérence du Volume d'Engagement

Afin de s'assurer que tous les Volumes d'Engagement définis soient techniquement réalisables par la Flexibilité, 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'une 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'une 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 le critère suivant :

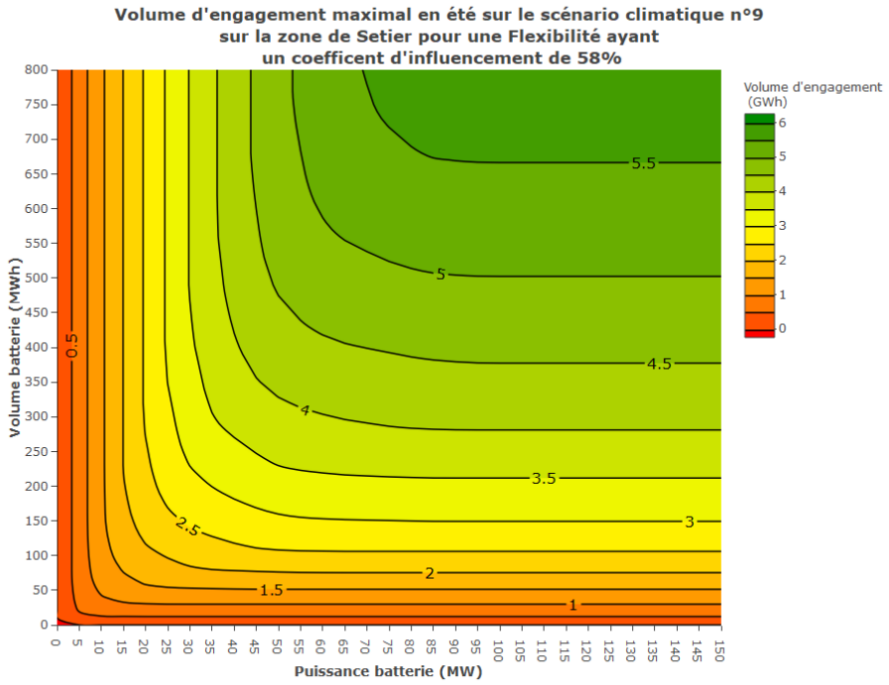
$$\forall t \in [1,10], \quad VE_{été,t} \leq VE_{max\ été}$$
$$\forall t \in [1,10], \quad VE_{hiver,t} \leq VE_{max\ hiver}$$

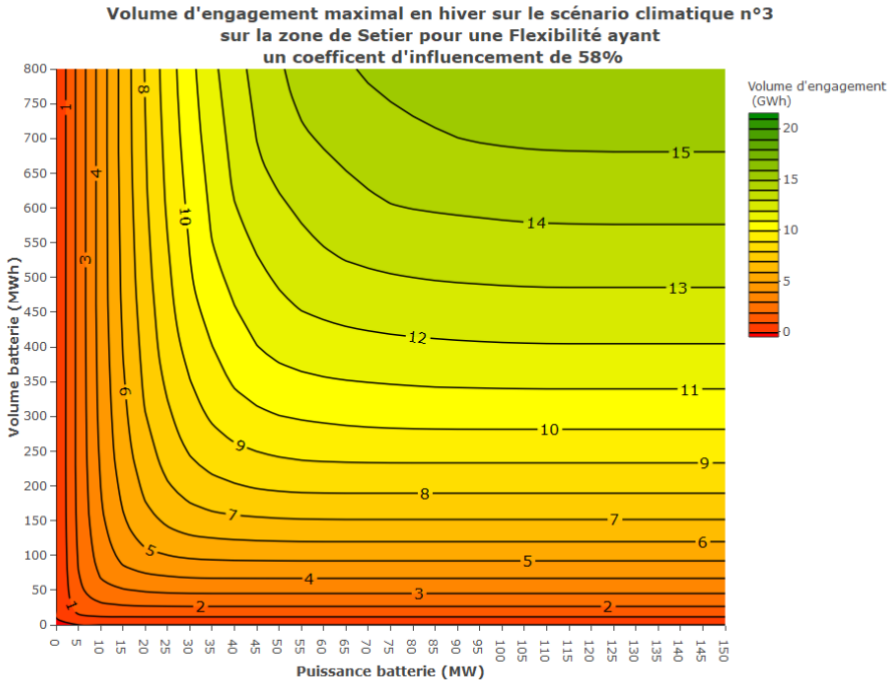
Avec :

- $VE_{hiver,t}$ : le volume d'engagement « hiver » sur l'année t
- $VE_{été,t}$ : le volume d'engagement « été » sur l'année t
- $V_{max\ hiver}$ : le volume d'engagement théorique maximal « hiver »
  $V_{max\ été}$ : le volume d'engagement théorique maximal « été »

Les volumes $V_{max\ été}$ $et$ $V_{max\ hiver}$ sont fonction des caractéristiques techniques de la Flexibilité, notamment de la puissance maximale d'activation et du volume maximum de stock (MWh). Les abaques ci-dessous permettent à titre indicatif de donner les valeurs maximales d'engagement par saison pour une Flexibilité dont le Coefficient d'Influencement serait de 58%. Les $V_{max\ été}$ $et$ $V_{max\ hiver}$ seront calculés

avec les caractéristiques précises déclarées dans l'offre.




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

- La 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 Flexibilité est initialisée avec un stock nul. La batterie est donc vide à la première heure de l'année climatique considérée.
- La 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, un dépassement non nul) et que la flexibilité n'a pas atteint sa capacité maximale de stockage alors la Flexibilité stocke dans la limite du dépassement (corrigé de 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, le dépassement est nul) et que le volume d'énergie stocké par la Flexibilité n'est pas nul alors la Flexibilité 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.

#### 3.2.2.2 Variabilité des Volumes d'Engagement

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 d'Engagement Initiale 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*.

## 3.3 Recevabilité économique

### 3.3.1 Principes

#### 3.3.1.1 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 retenue pour l'interclassement, une offre devra respecter le critère suivant :

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

Les termes de ce critère sont détaillés dans les paragraphes suivants (3.3.2 et 3.3.3).

#### 3.3.1.2 Pondération des années dans les bilans

Les bilans intègrent les coûts sur la Durée d'Engagement Initiale, 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 contractuelles dans le bilan économique | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $\alpha_1$ | $\alpha_2$ | $\alpha_3$ | $\alpha_4$ | $\alpha_5$ | $\alpha_6$ | $\alpha_7$ | $\alpha_8$ | $\alpha_9$ | $\alpha_{10}$ |
| 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 33% | 33% | 33% | 33% | 33% |
| ← Durée d'Engagement Initiale → | | | | | ← Durée de reconduction → | | | | |

### 3.3.2 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 :

- $\alpha_t$ : le coefficient de pondération associé à l'année t et défini à l'article 3.3.1.2.
- *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 à l'année t suite à la 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 après la mise en service de l'investissement (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 120 €/MWh.

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 2 000 k€ pour Sétier.

- 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.

### 3.3.3 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 :

- $\alpha_t$ : le coefficient de pondération associé à l'année t et défini à l'article 3.3.1.2 ;
- *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 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 120 €/MWh.

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 du poste ou du point de piquage auquel est raccordée la flexibilité.
- $\beta_S$ : 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 donnés à l'article 2.42.2.1.1 et rappelés ci-dessous :

| Poids des années climatiques dans le calcul de l'ENE | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $\beta_1$ | $\beta_2$ | $\beta_3$ | $\beta_4$ | $\beta_5$ | $\beta_6$ | $\beta_7$ | $\beta_8$ | $\beta_9$ | $\beta_{10}$ | $\beta_{11}$ |
| 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*

## 3.4 Interclassement des solutions

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 Flexibilité calculé pour le critère de recevabilité économique et défini à l'article 3.3.3 ;
- $\alpha_t$ : le coefficient de pondération associé à l'année d'engagement t et défini à l'article 3.3.1.2 ;
- *4,5%* : le taux d'actualisation ;
- $Volume_{non\ réinjecté}(\mathrm{t})$ : le volume des pertes d'énergie liées au rendement de la 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 120 €/MWh.

Et où :

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

Avec :

- $\alpha_t$ : le coefficient de pondération associé à l'année t et défini à l'article 3.3.1.2 ;
- $rendement_{saison,t}$ : 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.*

# 4 EXIGENCES LIEES A LA LOCALISATION ET AU RACCORDEMENT DE LA FLEXIBILITE

## 4.1 Localisation attendue pour le raccordement de la solution de flexibilité

### 4.1.1 Postes Influençant la contrainte

Les Postes les plus Influençants pour l'ouvrage en contrainte considéré, et leurs coefficients d'Influencement, sont :

- Setier 63 kV (58 %) ;
- Ribemont 63 kV (56 %) ;
- Gauchy 63 kV (53 %) ;
- Noyales 63 kV (46 %) ;
- St-Jean 63 kV (45 %).

### 4.1.2 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 de la contrainte ou en piquage entre deux Postes Influençants.

Les raccordements autorisés sont exclusivement :

- Les raccordements en antenne sur :
  - Le poste de Setier 63 kV
  - Le poste de Ribemont 63 kV
  - Le poste de Gauchy 63 kV
  - Le poste de St-Jean 63 kV
- Les raccordements en piquage sur :
  - La liaison 63 kV entre Sétier 63 kV et Gauchy 63 kV
  - La liaison 63 kV entre Sétier 63 kV et Ribemont 63 kV
  - La liaison 63 kV entre Sétier 63 kV et St-Jean 63 kV
  - La future liaison 63 kV entre Sétier 63 kV et Noyales 63 kV prévue pour 2023.

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

### 4.1.3 Caractéristiques des différents raccordements

Les informations présentées, notamment celles concernant les délais et les coûts, sont données à titre indicatif. Une analyse plus détaillée devra être réalisée lors de la demande de PTF par le lauréat de l'appel

d'offres.

#### 4.1.3.1 Raccordements en antenne

Lors de l'évaluation des offres, les pertes dans la liaison de raccordement seront négligées. Ainsi le Coefficient d'Influencement d'une flexibilité en un point de raccordement sera considéré égal au Coefficient d'Influencement du poste sur lequel la flexibilité se raccorde.

$$Coeff_{Flex\ en\ antenne} = Coeff_{Poste}$$

Les raccordements ci-dessous sont listés par ordre décroissant de leur Coefficient d'Influencement vis-à-vis de la contrainte.

**1. Raccordement en antenne sur Setier 63 kV**

| | |
|---|---|
| Coefficient d'Influencement | 58% |
| Type de zone | Zone rurale |
| Nature des travaux nécessaires pour le raccordement | Ajout de cellule possible sans besoin d'extension du jeu de barre |
| Type de poste | Poste maillé |
| Estimation du coût du raccordement | Entre 650 k€ et 4200 k€ (avec une liaison de raccordement de 500 m à 5 km) |
| Délai de raccordement | De 30 à 48 mois |

**2. Raccordement en antenne sur Ribemont 63 kV**

| | |
|---|---|
| Coefficient d'Influencement | 56% |
| Type de zone | Zone rurale |
| Nature des travaux nécessaires pour le raccordement | Ajout de cellule possible sans besoin d'extension du jeu de barre |
| Type de poste | Poste en antenne : risque de coupure sur aléa (pas de secours notamment en cas d'indisponibilité de la liaison Sétier-Ribemont) |
| Estimation du coût du raccordement | Entre 650 k€ et 4200 k€ (avec une liaison de raccordement de 500 m à 5 km) |
| Délai de raccordement | De 30 à 48 mois |

**3. Raccordement en antenne sur Gauchy 63 kV**

| | |
|---|---|
| Coefficient d'Influencement | 53% |
| Type de zone | Zone urbaine |
| Nature des travaux nécessaires pour le raccordement | Ajout de cellule possible sans besoin d'extension du jeu de barre |
| Type de poste | Poste maillé |
| Estimation du coût du raccordement | Entre 1000 k€ et 4500 k€ (avec une liaison de raccordement de 500 m à 5 km) |
| Délai de raccordement | De 30 à 48 mois |

**4. Raccordement en antenne sur St-Jean 63 kV**

| | |
|---|---|
| Coefficient d'Influencement | 45% |
| Type de zone | Zone semi-urbaine |
| Nature des travaux nécessaires pour le raccordement | Ajout de cellule possible sans besoin d'extension du jeu de barre |
| Type de poste | Poste maillé |
| Estimation du coût du raccordement | Entre 800 k€ et 4300 k€ (avec une liaison de raccordement de 500 m à 5 km) |
| Délai de raccordement | De 30 à 48 mois |

#### 4.1.3.2 Raccordement en piquage entre deux Postes Influençants

Un raccordement en piquage est envisageable sur les liaisons 63 kV listées à l'article 4.1.2.

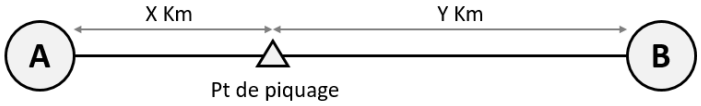
Par ailleurs, le raccordement en piquage peut avoir un impact négatif sur la qualité d'alimentation, la performance du système de protection et l'exploitation du réseau. De ce fait, le raccordement en piquage est soumis à des conditions d'acceptabilité.

Une étude exploratoire devra être demandée par l'acteur afin de confirmer la possibilité du raccordement en piquage. Dans tous les cas, cette faisabilité sera étudiée au plus tard lors de la PTF, selon les conditions fixées par la réglementation et la DTR.

Lors de l'évaluation des offres, les pertes dans la liaison de raccordement seront négligées. Ainsi le Coefficient d'Influencement d'une flexibilité se raccordant en piquage sera considéré égal au Coefficient d'Influencement du point de piquage.

$$Coeff_{Flex\ en\ piquage} = Coeff_{Point\ de\ piquage}$$

Le Coefficient d'Influencement au niveau d'un point de piquage sera défini au prorata de la longueur entre le point de piquage et les 2 postes encadrants.




$$Coeff_{Pt\ de\ piquage} = Coeff_{Poste\ A} \cdot \left(1 - \frac{X}{X+Y}\right) + Coeff_{Poste\ B} \cdot \left(1 - \frac{Y}{X+Y}\right)$$

Ainsi, plus le point de piquage est proche du poste A (respectivement poste B), plus le Coefficient d'Influencement tendra vers celui du poste A (respectivement poste B).

## 4.2 Limitations liées à l'Offre de Raccordement Optimisé

### 4.2.1 Limitations à l'injection et au soutirage

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

Le Candidat devra tenir compte de ces limitations dans sa modélisation du comportement de l'actif de stockage. Ainsi, les limitations à l'injection peuvent impacter la capacité de décharge, et donc de recharge successive de l'actif.

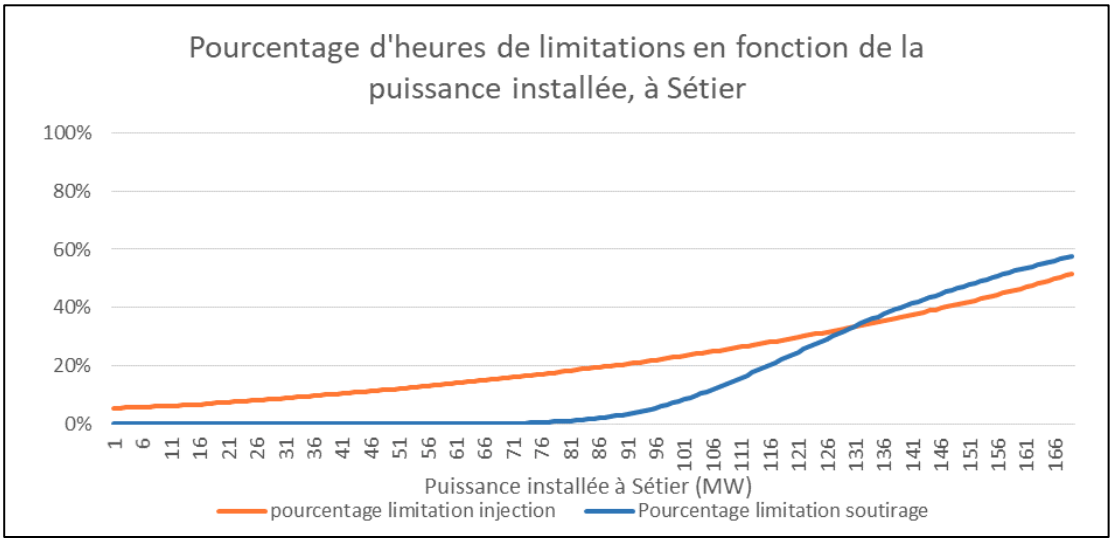
Afin de permettre au Candidat d'affiner son analyse, une estimation des limitations est fournie ci-dessous.

#### 4.2.1.1 Estimations du pourcentage d'heures de limitations pour une flexibilité raccordée en antenne sur Sétier 63 kV

Les courbes suivantes permettent de visualiser, selon la puissance installée à Sétier, quel serait le pourcentage d'heures par an où la flexibilité ne pourrait pas injecter (respectivement soutirer) à hauteur de toute la puissance installée.

Ainsi :

- Des limitations en injection sont présentes quelle que soit la puissance installée et augmentent avec la puissance installée : 5% d'heures par an de limitation pour une puissance installée de 1 MW ; 47% pour une puissance installée de 160MW
- Aucune limitation en soutirage n'est identifiée si la puissance de la flexibilité installée à Sétier est inférieure à 76 MW. Cette limitation serait à hauteur de 53% d'heures par an pour une puissance installée de 160 MW




#### 4.2.1.2 Estimations du pourcentage d'heures de limitations pour une flexibilité raccordée selon un autre schéma de raccordement

Les limitations estimées à l'injection et au soutirage sont dépendantes du Coefficient d'Influencement du poste auquel est raccordée la flexibilité.

Le poste de Sétier ayant un Coefficient d'Influencement de 58%, une flexibilité raccordée à un poste différent (donc avec un Coefficient d'Influencement différent) aura les mêmes limitations estimées que si elle était raccordée au poste de Sétier avec une puissance égale à :

$$Pinstallée \times \frac{coeff\ influenc.\ du\ poste}{58\%}$$

*Exemple : une flexibilité de 100 MW raccordée à un poste avec un Coefficient d'Influencement de 53% aura les mêmes limitations qu'une flexibilité installée au poste de Sétier avec une puissance de 91 MW* ($= 100 \times 53/58$)*, soit une limitation 20 % du temps en injection et 3 % en soutirage.*

### 4.2.2 Fourniture d'autres services au réseau

Les limitations contenues dans l'ORO pourront limiter la capacité de l'acteur à se certifier et à proposer d'autres services sur le réseau, notamment des Services Système Fréquence.

Par ailleurs, en cas de défaillance dans la fourniture des Services Système Fréquence (SSYf), du fait d'une activation du service de gestion des congestions l'énergie et la capacité non fournies pour les SSYf ne seront

pas payées et le titulaire sera pénalisé comme prévu dans les Règles SSYf, sans dérogation.

Pour la zone de Sétier, des contraintes en injection sont présentes quelle que soit la puissance installée de la batterie. Ainsi, une limitation permanente de la programmation en SSYf à l'injection sera appliquée (Limites à 0 pour toutes les heures de la journée).

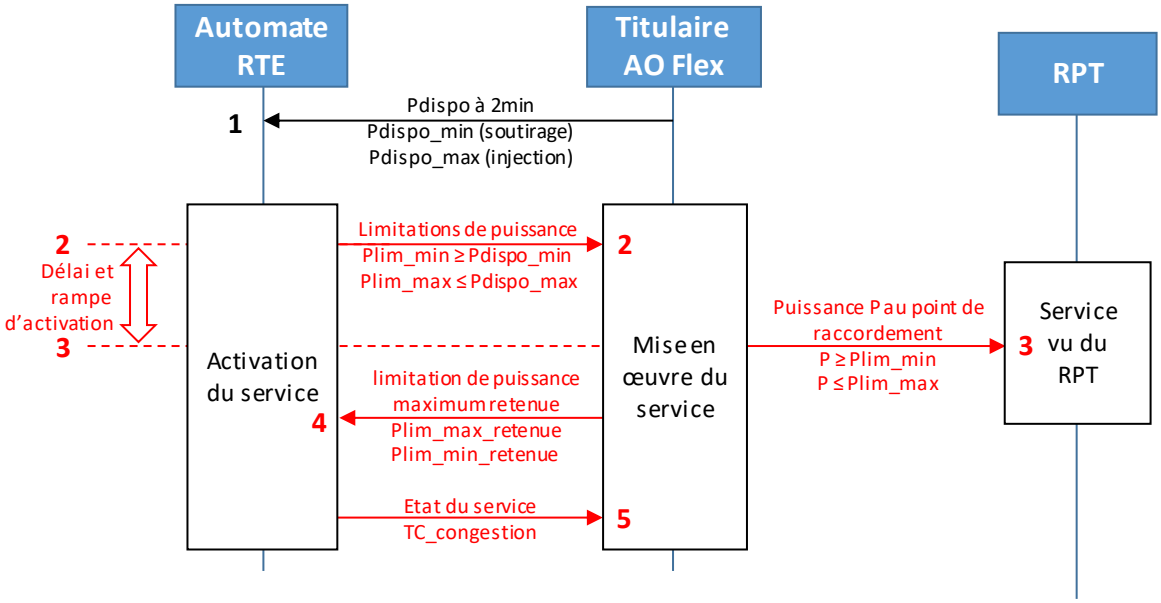
Ces valeurs de limitation de la programmation liées à l'ORO seront actualisées au moment du démarrage de la fourniture du Service et resteront valables tant qu'il n'y a pas d'évolution de la production et de la consommation dans la zone. Ces valeurs tiendront également compte de la réalisation de la file d'attente à court terme.

# 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 disponible de son installation pour la gestion des congestions :
   - Puissance disponible maximum pour la gestion des congestions (« Pdispo_max »),
   - Puissance 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 maximum (« Plim_max »), avec Pdispo_min ≤ Plim_max ≤ Pdispo_max,
   - Une limitation de puissance minimum (« Plim_min »), avec

Pdispo_max ≥ Plim_min ≥ Pdispo_min,

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 est systématiquement respectée.

3. Si le service de congestion est en marche (voir étape 5), l'installation livre une puissance P (Valeur au pas 1s de la puissance active au point de raccordement en MW) au point de raccordement correspondant aux limitations de puissances envoyées par l'Automate Réseau, c'est-à-dire :
   - inférieure ou égale à la limitation de puissance maximum (P ≤ Plim_max),
   - supérieure ou égale à la limitation de puissance minimum (P ≥ Plim_min),

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

   Le cas échéant, l'installation doit livrer une puissance 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 retenues:
   - limitation de puissance maximum retenue (« Plim_max_retenue »),
   - limitation de puissance 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'état 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 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.

#### 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 :

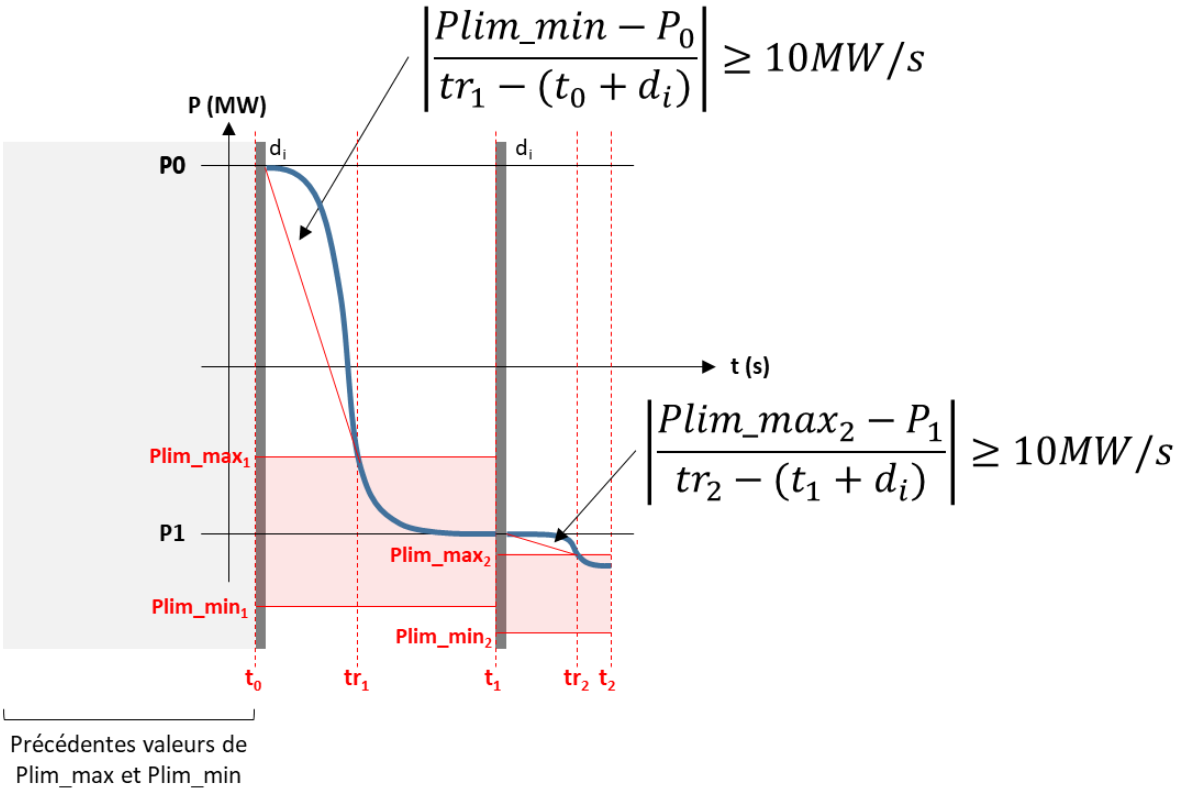
$$DMO = tr - t_0$$

#### 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.

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, mesurée sur son ensemble (système primaire et auxiliaires), au cours d'un cycle uniforme de charge/décharge et avec des conditions constantes.

Le Rendement est exprimé en pourcentage.

### 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 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.

Le Système EES doit avoir un Rendement qui, en complément avec ses autres caractéristiques, permet de réduire le coût du cycle de vie global.

## 5.3 Tests et contrôles

Les tests et contrôles sont répartis en trois phases :

1. Simulation 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 :

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**
   RTE pourra également programmer des tests permettant de contrôler que la rampe reste conforme aux exigences.

Les tests de conformité sont décrits en annexe, 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 (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**<br>Valeur positive pour une injection, négative pour un soutirage.<br>Cette information est envoyée à l'Automate Réseau. |

| Signal | Type | Description |
|---|---|---|
| Etat de marche du mode de gestion des congestions (**TC_congestion**) | TC | **Sens RTE vers Titulaire**<br>Signalement de l'état de fonctionnement du service de gestion des congestions.<br>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.<br>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**<br>Valeur positive pour une injection, négative pour un soutirage<br>L'installation doit fournir une puissance inférieure ou égale à cette valeur, jusqu'à l'envoi suivant par RTE.<br>Le signal est envoyé normalement toutes les 15 secondes maximum (sauf en cas de problèmes ou défauts côté RTE).<br>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**<br>Valeur positive pour une injection, négative pour un soutirage<br>L'installation doit fournir une puissance supérieure ou égale à cette valeur, jusqu'à l'envoi suivant par RTE.<br>Le signal est envoyé normalement toutes les 15 secondes maximum (sauf en cas de problèmes ou défauts côté RTE).<br>Cette information est envoyée depuis l'Automate Réseau. |
| 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**<br>Valeur positive pour une injection, négative pour un soutirage.<br>Limitation maximum de puissance active effectivement retenue par l'installation pour la gestion des congestions.<br>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**<br>Valeur positive pour une injection, négative pour un soutirage.<br>Limitation minimum de puissance active effectivement retenue par l'installation pour la gestion des congestions.<br>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**<br>Valeur positive pour une injection, négative pour un soutirage.<br>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.<br>Cette information est envoyée à l'Automate Réseau. |

| Signal | Type | Description |
|---|---|---|
| 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**<br>Valeur positive pour une injection, négative pour un soutirage.<br>Puissance minimale disponible en charge (intégrant une estimation des pertes) à horizon 2 min.<br>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**

La liste des informations à fournir par le Titulaire est la suivante (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§**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) | 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 §**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**), 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 | valeur numérique en MWh |

| | |
|---|---|
| Capacité utile dédiée à la gestion des congestions du stock de l'installation et justification de la valeur par un compte rendu d'essai (ex : « Actual energy capacity test » de la norme IEC 62933-2-1) | 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 :<br>• la description du calcul des valeurs de puissance disponible envoyées à l'Automate Réseau,<br>• 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).<br>Les rapports devront inclure a minima :<br>• le calcul du Rendement (rountrip efficiency) dans les cycles de test tels que spécifiés au §4.1.5,<br>• la courbe de Rendement en fonction de la puissance active au point de connexion de zéro à la puissance max par palier de 10%,<br>• 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**<br>La liste des informations complétée intégralement (valeurs et précisions) par le Titulaire.<br>Le Client doit renseigner le statut des informations :<br>• Le statut « révisable » indique que l'information peut être modifiée par le Titulaire,<br>• 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,<br>• Conformité des informations au format demandé,<br>• 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** |
| **Données d'entrée**<br>Guide d'Implémentation SI |
| **Résultats à fournir par le Titulaire**<br>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.<br>Un test complet sera réalisé par RTE afin de tester les équipements mis en place lors des essais de qualification. |
| **Critères de conformité**<br>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**<br>Le programme de fonctionnement de l'installation doit être représentatif du fonctionnement en exploitation.<br>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 pris en compte, du niveau pris en compte le cas échéant. |
| **Données d'entrée**<br>Données de simulations fournies par RTE : chroniques au pas 1s<br>• Limitation maximum de puissance active,<br>• Limitation minimum de puissance active. |

| |
|---|
| **Résultats à fournir par le Titulaire**<br>Chroniques réalisées au pas 1s :<br>• Puissance active fournie par l'Entité de Réserve au point de connexion,<br>• Puissance de consigne (puissance hors fourniture du service de gestion des congestions),<br>• Le cas échéant, paramètres de participation à la fourniture de Services Système Fréquence (réserve programmée, fréquence pris en compte, niveau pris en compte),<br>• Limitations de puissance active retenues par l'installation pour la gestion des congestions (« Plim_max_retenue » et « Plim_min_retenue »),<br>• Puissance disponible maximum pour la gestion des congestions (« Pdispo_max »),<br>• Puissance disponible minimum pour la gestion des congestions (« Pdispo_min »),<br>• Etat de charge de l'installation (au pas 10s a minima).<br>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**<br>Les valeurs suivantes doivent être conformes aux résultats attendus :<br>• Puissance active fournie par l'Entité de Réserve au point de connexion,<br>• Limitations de puissance active retenues par l'installation pour la gestion des congestions (« Plim_max_retenue » et « Plim_min_retenue »),<br>• Pente d'activation. |

## 6.3 Fiches de qualification

### 6.3.1 Tests des systèmes dédiés aux échanges d'information

| |
|---|
| **Description**<br>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**<br>Cet essai doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE. |
| **Données d'entrée** |
| **Résultats à fournir par le Titulaire**<br>Le Titulaire devra fournir à RTE les procès-verbaux des tests des équipements de l'installation. |
| **Critères de conformité**<br>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 testées :

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 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,
- Limitations de puissance active retenues par l'installation pour la gestion des congestions (« Plim_max_retenue » et « Plim_min_retenue »),
- Pente d'activation.

### 6.3.3 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 pris 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 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,
- 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**

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

**Contrôle n°1 : cycle complet de charge et décharge à puissance maximale**

Le Rendement sera mesuré sur le cycle suivant :

1. Etat de charge à 0% et puissance à 0MW,
2. Puissance à -Pmax jusqu'à saturation du stock (100%), en distinguant le moment où la puissance devient strictement négative, et le moment où celle-ci atteint son maximum,
3. Puissance à Pmax jusqu'à épuisement du stock (0%), en distinguant le moment où la puissance devient strictement positive, et le moment où celle-ci atteint son maximum.

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

Le Rendement sera mesuré sur le cycle suivant :

1. Etat de charge à 0% et puissance à 0MW,
2. Veille pendant 1h,
3. Puissance à -Pmax jusqu'à saturation du stock (100%), en distinguant le moment où la puissance devient strictement négative, et le moment où celle-ci atteint son maximum,
4. Veille pendant 2h,
5. Puissance à Pmax jusqu'à épuisement du stock (0%), en distinguant le moment où la puissance devient strictement positive, et le moment où celle-ci atteint son maximum,

**Conditions particulières**

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

Les essais 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**<br>• Chroniques de puissance (au pas 1s),<br>• Chroniques de niveau de charge de l'installation (a minima au pas 10s),<br>• Durée de chaque cycle et énergie absorbée ou livrée,<br>• Variations de stock d'énergie de l'installation entre chaque étape du cycle,<br>• Energie consommée par les auxiliaires de l'installation. |
| **Critères de conformité**<br>Les valeurs du Rendement doivent être supérieures ou égales au Rendement défini par le Titulaire dans son offre. |

### 6.4.2 Rampe

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