Le réseau de transport d'électricité

GT Stockage

09 Mars 2022

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

SOMMAIRE

I. **Actualités :** publication des contraintes résiduelles

II. **Marchés :** agrégation SSYf et traitement des capacités constructives de réglage de fréquence

III. **AO Flexibilités expérimentaux**

Actualités

Publication des contraintes résiduelles

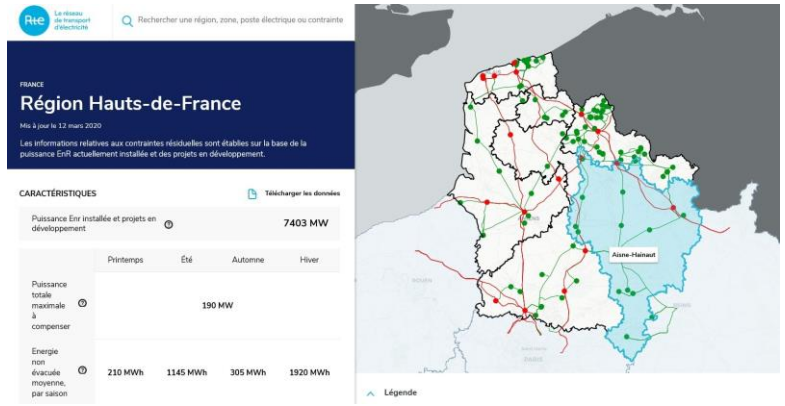
3 nouvelles régions publiées dans la cartographie des contraintes résiduelles

- La cartographie des contraintes résiduelles s'est enrichie fin février avec la publication de **3 nouvelles régions** : Grand-Est, Bourgogne Franche-Comté et Auvergne-Rhône-Alpes

➔ **L'ensemble des régions sera couverte d'ici la fin de l'année**

- Les contraintes résiduelles qui sont couvertes par cette publication sont les **contraintes prévues à un horizon de 3 à 5 ans sur le réseau de transport d'électricité après adaptation du réseau aux besoins à cette échéance.**

- **Rappel :**
  - Ces contraintes ne feront pas l'objet d'AO de type AO Flex : RTE a déjà fait l'arbitrage entre renforcer le réseau et avoir recours à de l'écrêtement de production
  - Comme indiqué au GT du 28/10/2021, la participation des flexibilités à la résolution de ces contraintes se fera sans engagement de disponibilité car l'écrêtement ENR est le levier par défaut



https://www.contraintes-reseau-s3renr-rte.com/



Perspectives pour la résolution des contraintes résiduelles par des flexibilités tierces

Rappel GT Stockage du 28/10

- **La gestion des contraintes résiduelles va se faire prioritairement via des automates de zone**
  - A date, ces automates ne sont pas encore massivement déployés
- RTE a aujourd'hui 2 priorités :
  - D'une part, mettre en œuvre la solution de base pour traiter ces contraintes (écrêtement de production ENR) sur les zones concernées via les automates de zones pour limiter au strict minimum la durée des écrêtements ENR
  - D'autre part, mettre en œuvre la solution AO flex + écrêtement ENR sur les zones des AO expérimentaux de flexibilités
- **L'appel au marché pour la gestion des contraintes résiduelles se fera dans un second temps** car cela nécessite des solutions techniques plus évoluées que celles qui sont aujourd'hui déployées :
  - Cela suppose par exemple d'avoir développé et tester des algorithmes permettant de choisir le panel de solutions les plus compétitives
  - La mise en œuvre de ces solutions techniques est encore en cours d'instruction
- RTE fournira la visibilité requise pour la possibilité d'utiliser des flexibilités tierces pour la gestion des contraintes résiduelles
  - A date, **l'horizon de mise en œuvre reste à préciser mais ne sera pas avant 2025-2026**

II Marchés

Agrégation SSYf et traitement des sites ayant des capacités constructives de réglage de fréquence

1 Contexte et besoins d’évolution

Contexte

- La **notion de Capacité Constructive** et les **exigences qui y sont liées** découlent d'un **corpus règlementaire** composé du règlement RFG, du code de l'énergie et de l'arrêté du 9 juin 2020 (détail partie suivante)

- Les Capacités Constructives sont **définies au moment du raccordement** et (pour celles liées au réglage de la fréquence) **mises à disposition dans un contexte marché,** via les SSYf.

- **Historiquement, le lien « raccordement - marché »** pour les capacités constructives était relativement **direct**

- Avec l'arrivée de **nouvelles flexibilités non synchrones**, comme le stockage par batteries ou les EnR de type éolien et PV, **le lien « raccordement - marché »** devient de **moins en moins direct**.

➔ **Une clarification doit être apportée pour expliciter le lien entre les notions issues du raccordement et celles utilisées d'un point de vue marché.**

Besoins d'évolutions

- Les principes liés aux **exigences de capacités constructives** décrits dans les **règles SSYf actuelles** tendent à **décliner la vision historique du lien direct entre « raccordement et marché »** :
  - Notamment : une **installation soumise à des exigences de capacité constructive** se voit **contrainte d'être « isolée » d'un point de vue marché** afin de pouvoir faire un lien « direct » avec les objets issus du raccordement sans possibilité d'agrégation avec d'autres sites

➔ **Dans un contexte où l'agrégation des capacités d'un point de vue marché devient de plus en plus demandée, cette vision historique apporte donc des contraintes qu'il convient de questionner**

- En vue de **faciliter l'agrégation** et de permettre une **modélisation plus souple des installations disposant de capacités constructives**, **RTE a donc analysé** :
  - Les **liens** entre les objets issus du **raccordement** et ceux utilisés d'un point de vue **marché** afin **d'assouplir les contraintes** actuelles permettant de rendre ce lien « direct » ;
  - Les **possibilités d'agrégation et les conséquences en termes de certification « marché »** des installations **disposant de capacités constructives** ;
  - Les **conditions de mise à disposition des capacités constructives** et les **conséquences en cas de défaillance**.

2 Rappel du cadre règlementaire

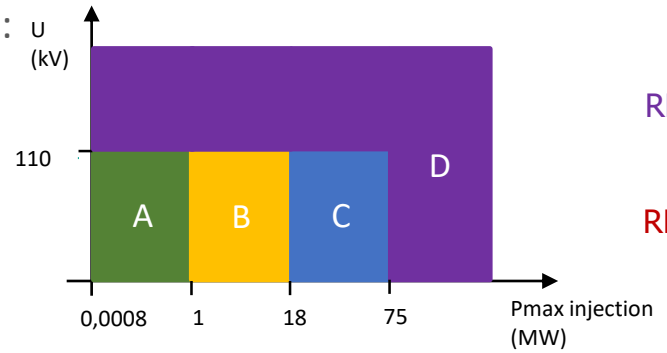
Règlement RfG

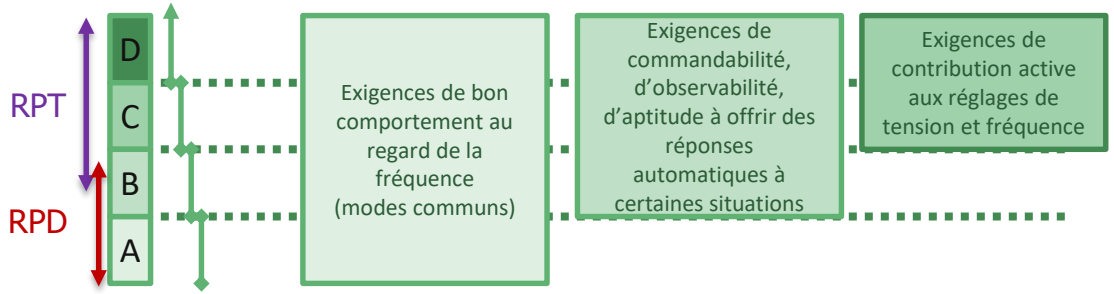
- Les **capacités constructives** sont définies dans le **Code RfG pour les unités de production** (y compris les STEP)
  - Ce code prévoit des **exigences techniques** dites **(i) exhaustives** et **(ii) non exhaustives**

- Les **exigences dites « non exhaustives »** sont précisées en **droit français dans l'arrêté du 9 juin 2020** relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité.
  - Ex : spécifier les paramètres du diagramme P-Q des unités de productions.

- Ces exigences sont ensuite plus précisément définies **dans la DTR** de RTE au sein des **cahiers des charges capacités constructives,** qui distingue les unités de **production synchrone** (§8.3.2), des unités de **production non synchrones** (§8.3.1) et le stockage non synchrone (§8.3.4)

- Les **exigences techniques sont croissantes en fonction de la capacité installée d'un groupe** et de sa **tension de raccordement** de référence :





Nb si tension de raccordement > 110 kV, et Pmax < 18 MW en cas de raccordement dans un GMP ou sur un site mixte l'unité reste en catégorie B
Pour le stockage, l'unité reste en type A, B ou C si la tension de raccordement > 110 kV et Pmax < 50 MW

Code de l'énergie

- Le code de l'énergie (article L.321-11, alinéa 4) prévoit que :

« ***Tout producteur dont les installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met,*** *en application de l'article L. 342-5****, cette capacité à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport****, selon des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires, qui sont élaborées et publiées par le gestionnaire du réseau public de transport.* »

➔ Il existe donc **pour les groupes de production uniquement**, une **obligation de participation au réglage primaire** (via l'AOJ FCR) **voire au réglage secondaire de fréquence** (via l'AOJ aFRR – en relais de fonctionnement par prescription à date) dès lors que des capacités constructives de réglage de fréquence sont exigées.

- Le seuil de participation à la FCR étant de 1 MW et dans la mesure où l'obligation de capacité constructive en réglage de fréquence porte sur :
  - 2,5 % Pmax de l'unité pour la FCR (unité de type C, D)
  - 4,5 % Pmax de l'unité pour l'aFRR (unité de type D raccordées en HTB2 ou HTB3)

➔ **L'obligation d'offrir la puissance correspondante à l'obligation de capacités constructives à l'appel d'offres de FCR ne concerne que les unités de production de plus de 40 MW**

3 Lien avec le processus de raccordement

Maille d’application des capacités constructives

Les exigences de capacités constructives (de réglage de la fréquence) sont issues de la DTR de RTE et s’appliquent :

- A la **personne morale/physique titulaire du contrat d’accès au réseau** (CART) pour la capacité considérée ;

→ **RTE propose d’expliciter la responsabilité du titulaire du CART disposant d’unités soumises à des exigences de capacités constructives (de réglage de la fréquence) à remplir les exigences qui en découlent dans les règles SSYf.**

- A **une maille correspondante à une « unité » d’un point de vue raccordement**, qui peut-être soit une unité de production synchrone, soit une unité de production asynchrone, soit une unité de stockage synchrone ou non synchrone.

→ **Les slides suivantes rappellent la notion d’unité telle que définie dans la DTR, puis la proposition de RTE de déclinaison des capacités constructives d’un point de vue marché**

DTR - Rappels concernant les unités (production ou stockage*) (1/2)

Cas de la production synchrone : *(incluant les moyens de production « conventionnels » thermiques et hydrauliques entre autres, y compris les STEP) :*

- l'unité synchrone est le sous-ensemble constitutif de l'installation appartement à un même producteur et située derrière un même point de raccordement

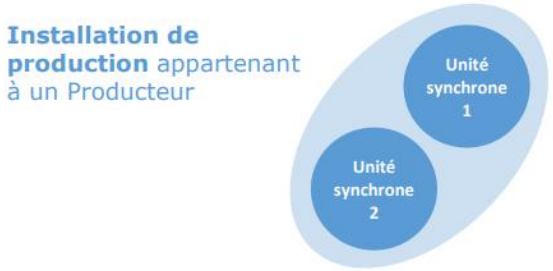


Figure 1: Exemple d'installation de production (Cas de 2 unités de production synchrones appartenant à un producteur)
Installation = U1 + U2 + matériels et équipements exploités par le producteur)

Cas de la production non-synchrone *(incluant les moyens de production type éolien ou solaire)* :

- l'unité non-synchrone regroupe les installations de production de type asynchrone (éolien, PV, etc.) appartenant possiblement à différents producteurs et située derrière un même point de raccordement

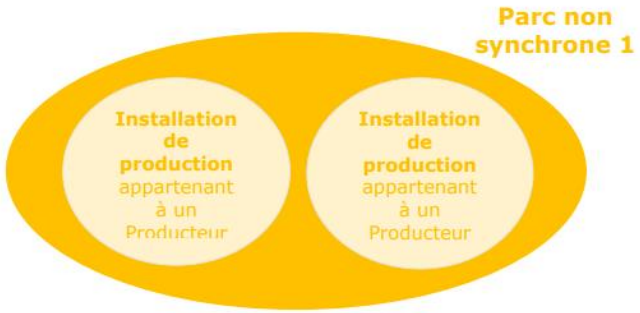
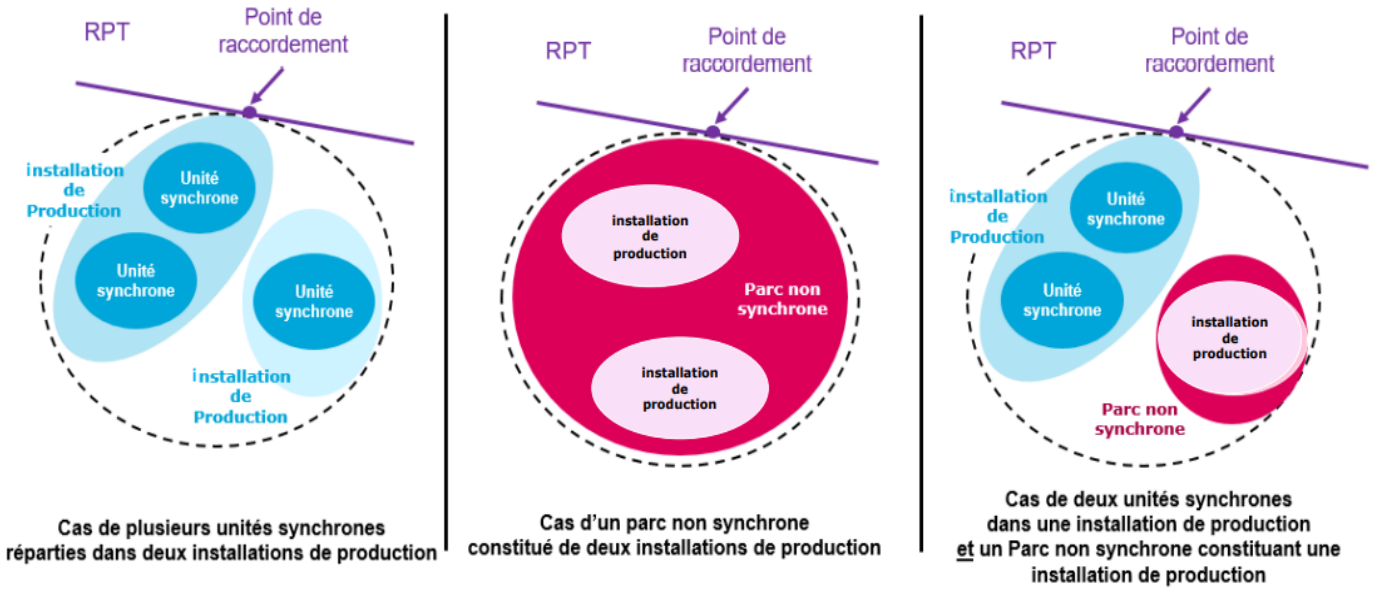


Figure 2 : Exemple d'installations de production (Cas d'une unité de production ***appartenant à plusieurs producteurs)***
Unité (Parc Non Synchrone de générateur) = Installation 1 + Installation 2

** Le stockage n'est pas encore inclus dans l'article 1.1 de la DTR relatif au cadre général du raccordement au RPT mais RTE a présenté en concertation sa proposition d'appliquer la même logique (cf. concertation en cours sur le chapitre 1.2.4 relatif aux règles transitoires pour le raccordement du stockage). Le stockage non synchrone sera dans une unité distincte que l'unité de production non synchrone.*

DTR - Rappels concernant les unités (production ou stockage) (2/2)

- Il est également possible d'avoir, derrière un même point de raccordement une association d'unités synchrones et non-synchrones.
  - Le schéma suivant illustre les cas de figure possibles :



« Installation de production » étant le regroupement de plusieurs installations de production.

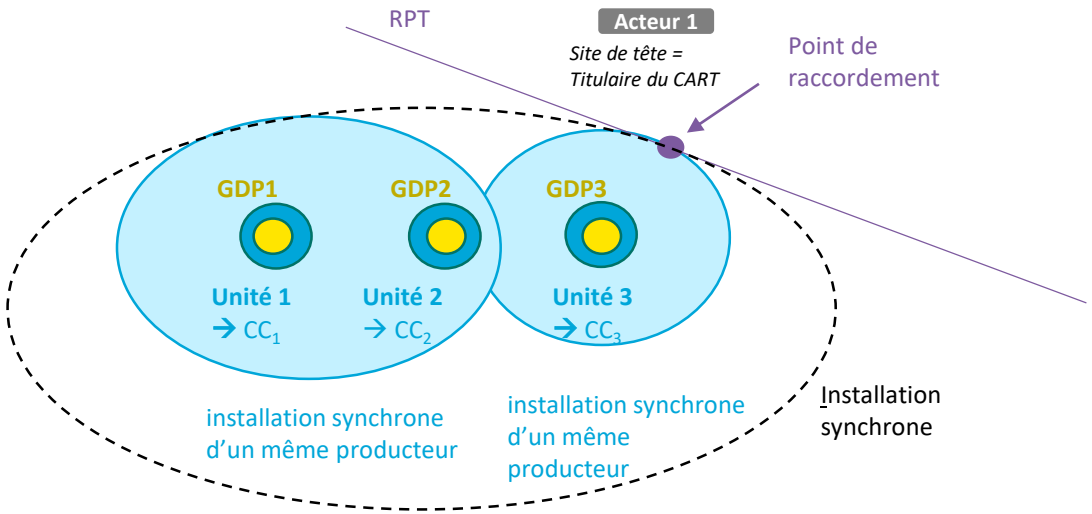
« installation de production » (comprenant une Unité synchrone) appartenant ou exploitée par un Producteur

« installation de production » (intégrée à un Parc non synchrone) appartenant ou exploitée par un Producteur

Application des capacités constructives à la maille Unité

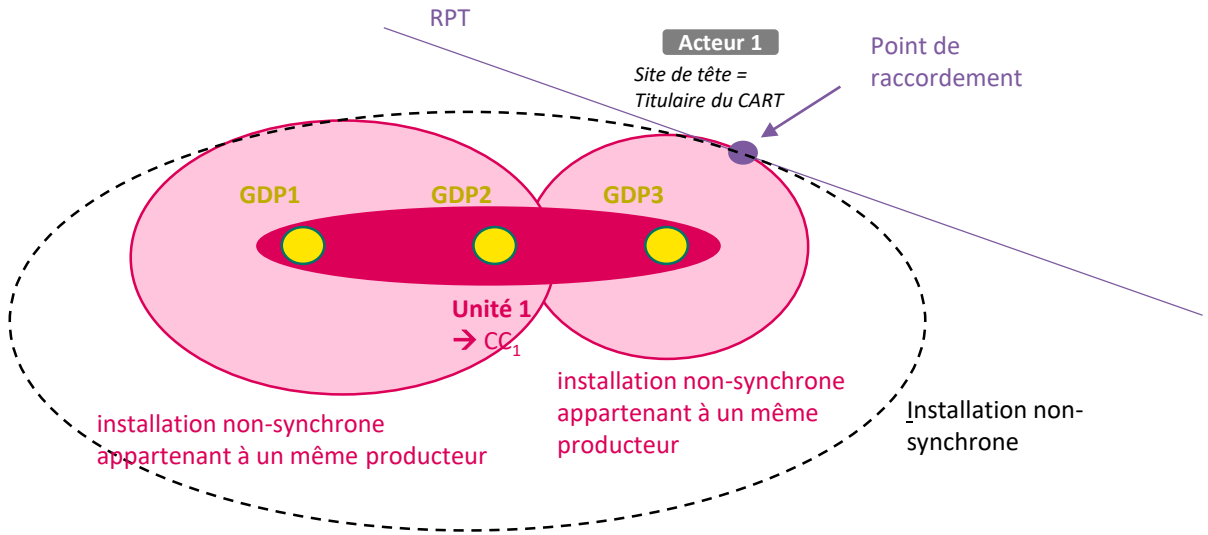
Raccordement

Installation synchrone



- Dans le cas des Installations synchrones, les groupes de production et les unités sont « confondus ».
- Les capacités constructives sont rattachées d'un point de vue raccordement aux unités, qui sont dans le cas du synchrones « homogènes » aux groupes de production

Installation non-synchrone

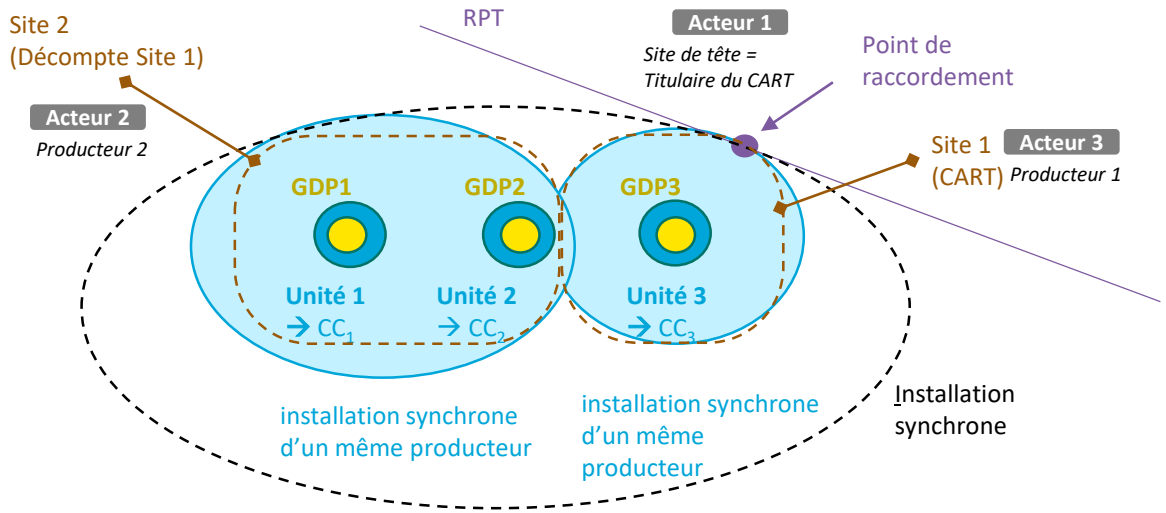


- Dans le cas des Installations non-synchrones, les groupes de production sont « compris » dans les unités
- Les capacités constructives sont rattachées d'un point de vue raccordement aux unités, qui sont dans le cas du non-synchrones « non-homogènes » aux groupes de production : l'ensemble des groupes de production de l'unité sont globalement soumis à une exigence de capacité constructive

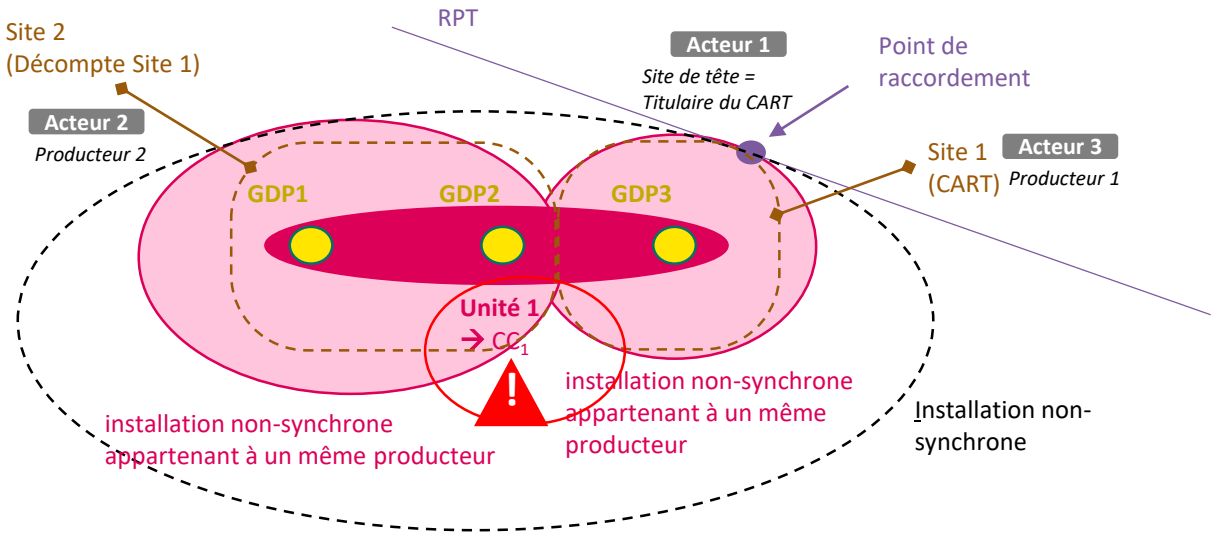
Déclinaison d'un point de vue marché – Notion de Site

Raccordement

Installation synchrone



Installation non-synchrone



➔ **Les unités synchrones (et GDP sous-jacents) d'un même site doivent appartenir à la même et unique EDR**

➔ **Tous les sites (et GDP sous-jacents) associés à une même unité non synchrone doivent appartenir à la même EDR.**

➔ **/!\En conséquence, les sites devront avoir le même RR/RP**

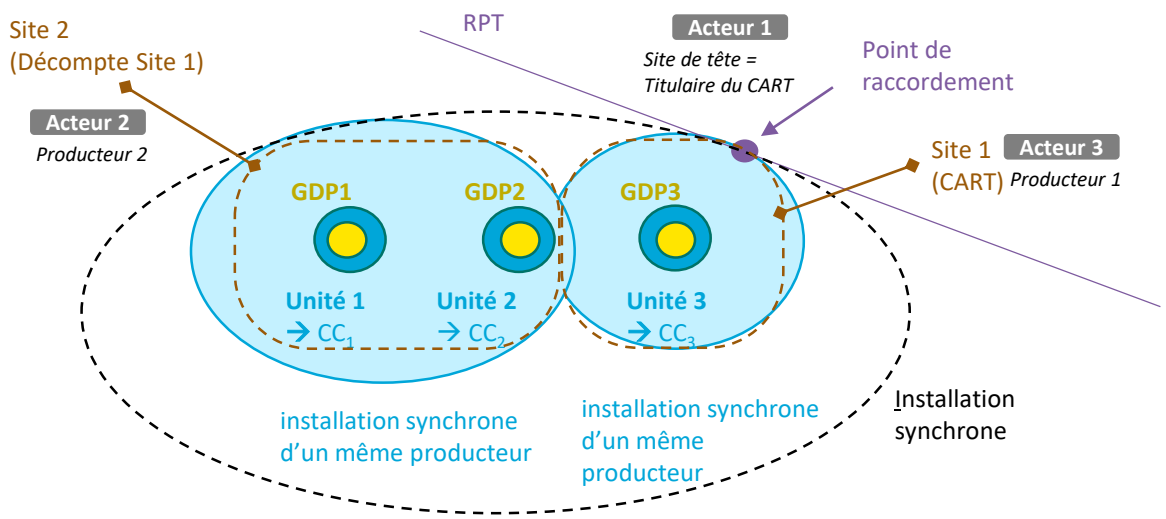
NB : dans le cas d'unités non soumises à des obligations de capacité constructives → pas de contraintes

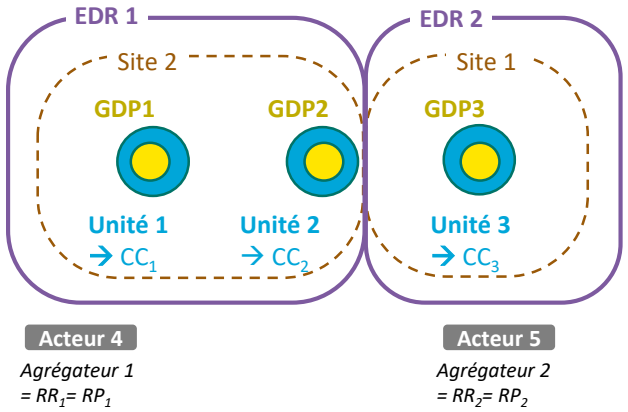
Déclinaison d'un point de vue marché – Notion d'EDR

Raccordement

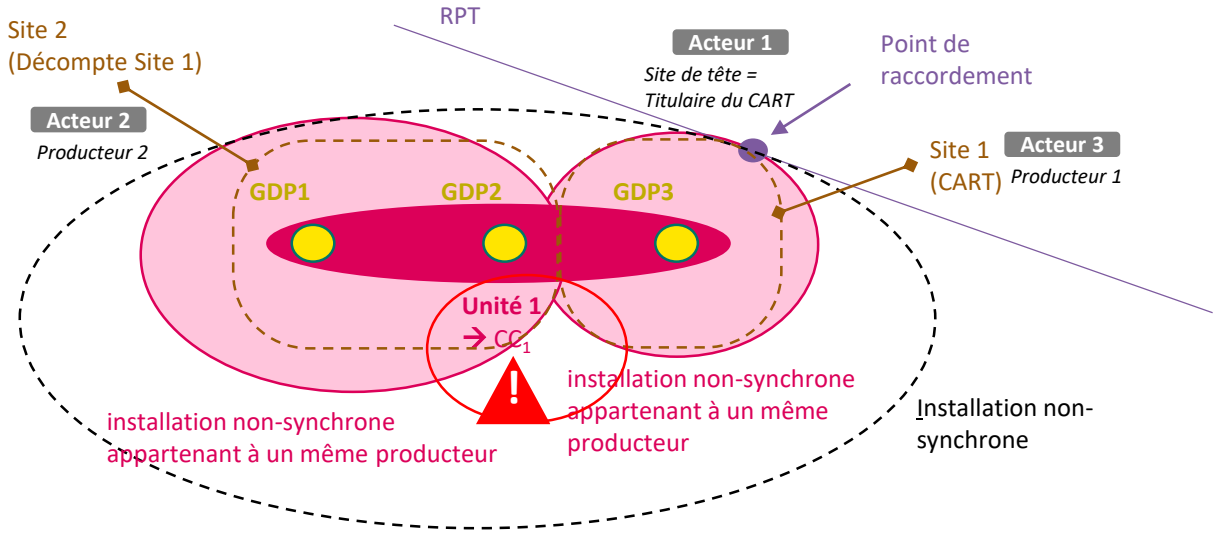
Marché

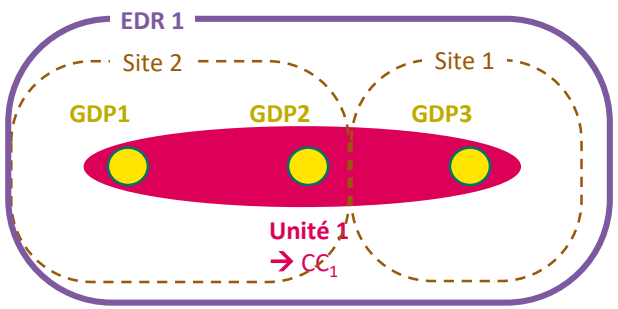
Installation synchrone





Installation non-synchrone





4 Cas de délégation de responsabilité liée aux CC

Annexe 18

- Comme vu dans la partie précédente, le **titulaire du CART** disposant d'unités soumises à des exigences de capacités constructives (de réglage de la fréquence) **est responsable des exigences** qui en découlent dans les règles SSYf.
  - En particulier, **il est attendu que celui-ci signe un accord de participation aux Règles SSYf**

- RTE considère qu'il est important de **laisser la possibilité au titulaire du CART de déléguer sa responsabilité** en lien avec les capacités constructives pour l'accès au marché

➔ **RTE propose donc une nouvelle annexe dans les règles SSYf (annexe 18) permettant de signer un accord entre un titulaire du CART et un responsable de réserve en vue du rattachement d'une ou plusieurs Unités disposant de Capacités Constructives de Réglage de la Fréquence au Périmètre de Réserve de ce Responsable de Réserve.**

- **Remarques complémentaires :**
  - *Cette nouvelle annexe ne dégage pas le titulaire du CART de sa responsabilité liée aux exigences de capacités constructives : en cas de dénonciation par le responsable de réserve ou par le titulaire du CART de l'accord, ce dernier redevient automatiquement le responsable direct d'un point de vue des règles SSYf du respect des exigences liées aux capacités constructives.*
  - *En particulier, lorsqu'un accord vient à être dénoncé, le titulaire du CART doit immédiatement signer un nouvel accord avec un autre responsable de réserve, ou bien devenir responsable de réserve (au titre de l'article 3.2.1 des règles SSYf en signant un accord de participation aux règles SSYf).*

5 Impact sur le processus de certification pour les SSYf

Certification d'une EDR composée uniquement d'unités soumises à des CC

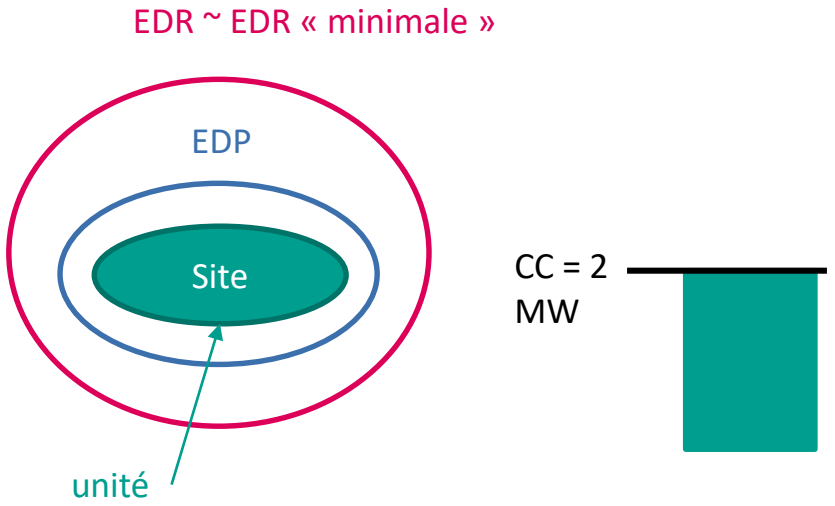
A l'issue du processus de raccordement :

- un **procès-verbal de raccordement « étape 3 »** est établi
- Le titulaire du CART doit **signer un accord de participation aux règles SSYf** (sauf s'il a délégué sa responsabilité)
- une **EDR comprenant l'unité** ayant fait l'objet du processus de raccordement **est automatiquement ajoutée au périmètre de réserve** du responsable de réserve

➔ **Les entités de réserve constituées d'une unité soumise à des exigences de capacités constructives de réglage de la fréquence soient certifiées à des valeurs notées « capacités constructives », détaillées dans l'annexe 4 des règles SSYf, à l'issue du processus de raccordement et après la formalisation du « procès-verbal de raccordement étape 3 »**

*NB : Cette entité de réserve peut être considérée comme une **EDR « minimale »**, car composée d'une unique unité (ou de plusieurs unités de production synchrone si elles sont associées à un même site) soumise à des exigences de capacités constructives de réglage de la fréquence*

Exemple



Certification « marché » d'une EDR– Possibilités d'agrégation

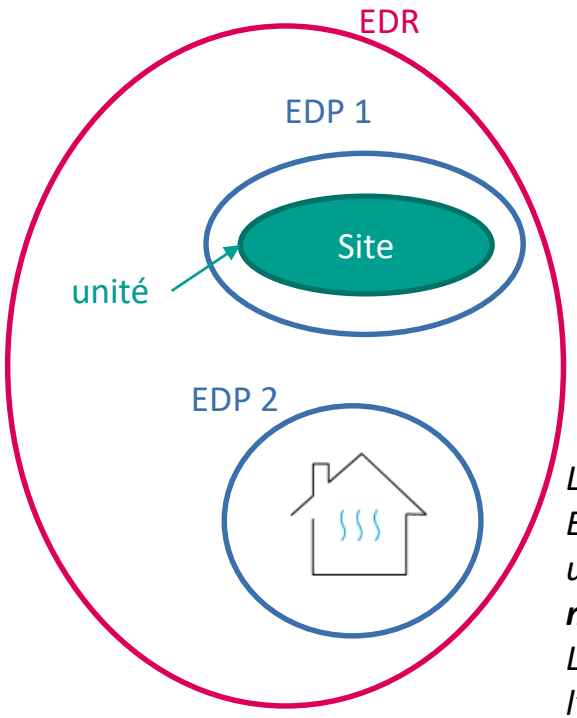
Les modalités présentées précédemment permettent à RTE de lever la contrainte d'agrégation pour les sites ayant des obligations de capacité constructive de réglage de fréquence

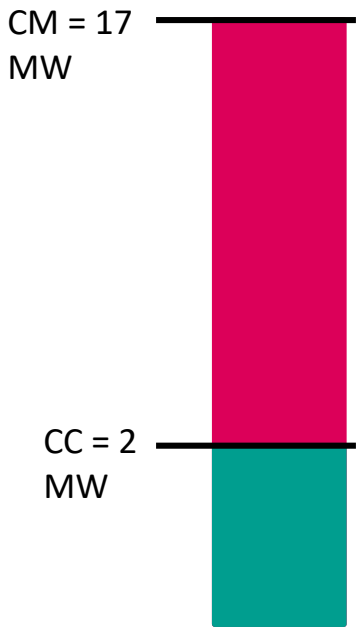
Ces modalités seront applicables dès lors que les possibilités d'agrégations seront ouvertes par les Règles SSYf (Date G)

- Un responsable de réserve peut faire une demande de certification pour une **EDR composée de sites**, quelle que soit sa composition :
  - Les caractéristiques demandées par le responsable de réserve pour l'EDR devront être **démontrées en accord avec les tests et éléments demandés par les annexes 15 et/ou 16 des règles SSYf.**
  - A l'issue du processus de certification demandé par le responsable de réserve, et en cas d'accord favorable de RTE, **un procès-verbal de certification marché** est établi.

➔ **Ce procès-verbal permet de définir les valeurs de « capacité marché » certifiées pour l'EDR. Ces valeurs de certification sont décrites dans l'annexe 4 des règles SSYf.**

Exemple





*Le RR **peut ajouter un autre site** (et EDP) dans l'EDR et la faire certifier à une **nouvelle valeur de capacité marché**.*
*La **capacité constructive** liée à l'unité incluse dans l'EDR ne change pas*

Certification « marché » d'une EDR - précisions

- Si le responsable de réserve ne fait pas de demande explicite de certification pour des valeurs de capacité marché supérieures aux capacités constructives pour une EDR « minimale », celle-ci obtiendra automatiquement une certification marché avec des valeurs de capacité marché strictement égales aux valeurs de capacité constructives ;
- Un responsable de réserve peut :
  - demander une certification marché pour une EDR « minimale » constituée d'une unique unité soumise à des obligations de capacités constructives de réglage de la fréquence supérieure aux valeurs de capacité constructives. Dans ce cas, le processus classique de certification (via les annexes 15/16) s'applique ;
  - (d'après les dispositions transitoires permettant les EDR « mixtes ») demander une certification marché pour une EDR composée d'unité(s) soumise(s) à des obligations de capacités constructives et de sites. Dans ce cas :
    - les valeurs de capacité marché de l'EDR seront strictement supérieures à la somme des capacités constructives de/des EDR minimale(s) ayant fait l'objet d'un procès-verbal de raccordement étape 3, et ;
    - les valeurs de capacité constructive de l'EDR seront égales à la somme capacités constructives de/des EDR minimale(s) ayant fait l'objet d'un procès-verbal de raccordement étape 3 ;
- D'un point de vue opérationnel :
  - lors d'une demande de certification marché d'une EDR, les résultats de tests/essais des unités soumises à des exigences de capacité constructives la composant pourront, le cas échéant, être utilisés dans le cadre des essais de certification marché ;
  - le cas échéant, il est envisageable de mutualiser les tests/essais de certification de capacité constructive et de capacité marché d'un point de vue opérationnel en réalisant les essais à hauteur de la capacité marché.

7 Mise à disposition des capacités constructives

Mise à disposition aux AO de réserve primaire et secondaire

- Une **unité de production** soumise à des obligations de capacités constructives doit, selon le code de l'énergie, les mettre à disposition de RTE
- Une **unité de stockage** soumise à des obligations de capacités constructives doit, d'après la proposition de RTE (voir slides suivantes), les mettre à disposition de RTE

Réserve primaire (FCR)

- Dans le cas de de la réserve primaire, la mise à disposition des capacités constructives ne peut se faire que par **l'appel d'offres journalier FCR**.

➔ **Une EDR ayant des valeurs non-nulles de capacité constructives de réglage de la fréquence de réserve primaire identifiées en annexe 4 les mette à disposition à l'appel d'offres FCR (conformément à la limite de 1 MW minimum en vigueur sur la plateforme d'échange européenne).**

Réserve secondaire (aFRR)

- Dans le cas de de la réserve secondaire, la mise à disposition des capacités constructives se fait :
  - **A la cible via l'appel d'offres journalier de capacité aFRR** ;
  - Actuellement, en période de **« relais de fonctionnement »** de l'appel d'offres journalier de capacité aFRR **par prescription**.

➔ **Une EDR ayant des valeurs non-nulles de capacité constructives de réglage de la fréquence de réserve secondaire identifiées en annexe 4 les mette à disposition à l'appel d'offres aFRR (conformément à la limite de 1 MW minimum en vigueur sur la plateforme RACOON).**

➔ **En période de relais de fonctionnement, ces capacités sont utilisées dans le cadre de la prescription.**

Proposition de déclinaison au stockage

- **Le code RfG et l'arrêté du 9 juin 2020 ne sont pour le moment pas applicables au stockage :**
  - Au niveau législatif et réglementaire, il n'existe donc pas d'exigences techniques imposées au stockage

- Néanmoins, en 2019 et 2020, un groupe d'experts de l'ENTSO-E (EG Storage, auquel RTE a contribué) a réfléchi aux exigences techniques qui pourraient être demandées aux unités de stockage :
  - Les préconisations de l'EG Storage ont été publiées à l'été 2020
  - Ces travaux servent de base à la mise à jour des codes réseaux impactés (RfG, HVDC et DCC). L'horizon de mise à jour de ces codes est fixée à 2024.

- Dans l'attente d'une mise à jour de la réglementation et sur la base des préconisations de l'EG Storage, **RTE a (globalement) proposé d'étendre les exigences du code RfG aux unités de stockage** (si l'unité de stockage est susceptible d'injecter) **:**
  - La concertation a eu lieu entre sur 2020 et sur le S1 2021 (consultation lancée en janvier 2021)
  - ➔ Publication en août 2021 dans la DTR du **cahier des charges capacités constructives applicable au stockage non synchrone**

- **Légalement, le stockage n'est aujourd'hui pas concerné non plus par l'obligation d'offrir ses capacités constructives de réglage de fréquence aux appels d'offres SSYf** (et dans l'attente du retour de l'AO aFRR, il n'est pas soumis à la prescription)

➔ **Cela étant dit, par égalité de traitement et dans l'attente d'évolution de la règlementation, RTE propose dans ses règles d'appliquer un traitement similaire à celui appliqué à la production**

III AO Flexibilités expérimentaux

Sommaire

1. **Actualités**
2. **Faisabilité technique et espace économique sur les zones l'AO flexibilités**
   - Zone de Sétier
   - Zone de Perquie
3. **Participation aux SSYf dans le cadre de l'AO flexibilités : horodatage sur la zone de Perquie**
4. **Précisions pour le lancement de l'AO flexibilités**
   - Cahier des charges
   - Retours sur le contrat
   - Aspects tarifaires

1 Actualités

Actualités

- RTE a reçu 19 candidatures à l'avis de marché
  - Suite à l'examen des offres, les 19 candidats sont aptes à participer aux AO flexibilités
  - Les aptitudes ont été communiquées le 08/03 sur la plateforme BravoSolutions

2 Faisabilité technique et espace économique sur les zones de l'AO flexibilités

Zone de Sétier

Cohérence entre volumes d'engagement et dimensionnement de la batterie

RTE souhaite s'assurer que les candidats proposent **des volumes d'engagement qui soient cohérents** (c.à.d. inférieurs ou égaux) **avec les volumes qu'une batterie ayant les mêmes caractéristiques techniques** (Pmax, Stock max) **pourrait réaliser**.

➢ C'est pour cette raison que le **critère de recevabilité** suivant est inscrit dans le cahier des charges :

Le candidat doit proposer, sur la Durée d'Engagement Initiale et les Périodes de Reconduction, des volumes d'engagement inférieurs ou égaux aux ***volumes maximum théoriquement réalisables par une flexibilité présentant les mêmes caractéristiques techniques***

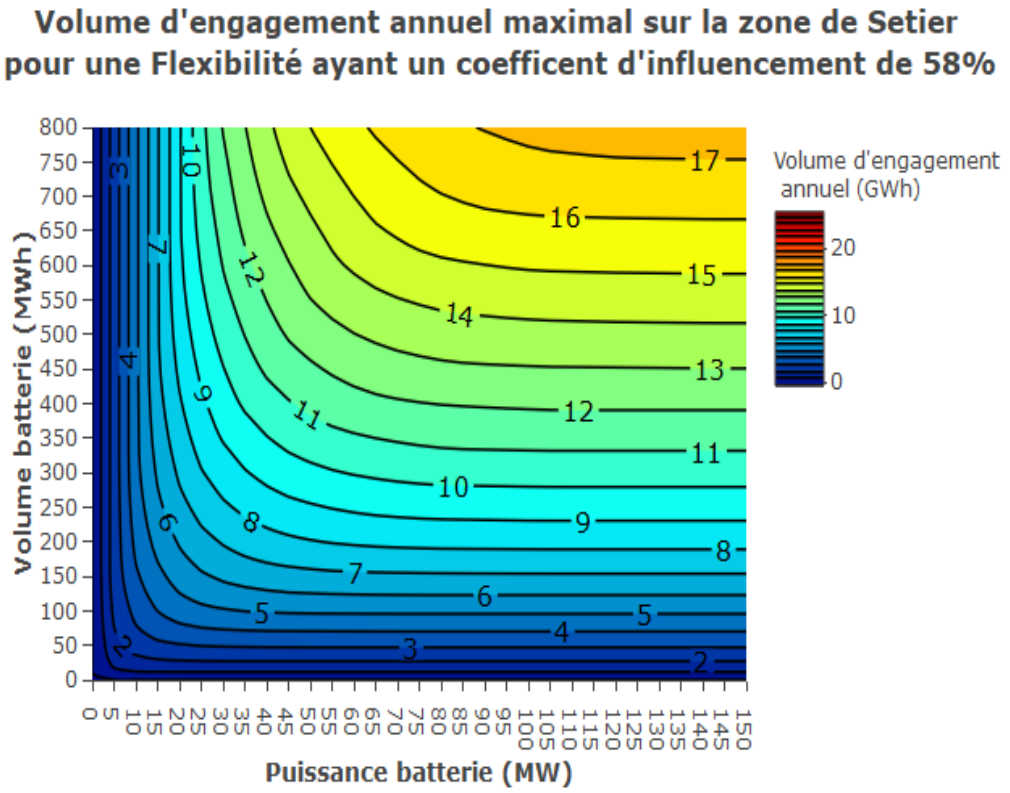
Méthode de calcul des volumes maximum théoriquement réalisables

- Modélisation d'une **batterie entièrement dédiée à la gestion des congestions**
- Son fonctionnement consiste à **stocker et déstocker dès que possible** dans la limite des contraintes techniques (Pmax, stock et marges disponibles à la réinjection).

➢ **Le calcul des volumes maximum théoriquement réalisables pour différents couples de volumes/puissance de batteries permet d'obtenir des abaques qui donnent le volume d'engagement annuel maximal selon le dimensionnement de la batterie**

➢ Ces abaques permettent de vérifier la cohérences des volumes d'engagement proposés par les candidats

➢ L'échelle correspond au volume d'engagement annuel maximum sur l'année ayant les plus gros volumes de dépassements.



Calcul du bilan d'une flexibilité sur Sétier

- Lors du précédent GT stockage, RTE a communiqué une **borne haute du bilan réseau sur Sétier (2 M€).**
- Cette borne haute permet d'estimer, **sous un certain nombre d'hypothèses (batterie gratuite, coût de l'ENE bas)**, le **service minimal** que doit rendre la flexibilité **pour espérer être compétitive** face à la solution réseau.
- Ce raisonnement appliqué à Setier donne un volume minimal d'engagement pour la flexibilité de **14 GWh/an**, ce qui revient à **gérer 70% des dépassements**.

Voici le raisonnement:

$$Bilan_{Flexibilité} \leq Bilan_{Réseau} < 2M€$$

$$\sum_{t=1}^{10} \alpha_t \times \frac{\text{Rému}_{\text{fixe}}(t) + \text{Rému}_{\text{variable}}(t) + \text{Volume}_{\text{ENE résid flex}}(t) \times \text{Coût}_{\text{ENE}}(t)}{(1+4.5\%)^t} < 2\text{M€}$$

Supposons la batterie « gratuite », c'est-à-dire $Rému_{fixe}(t) = 0$ et $Rému_{variable}(t) = 0$ alors :

$$\sum_{t=1}^{10} \alpha_t \times \frac{Volume_{ENE\ résid\ flex}(t) \times Coût_{ENE}(t)}{(1+4.5\%)^t} < 2M€$$

Supposons un Volume d'Engagement annuel fixe (constant sur les 10 ans), un coefficient d'influencement de la flexibilité de 58% et un coefficient d'influencement des parcs de 54%:

$$\frac{V_{dépassement\ init} - 0{,}58 \times VE}{0{,}54} \times \sum_{t=1}^{10} \alpha_t \times \frac{Coût_{ENE}(t)}{(1+4.5\%)^t} < 2M€$$

$$VE > \frac{1}{0{,}58} \times \left(V_{dépassement\ init} - \frac{2M€}{\sum_{t=1}^{10} \alpha_t \times \frac{Coût_{ENE}(t)}{(1+4.5\%)^t}} \times 0{,}54 \right) \approx 14GWh/an$$



Ce **volume minimum n'est pas une condition suffisante** pour plusieurs raisons:

- Une borne haute du bilan réseau est utilisée
- Une borne basse de l'ENE est utilisée (60€/MWh)
- La batterie est supposée « gratuite »

Une **modification de ces hypothèses modifiera à la hausse le volume minimal à réaliser**.

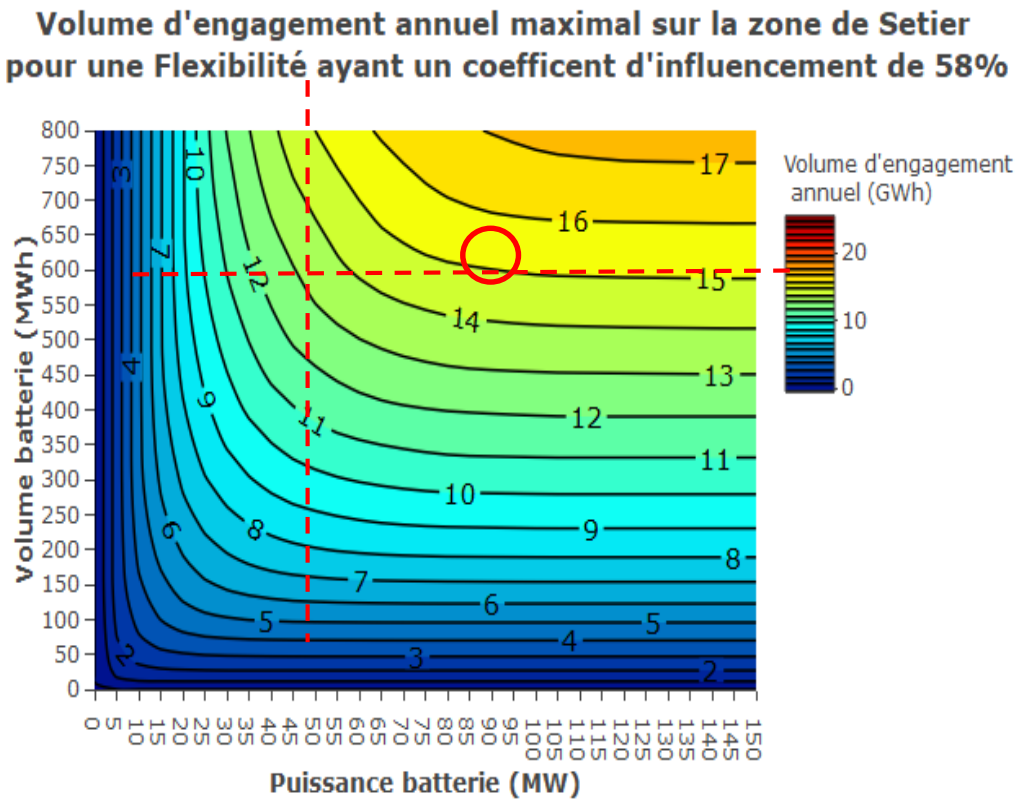
Ordre de grandeur sur les dimensions minimales d'une batterie à Setier

Constat :

- Avec les hypothèses mentionnées précédemment, **un volume minimal d'engagement de 14GWh/an** est nécessaire pour espérer être compétitif avec la solution réseau.
- Les abaques, destinées à vérifier la cohérence des offres, permettent aussi de donner un ordre de grandeur sur les dimensions attendues de la batterie.
  - **Avec un volume d'engagement de 14 GWh, la batterie doit a minima avoir une puissance de 45 MW et un stock de 500 MWh.**
  - Ces deux conditions sont nécessaires mais pas suffisantes : avec une puissance de 45 MW, il faut un stock de 800 MWh pour être en mesure de s'engager sur 14GWh/an.

Conclusions:

- Ce dimensionnement minimal nous semble **en-dehors des standards de marché.**
- **Ce constat est-il partagé par les acteurs ?**



2 Faisabilité technique et espace économique sur les zones de l'AO flexibilités

Zone de Perquie

Bilan réseau sur la zone de Perquie

- Comme cela a été fait pour la zone de Sétier lors du dernier GT stockage, RTE souhaite communiquer sur la borne haute du bilan réseau sur la zone de Perquie
- Cette borne haute du coût de la solution réseau prend en compte des hypothèses maximisantes :
  - Une solution de flexibilité (rémunération de l'acteur + coût de l'ENE résiduelle) supérieure à cette borne serait donc non compétitive.
  - En deçà de cette borne, la compétitivité est possible, sans être garantie.
- **Sur Perquie, la borne haute est de 11,0 M€ sur 10 ans.**

Calcul du bilan d'une flexibilité sur Perquie

- La borne haute du bilan réseau permet d'estimer, **sous un certain nombre d'hypothèses (batterie gratuite, coût de l'ENE bas)**, le **service minimal** que doit rendre la flexibilité **pour espérer être compétitive** face à la solution réseau.
- Ce raisonnement appliqué à Perquie, avec une borne haute à 11 M€ donne un volume minimal d'engagement pour la flexibilité de **3,3 GWh/an,** ce qui revient à **gérer 10% des dépassements**.

Voici le raisonnement:

$$Bilan_{Flexibilité} \leq Bilan_{Réseau} < 11\ M€$$

$$\sum_{t=1}^{10} \alpha_t \times \frac{\text{Rému}_{\text{fixe}}(t) + \text{Rému}_{\text{variable}}(t) + \text{Volume}_{\text{ENE résid flex}}(t) \times \text{Coût}_{\text{ENE}}(t)}{(1+4.5\%)^t} < 11\text{M€}$$

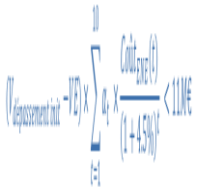
Supposons la batterie « gratuite », c'est-à-dire $Rému_{fixe}(t) = 0$ *et* $Rému_{variable}(t) = 0$ alors :

$$\sum_{t=1}^{10} \alpha_t \times \frac{Volume_{ENE\ résid\ flex}(t) \times Coût_{ENE}(t)}{(1+4.5\%)^t} < 11M€$$

Supposons un Volume d'Engagement annuel fixe (constant sur les 10 ans) et un coefficient d'influencement de la flexibilité et des parcs de 100% :

$$(V_{dépassement\ init} - VE) \times \sum_{t=1}^{10} \alpha_t \times \frac{Coût_{ENE}(t)}{(1+4.5\%)^t} < 11M€$$

$$VE > \left(V_{dépassement\ init} - \frac{11M€}{\sum_{t=1}^{10} \alpha_t \times \frac{Coût_{ENE}(t)}{(1+4.5\%)^t}} \right) \approx 3{,}3\ GWh/an$$



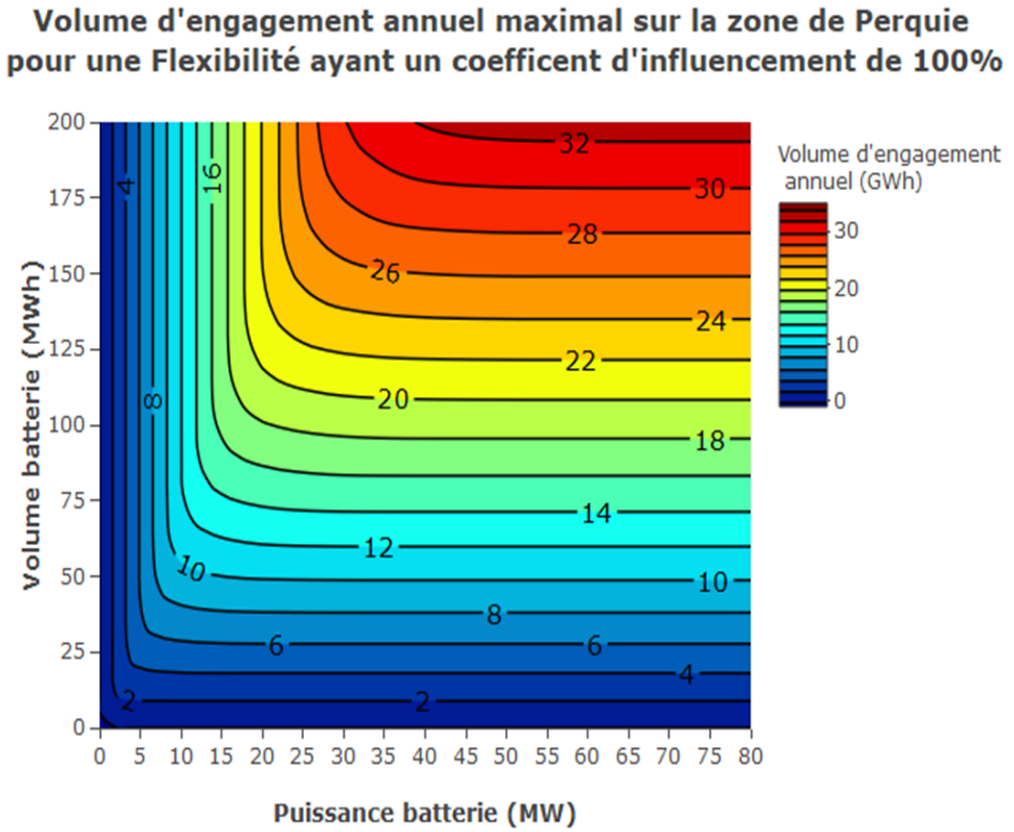
Ce **volume minimum n'est pas une condition suffisante** pour plusieurs raisons:

- Une borne haute du bilan réseau est utilisée.
- Une borne basse de l'ENE est utilisée (70€/MWh).
- La batterie est supposée « gratuite ».

Une **modification de ces hypothèses modifiera à la hausse le volume minimal à réaliser**.

Ordre de grandeur sur les dimensions minimales d'une batterie à Perquie

- Avec les mêmes principes de calcul pour les volumes maximum théoriquement réalisables que ceux mentionnés précédemment, on obtient les abaques pour la zone de Perquie.
- Avec les hypothèses mentionnées précédemment, **un volume minimal d'engagement de 3 GWh/an** est nécessaire pour espérer être compétitif avec la solution réseau.
- Les abaques, destinées à vérifier la cohérence des offres, permettent aussi de donner un ordre de grandeur sur les dimensions attendues de la batterie.
  - **Avec un volume d'engagement de 3 GWh, la batterie doit a minima avoir une puissance de 5 MW et un stock de 15 MWh.**



3 Participation aux SSYf dans le cadre de l'AO flexibilités

Horodatage sur la zone de Perquie

Limitations liées à l'ORO pour un raccordement sur la zone de Perquie

Rappel sur l'articulation entre ORO et participation aux SSYf (rappelé lors du GT du 31 Janvier 2022)

- Dans le cas de limitations identifiées uniquement en N-1 (limitation curatives), la participation aux SSYf n'est pas restreinte
- Dans le cas de limitations identifiées en N (limitations préventives), la participation aux SSYf est possible à hauteur de la limitation définie par l'ORO (dépend de la profondeur de contrainte en injection ou en soutirage)

➔ C'est le cas de Perquie où la limitation d'un ORO serait à 0 MW

Pour la zone de Perquie, RTE a proposé d'expérimenter une participation horodaté aux SSYf

Principes sur les valeurs de limitation de la programmation liées à l'ORO :

- Définies selon des créneaux de 4h et par période d'engagement (été / hiver)
- **Un engagement minimal :** RTE s'engage sur ces valeurs minimales dès l'appel d'offre sur toute la durée du contrat
- **Des données indicatives sur deux scénarios :**
  - Concrétisation et mise en service des capacités réservées non affectées dans le cadre du S3REnR (CRNA) avec des projets 100% PV
  - Concrétisation et mise en service de la File d'Attente (pas de CRNA)
- Elles seront **actualisées au moment du démarrage du contrat et resteront valables tant qu'il n'y a pas d'évolution de la production et de la consommation dans la zone**
- Elles **tiendront ainsi compte de la réalisation de la file d'attente à court terme** (permettra éventuellement des marges supplémentaires)

Limitations liées à l'ORO pour un raccordement sur la zone de Perquie

Poste de Perquie



Hiver

Scénario	Puissance garantie en SSYf	Créneau 20h-0h	Créneau 0h-4h	Créneau 4h-8h	Créneau 8h-12h	Créneau 12h-16h	Créneau 16h-20h
Engagement minimal de RTE							
Horizon S3REnR 2030 CRNA 100% Eolien	Au soutirage	30 MW					
	A l'injection	**10 MW**			**0 MW**		
Données indicatives: 100% PV							
Horizon S3REnR 2030 CRNA 100% PV	Au soutirage	30 MW					
	A l'injection	**65 MW**	**65 MW**	**65 MW**	**0 MW**		
Données indicatives: vision à date							
Horizon ES+FA (vision de 2021)	Au soutirage	30 MW					
	A l'injection	**65 MW**	**65 MW**	**65 MW**	**0 MW**		

Poste de Perquie



Eté

Scénario	Puissance garantie en SSYf	Créneau 20h-0h	Créneau 0h-4h	Créneau 4h-8h	Créneau 8h-12h	Créneau 12h-16h	Créneau 16h-20h
Engagement minimal de RTE							
Horizon S3REnR 2030 CRNA 100% Eolien	Au soutirage	30 MW					
	A l'injection	**10 MW**			**0 MW**		
Données indicatives: 100% PV							
Horizon S3REnR 2030 CRNA 100% PV	Au soutirage	30 MW					
	A l'injection	**50 MW**	**60 MW**	**50 MW**	**0 MW**		
Données indicatives: vision à date							
Horizon ES+FA (vision de 2021)	Au soutirage	30 MW					
	A l'injection	**55 MW**	**60 MW**	**55 MW**	**0 MW**		

Limitations liées à l'ORO pour un raccordement sur la zone de Perquie

Poste de Barbotan



Hiver

Scénario	Puissance garantie en SSYf	Créneau 20h-0h	Créneau 0h-4h	Créneau 4h-8h	Créneau 8h-12h	Créneau 12h-16h	Créneau 16h-20h
Engagement minimal de RTE							
Horizon S3REnR 2030 CRNA 100% Eolien	Au soutirage	30 MW					
	A l'injection	**10 MW**			**0 MW**		
Données indicatives: 100% PV							
Horizon S3REnR 2030 CRNA 100% PV	Au soutirage	30 MW					
	A l'injection	**60 MW**	**60 MW**	**60 MW**	**0 MW**		
Données indicatives: vision à date							
Horizon ES+FA (vision de 2021)	Au soutirage	30 MW					
	A l'injection	**60 MW**	**60 MW**	**60 MW**	**0 MW**		

Poste de Barbotan



Eté

Scénario	Puissance garantie en SSYf	Créneau 20h-0h	Créneau 0h-4h	Créneau 4h-8h	Créneau 8h-12h	Créneau 12h-16h	Créneau 16h-20h
Engagement minimal de RTE							
Horizon S3REnR 2030 CRNA 100% Eolien	Au soutirage	30 MW					
	A l'injection	**10 MW**			**0 MW**		
Données indicatives: 100% PV							
Horizon S3REnR 2030 CRNA 100% PV	Au soutirage	30 MW					
	A l'injection	**50 MW**	**55 MW**	**50 MW**	**0 MW**		
Données indicatives: vision à date							
Horizon ES+FA (vision de 2021)	Au soutirage	30 MW					
	A l'injection	**50 MW**	**55 MW**	**50 MW**	**0 MW**		

4 Précisions pour le lancement de l'AO flexibilités

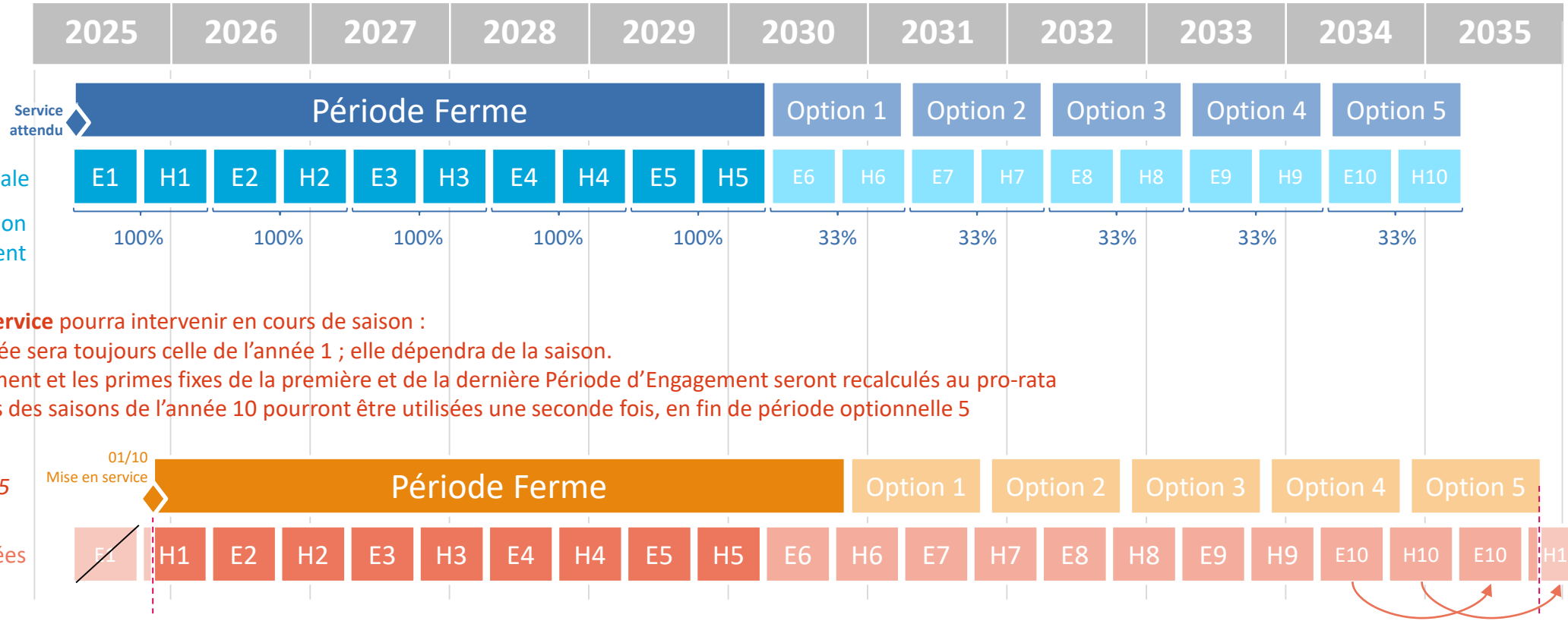
Cahier des charges

Offres commerciales, saison et mise en œuvre

Structure de l'offre commerciale

Période d'engagement	ÉTÉ 1	HIVER 1	ÉTÉ 2	HIVER 2	ÉTÉ 3	HIVER 3	ÉTÉ 4	HIVER 4	ÉTÉ 5	HIVER 5	ÉTÉ 6	HIVER 6	ÉTÉ 7	HIVER 7	ÉTÉ 8	HIVER 8	ÉTÉ 9	HIVER 9	ÉTÉ 10	HIVER 10
Prime fixe (€)																				
Prix variable (€/MWh)																				

La date de démarrage théorique coïncide avec un début de « saison ».
Ex : 01/04/25 pour Sétier



En pratique, la mise en service pourra intervenir en cours de saison :

- La première offre activée sera toujours celle de l'année 1 ; elle dépendra de la saison.
- Les volumes d'engagement et les primes fixes de la première et de la dernière Période d'Engagement seront recalculés au pro-rata
- Si nécessaire, les offres des saisons de l'année 10 pourront être utilisées une seconde fois, en fin de période optionnelle 5

Ex : démarrage le 01/10/25

Calcul du bilan d'une flexibilité

Pour être recevable et interclassée pour l'AO flexibilités, une offre doit vérifier le critère : $\boldsymbol{Bilan_{Flexibilité} < Bilan_{Réseau}}$

Où :

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

Avec :

- $\boldsymbol{\alpha_t}$: le coefficient de pondération associé à l'année t
- $\boldsymbol{Rému_{fixe}(t)}$: la prime fixe de l'année t
- $\boldsymbol{Rému_{variable}(t)}$: la prime variable théoriquement reçue à l'année t (prix d'activation x volume d'engagement)
- $\boldsymbol{Volume_{ENE\ résid\ flex}(t) = \frac{1}{Coeff_{parc}} \times \sum_{saison \in \{été\ ;\ hiver\}} (V_{contrainte\ init\ saison,2030} - VE_{saison,t} \times Coeff_{flex})}$

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

Durée d'Engagement Initiale — Durée de reconduction

où : $\boldsymbol{Coeff_{flex}}$: le coefficient d'influencement de la flexibilité sur l'ouvrage en contrainte (par exemple 58% sur le poste de Setier)

$\boldsymbol{Coeff_{parc}}$: le coefficient d'influencement des parcs écrêtés sur l'ouvrage en contrainte (54% sur la zone de Setier)

$\boldsymbol{V_{contrainte\ init\ saison,2030} = \sum_{s=1}^{11} \beta_s \times dépassement_{saison,s}}$ avec $\boldsymbol{\beta_s}$: la pondération associée au scénario climatique s

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

$\boldsymbol{dépassement_{saison,s}}$: la somme des dépassements horaires de la saison été ou hiver de l'année climatique s

Proposition de supprimer la prise en compte de puissance minimale

- Dans l'annexe technique du contrat type, RTE a initialement demandé aux acteurs de préciser dans leur offre une puissance minimale activable, qui correspond à la **puissance en dessous de laquelle une batterie ne pourrait être appelée**.
- La prise en compte de cette puissance minimale :
  - Complexifie les règles d'activation dans les automates.
  - Aura tendance à augmenter les contraintes restantes avec flexibilité et donc défavorise les flexibilités.
  - N'a pas été particulièrement demandée par les acteurs
- **RTE propose de supprimer la puissance minimale dans la suite de l'AO flexibilités**

4 Précisions pour le lancement de l'AO flexibilités

Retours sur le contrat

Retours sur la consultation du contrat – défaillances et pénalités

- Des acteurs ont demandé à **revenir à une garantie bancaire de 200 k€ et à une partie fixe de 200 k€ dans la formule des pénalités**. Dans le contrat, ces deux montants sont fixés à 300 k€.
  - **Réponse RTE: pas de modification des montants (300 k€).**
  - Explications: Dans un souci de proportionnalité et suite à des retours d'acteurs :
    - Nous avons abaissé les pénalités dans le cas d'une résiliation pendant les périodes de reconduction (pénalités décroissantes alors qu'elles étaient fixes).
    - Nous avons aussi abaissé la « pente » des pénalités afin de réduire le « saut » de pénalités proche de la date de MES.
    - En conséquence, le montant fixe des pénalités et la garantie bancaire ont été augmentés à 300 k€.

- Des acteurs ont demandé la **prise en compte du vieillissement de la batterie dans le calcul de la défaillance**
  - **Réponse RTE: pas de prise en compte explicite du vieillissement de la batterie.** Les volumes d'engagement peuvent être différenciés par année et par saison sur les 10 ans. Les candidats peuvent donc internaliser le vieillissement de leurs actifs dans leurs offres.

- Plusieurs acteurs ont demandé **des précisions sur la notion « d'écarts répétés »** entre l'Ordre d'Activation et la puissance soutirée par le Titulaire
  - **Réponse RTE**: les écarts répétés **peuvent** donner lieu à mise en demeure. Cette dernière n'est pas automatique et sera appréciée à la fois sur le nombre et l'importance des écarts.

4 Précisions pour le lancement de l'AO flexibilités

Aspects tarifaires

Aspects tarifaires de l'AO flexibilités

Le TURPE est applicable, de façon standard

Une installation de stockage qui soutire et injecte sur le réseau est redevable, selon les modalités tarifaires du TURPE 6 actuellement en vigueur :

- de la **composante de soutirage** (quel que soit le niveau de tension de raccordement), composée :
  - d'une **part fixe**,
  - d'une **part relative à la puissance souscrite de soutirage (MW)** et le cas échéant d'un dépassement de puissance souscrite,
  - d'une **part relative à l'énergie soutirée (MWh)** ;
- du **timbre d'injection**, qui n'est facturé qu'aux niveaux de tension HTB2 et HTB3, sur l'énergie injectée uniquement (pas de composante puissance).

Le TURPE s'applique sur les courbes de charge brutes, non corrigées des services rendus au réseau .

Chaque TURPE est adopté par la CRE et RTE n'est pas en mesure d'y prévoir des exceptions.

L'acteur tire sa rémunération du service AO Flex sur le soutirage et de la valorisation de l'injection sur les marchés

- **Au soutirage, l'acteur est rémunéré conformément aux dispositions prévues dans l'AO Flex**. Sa rémunération est composée :
  - d'une **part fixe (en €),**
  - d'une **part variable (en €/MWh)**, en fonction de l'énergie effectivement soutirée en réponse à une activation AO flex .
- **A l'injection, il appartient à l'acteur de valoriser l'électricité sur les marchés .** L'optimisation de la décharge et de la revente de l'électricité sont de la responsabilité de l'acteur. L'acteur devra néanmoins respecter les éventuelles restrictions à l'injection de façon à ne pas créer de nouvelles contraintes sur la zone.

Le réseau de transport d'électricité

Merci !

Contacts :

Stockage

- Louise ORIOL : louise.oriol@rte-france.com

SSYf

- Aurélien PEYRAC : aurelien.peyrac@rte-france.com
- Clara DEBIOL : clara.debiol@rte-france.com

AO Flexibilités

- Claire ROUSSEL : claire.roussel@rte-france.com
- Isaure MANCHON : isaure.manchon@rte-france.com
- rte-ao-flexibilite@rte-france.com

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)