GT Stockage

8 juin 2021

Ordre du jour

1. **Volet Raccordement des actifs de stockage : Présentation du corpus contractuel (60')**

2. **Appels d'offre expérimentaux flexibilités (60')**



1

Raccordement des actifs de stockage

Documentation technique de référence

Rappel des informations fournies lors des précédents GT Stockage

- **Tension de raccordement de référence** : proposition d'application des principes fixés à l'article 128 de l'arrêté du 9 juin 2020

- **Schéma de raccordement** : application des schémas de raccordement définis à l'article 2.2 de la DTR

- **Capacités constructives** : Présentation de la trame de cahier des charges capacités constructives et définition du type d'unité en fonction de la puissance maximale à l'injection de l'unité et de sa tension de raccordement

- **Stockage autonome / annexe** : définition et distinction des capacités constructives applicables

Sommaire

- Champ d’application de la procédure de raccordement
- Modalités de raccordement des sites hybrides
- Offre de Raccordement Optimisée
- Réseau d’évacuation

Une seule procédure applicable à tout raccordement d'une installation de stockage

Afin de répondre à l'ensemble des situations susceptibles d'être rencontrées, la procédure de raccordement élaborée pour les installations de stockage s'applique au raccordement :

- d'une installation de stockage ;
- d'une installation de stockage au sein d'une installation de production;
- d'une installation de stockage au sein d'une installation de consommation.

Cette procédure s'appliquera également aux modifications tendant :

- à l'augmentation de la puissance installée d'une installation de stockage ;
- à l'augmentation de la puissance de raccordement à l'injection et/ou au soutirage d'une installation de stockage.
- à la modification d'une installation de stockage, lorsque cette modification est susceptible de conduire à une modification des flux d'injection ou de soutirage sur le RPT.

Optimisation du raccordement des sites hybrides

Afin d'assurer le raccordement des sites hybrides (EnR + Stockage) dans des conditions économiques favorables pour la collectivité et les demandeurs, il est proposé d'établir une méthode permettant de déterminer les parts du raccordement relevant respectivement de l'installation EnR et de l'installation de stockage.

Situation actuelle :

- Si Pracc (EnR + Stockage) < Pinst EnR, la QP est assise sur la Pracc demandée par l'utilisateur (EnR + Stockage).

- Si Pracc (EnR + stockage) > Pinst EnR, l'instruction de la demande de raccordement est effectuée en deux phases :

    - La partie EnR du site hybride est raccordée en régime S3REnR. La QP est calculée sur la puissance installée de l'installation de production.

    - La partie stockage de l'installation est raccordée en régime de l'extension. La partie stockage n'est pas redevable de la quote-part au titre du S3REnR. Les travaux nécessaires au raccordement de la partie stockage faisant partie du périmètre de l'extension sont facturés au demandeur.

Optimisation du raccordement des sites hybrides

Solution proposée :

Afin de dimensionner un raccordement conformément au fonctionnement des installations du demandeur, il est proposé une solution consistant à ce que, en plus de la puissance de raccordement, l'utilisateur déclare :

- Une puissance propre à l'installation EnR sur laquelle serait assise la quote-part ;
- Une puissance propre à l'installation de stockage, qui conditionnera d'éventuels travaux dans le régime de l'extension.

L'utilisateur s'engage à ne pas dépasser ces valeurs.

En cas de non-respect des valeurs déclarées, RTE pourra demander l'installation par le client d'un dispositif de bridage limitant la puissance injectée par l'installation de production EnR.

Les modalités de mise en œuvre de cette solution devront être précisées et déclinées dans le CART notamment les modalités de détermination de chacune de ces puissances.

L'Offre de Raccordement Optimisée : une opportunité de bénéficier d'un raccordement à moindre coût

Constat :

Les installations de stockage sont susceptibles de faire apparaître des contraintes sur le réseau en injection et/ou en soutirage, en régime normal (N) et/ou en régime dégradé (N-1).

Situation actuelle :

Le demandeur du raccordement supporte les coûts de développements de réseau nécessaires à la résorption des contraintes créées et/ou aggravées dans le périmètre d'extension de l'installation dans les conditions fixées par le code de l'énergie.

Les travaux identifiés dans les offres de raccordement permettent de lever les contraintes en N et en N-1 induites par l'installation dans son périmètre d'extension (des limitations curatives en N-1 sont toutefois d'ores et déjà acceptables pour les installations de production).

La contribution à la charge du demandeur dans la PTF peut, selon la situation du réseau, être incompatible avec l'équilibre financier du projet de stockage et remettre en cause sa réalisation.

L'Offre de Raccordement Optimisée : une opportunité de bénéficier d'un raccordement à moindre coût

Solution proposée :

L'Offre de Raccordement Optimisée consiste à proposer, une solution de raccordement nécessitant la mise en œuvre de limitations à l'injection et/ou au soutirage, curatives et/ou préventives, **en contrepartie des économies réalisées sur les coûts de raccordement**.

L'offre de raccordement donne une **estimation** des limitations à l'injection et/ou au soutirage préventives et/ou curatives induites par l'Offre de Raccordement Optimisée.

	Soutirage	Injection
Régime normal (N)	Limitations préventives	Limitations préventives
Régime dégradé (N-1)	Limitations préventives ou curatives	Limitations préventives ou curatives

L'Offre de Raccordement Optimisée : une opportunité de bénéficier d'un raccordement à moindre coût

Evaluation des limitations de type curatif :

La limitation intervient en cas de contraintes sur l'un des ouvrages perturbants identifiés dans l'Offre de Raccordement Optimisée. Ces ouvrages appartiennent nécessairement au périmètre d'extension de l'installation (à défaut les limitations ouvrent droit à indemnisation).

La PTF puis la Convention de raccordement précisent :

- Les ouvrages perturbants, dont la défaillance peut induire des contraintes nécessitant de limiter l'Installation ;
- A titre informatif, les taux de défaillance des ouvrages perturbants et leur durée moyenne d'indisponibilité ;
- La profondeur des limitations à l'injection et au soutirage.

Le coût des automates et voies de transmission afférentes est à la charge du demandeur.

L'Offre de Raccordement Optimisée : une opportunité de bénéficier d'un raccordement à moindre coût

Evaluation des limitations de type préventif :

Ce type de limitations intervient notamment quand aucun schéma ne garantit l'exploitation sûre du système.

Les Conditions Particulières précisent :

- À titre informatif, la durée estimée des limitations préventives en distinguant différents régimes climatiques d'exploitation du réseau ;
- La profondeur des limitations à l'injection et au soutirage ;
- Les ouvrages perturbants, dont la défaillance peut induire des contraintes, et qui sont à l'origine des mesures préventives de limitation.

L'installation d'un automate local pourra être envisagée si elle permet de convertir des limitations préventives en risque de limitations curatives.

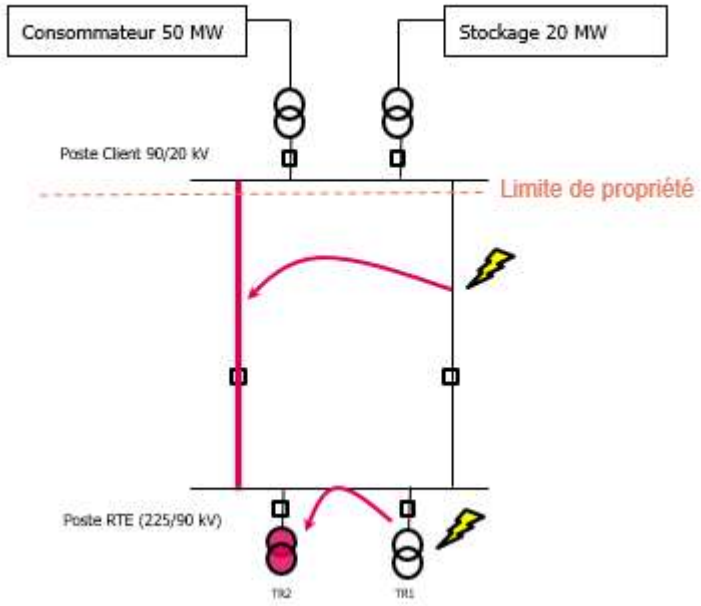
L'Offre de Raccordement Optimisée : une opportunité bénéficier d'une offre de raccordement à moindre coût

Exemple d'Offre de raccordement optimisée :

La perte de l'une des liaisons de raccordement ou de l'un des transformateurs génère des contraintes au soutirage.

L'Offre de raccordement de référence nécessite le remplacement des liaisons de raccordement 90 kV et l'ajout d'un transformateur 225/90 kV.

L'Offre de raccordement optimisée consiste à ne pas remplacer les liaisons de raccordement 90 kV et à ne pas ajouter de transformateur 225/90 kV moyennant des limitations à la charge du demandeur en régime dégradé.



L'Offre de Raccordement Optimisée : une opportunité bénéficier d'une offre de raccordement à moindre coût

Processus d'élaboration de l'Offre de Raccordement Optimisée :

Afin de fluidifier le traitement des demandes de raccordement, il est proposé la démarche suivante :

- Soit le demandeur spécifie dès sa demande de PTF (dans les fiches D1 et D2) son souhait de bénéficier d'une Offre de Raccordement Optimisée auquel cas RTE élabore dans un délai de 3 mois une PTF qui propose une ORO.

- Soit le demandeur souhaite que RTE étudie à la fois la faisabilité de l'ORR et de l'ORO :

    - RTE présente dans un délai de 6 semaines à compter de la demande une estimation de l'ORR et de l'ORO.

    - Suite à cette présentation, le Demandeur précise à RTE s'il souhaite que la PTF identifie l'ORR ou l'ORR.

    - A compter de cette date, RTE dispose d'un délai de trois mois pour remettre la PTF conformément au choix du demandeur.

Définition d'un réseau d'évacuation pour les raccordements directs et les stockeurs en GMP

Situation actuelle :

Le réseau d'évacuation ne porte aujourd'hui que sur l'évacuation des installations de production. D'autre part, le réseau d'évacuation n'est pas adapté à une installation de stockage raccordée au RPT par l'intermédiaire d'un site consommateur.

Solution proposée :

Définir un réseau d'évacuation à l'injection et au soutirage pour les installations de stockage, hors stockage en décompte d'un site consommateur.

- *Ouvrages du RPT indispensables à l'évacuation et à l'alimentation de la Puissance de Raccordement à l'injection et au soutirage de l'Installation, jusqu'au(x) premier(s) point (s) du réseau permettant d'assurer, en cas de défaut d'un ouvrage, l'évacuation et l'alimentation par un autre ouvrage.*
- *Le Demandeur du raccordement supporte le préjudice subi par l'Installation de stockage du fait de l'interruption ou de la restriction de l'évacuation et de l'alimentation causée par une indisponibilité fortuite d'un ouvrage du RPT appartenant au réseau d'évacuation de l'Installation.*

Cette solution permet de traiter de façon homogène l'injection et le soutirage d'une installation de stockage directement raccordée au RPT ou indirectement via une installation de production.

Prochaines étapes

Courant juin :

- Retour des acteurs sur les principes proposés lors de ce GT et des précédents
- Envoi aux membres du GT des Règles transitoires pour avis et remarques

Courant juillet :

- Envoi aux membres du GT de la Procédure de raccordement et de la trame de PTF pour avis et remarques

T3 2021 :

- Soumission à la Commission de Régulation de l'Energie



2

AO expérimentaux pour les flexibilités

Sommaire

1. Zones - échelonnement des AO
2. Délai de prévenance - étude R&D
3. Modalités d'activation et principes encadrant le multi-services
4. Expression du besoin, expression de l'offre & modélisation
5. Déclinaison contractuelle
   Structure de rémunération
   Durée du contrat

1

Zones – échelonnement des appels d’offre

Echelonnement des AO flexibilités

- 4 zones identifiées lors du recensement d'intérêt pour l'AO flexibilités
- Proposition de lancer progressivement les AO sur les 4 zones
- Priorité donnée aux zones sur lesquelles le besoin de flexibilité se manifestera en premier sur la période étudiée (2025-2030) : **zones de Sétier et Perquie**

  La caractérisation des contraintes sur ces deux zones sera détaillée lors des prochains GT

Zone de SETIER

Localisation de la zone

- Poste 225/63 kV de Sétier (commune de Harly), en coupure de l'axe 225kV Mastaing-Beautor.

Inducteurs de la contrainte

Production EnR raccordée sur les postes 63kV à proximité de Sétier (*Ribemont, Gauchy, Noyales, St-Jean , Roisel, Bohain)*

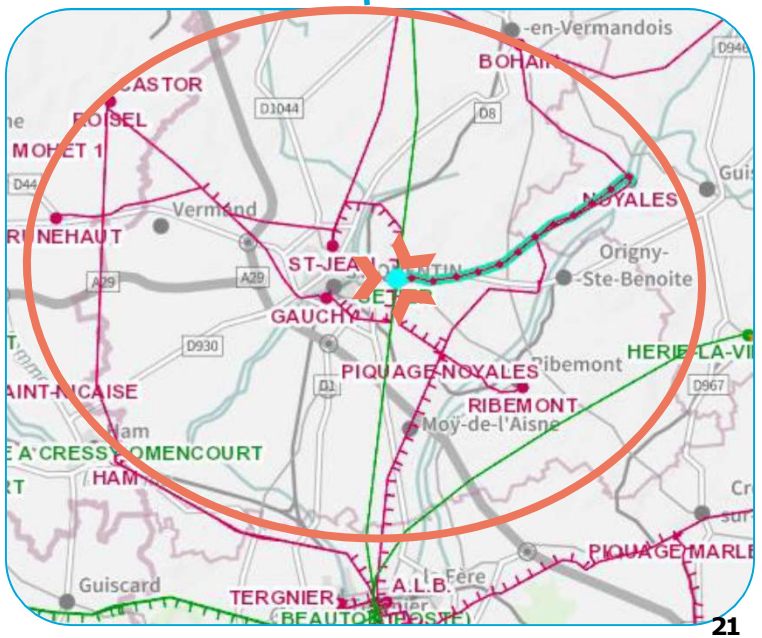
Raccordé	*Raccordé + en développement*	*Horizon S3REnR*
~300 MW	~500 MW	~500 MW
		Plus de capacité réservée dans le S3REnR en vigueur
0%		100%

Ouvrage en contrainte

Capacité de transformation au poste de Sétier (2 x 100 MVA) en contrainte à réseau complet et sur aléa réseau



02 - Aisne



Zone de SETIER

Service de flexibilité attendu

- Soutirage d'énergie active, pendant les pics de production éolienne
- Localisation sur les postes les plus influençants : Setier (35 %), Ribemont (33 %), Gauchy (32 %), Noyales (27 %) et St-Jean (26 %)
- Début période d'engagement : ≤ 2025
- Conditions d'activation : à réseau complet ou sur aléa réseau, avec activation < 1 min
- L'indisponibilité ou la défaillance du service de flexibilité conduirait à des limitations importantes de la production EnR

Zone de PERQUIE

Localisation de la zone

- Liaisons 63 kV reliant les postes de Barbotan (commune de Cazaubon) et de Naoutot (commune St Pierre du Mont), via Perquié.

Inducteurs de la contrainte

Production EnR raccordée sur les postes de Perquié et Barbotan

Raccordé	*Raccordé + en développement*	*Horizon S3REnR (2030)*
18 MW	84 MW	130 MW

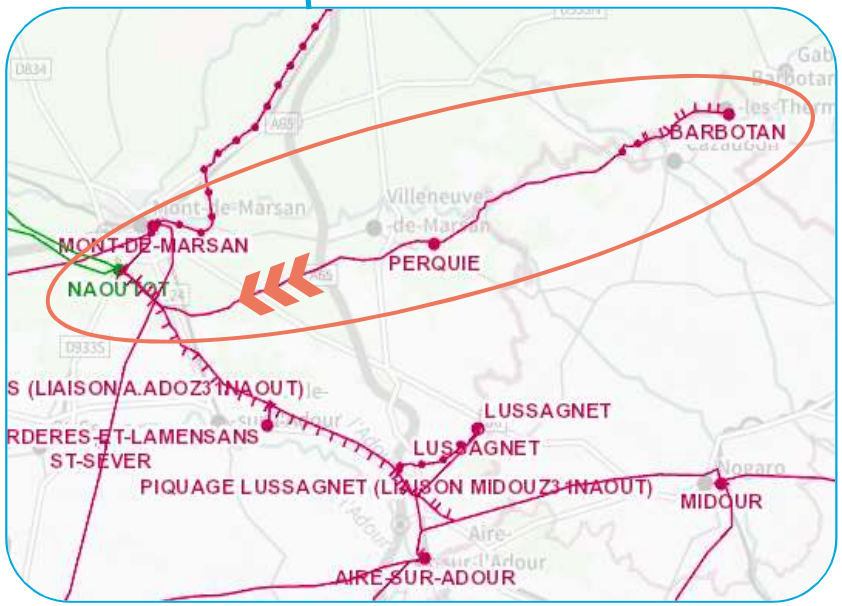
100% 0%

Ouvrage en contrainte

Liaison 63 kV Perquié ⇨ Naoutot en contrainte à réseau complet



40 - Landes



Zone de PERQUIE

Service de flexibilité attendu

- Soutirage d'énergie active, pendant les pics de production photovoltaïque
- Localisation : postes de Barbotan et/ou de Perquié
- Début période d'engagement : à préciser en fonction des études réseau
- Conditions d'activation : à réseau complet
- L'indisponibilité ou la défaillance du service de flexibilité conduirait à des limitations importantes de la production EnR

2

Délai de prévenance
Variabilité &
(im)prévisibilité

Etude sur la variabilité de la production ENR

- Attente des acteurs manifestée dans le recensement d'intérêt sur une notification d'apparition de la contrainte en amont de l'occurrence de cette contrainte
- Contrainte liée à des pics de production sur l'éolien et le PV sur 3 des 4 zones présentées au recensement d'intérêt,
- Conduite d'une étude sur la variabilité de la production d'un parc éolien (24 MW) et d'un parc solaire (230 MW), ainsi que sur la difficulté à anticiper l'occurrence des contraintes

Analyse d’un parc éolien

- Dans une zone Naza, un parc 24MW raccordé en HTB1
- Extraction SLTN (outil d’archivage des données SCADA) pour toute l’année 2018 au pas de temps 10s
- Filtrage des données aberrantes (créneaux de tests, pauses nocturne)
- Etudes des variations à la hausse menant à + de 50% de Pmax

Quantiles de variations à la hausse

Quantiles	max	10^-5	10^-4	10^-3	10^-2
10s	6	3	2	2	1
20s	6	4	3	2	2
30s	7	6	4	3	2
40s	9	8	4	3	2
50s	11	9	5	3	2
60s	13	11	6	4	2
120s	24	17	8	5	3
300s	24	24	14	8	4

- La variation maximale à la hausse en 60 secondes, ayant conduit à une valeur supérieure à 50% de la puissance nominale (Pnom=24 MW), est de 13 MW.
- Parmi les 700 000 mesures considérées, une proportion d'un sur mille (10^{-3}) voit une variation supérieure à 8 MW en 300 secondes (=5 minutes).
- Parmi les 700 000 mesures considérées, une proportion d'un sur dix mille (10^{-4}) voit une variation supérieure à 14 MW en 300 secondes (=5 minutes)

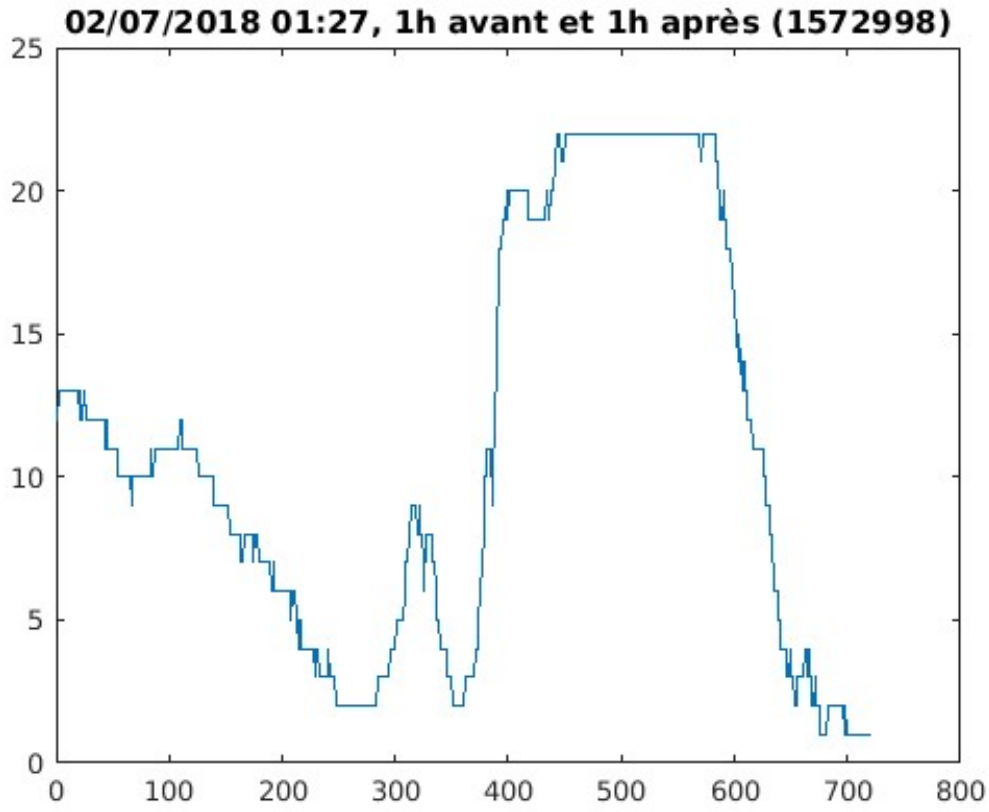
Quantiles de variation à la hausse

- En reprenant le tableau des quantiles, en les exprimant en pourcentage de flux maximum :

Quantiles	max	10^-5	10^-4	10^-3
10s	25%	12%	8%	8%
20s	25%	17%	12%	8%
60s	50%	45%	25%	17%
300s	100%	100%	50%	33%

- Quelle que soit la probabilité choisie, la variabilité à la hausse double lorsqu'on passe de 20s à 60s, et double encore lorsqu'on passe de 60s à 300s.

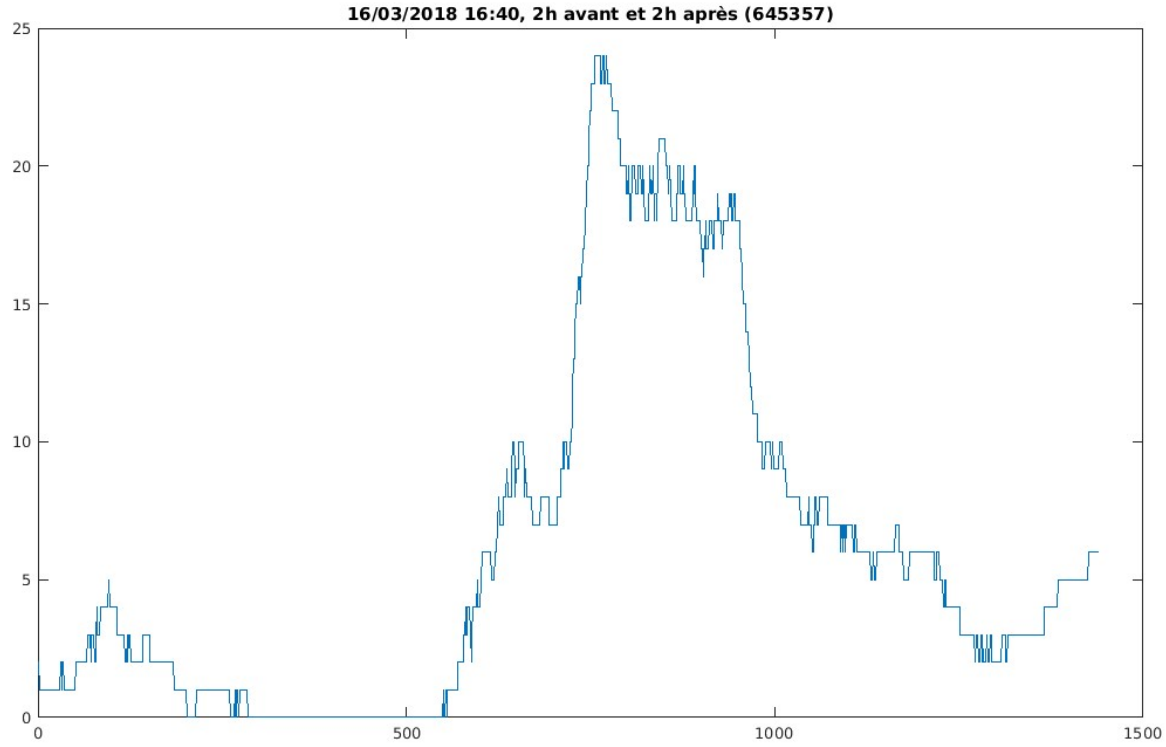
Zoom sur quelques fortes hausses



Légende du graphe :

- puissance en MW
- abscisse :
  1 pas de temps = 10 secondes
  1 heure = 360 pas de temps

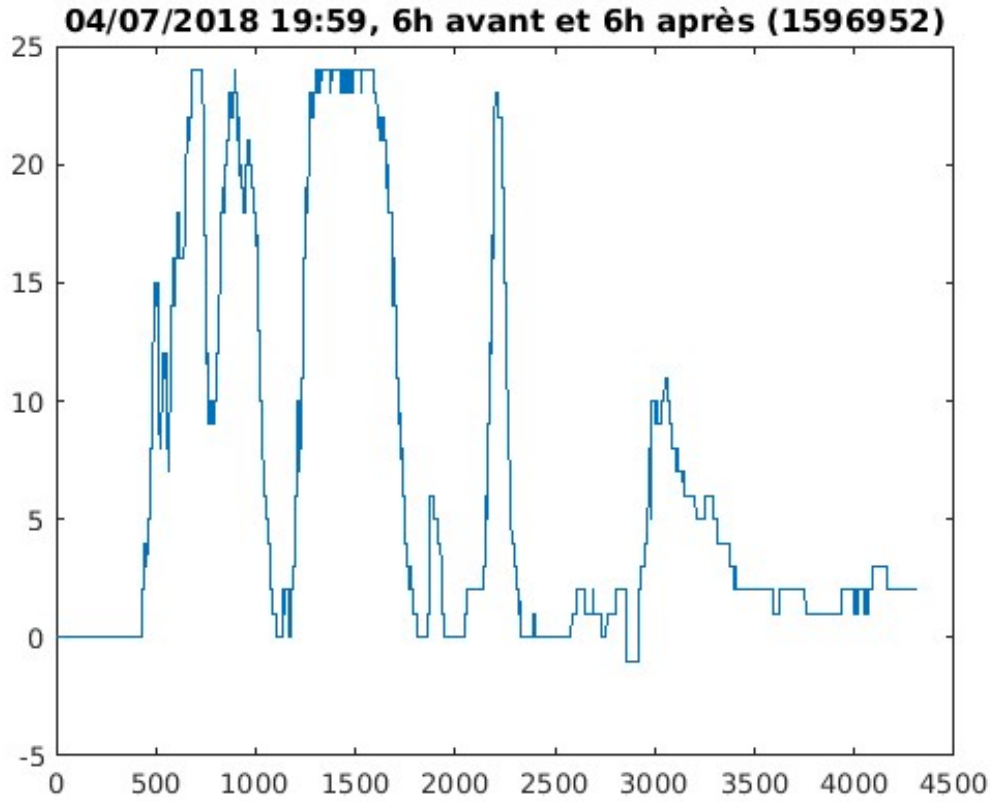
Zoom sur quelques fortes hausses



Légende du graphe :

- puissance en MW
- abscisse :
  1 pas de temps = 10 secondes
  1 heure = 360 pas de temps

Zoom sur quelques fortes hausses



Légende du graphe :

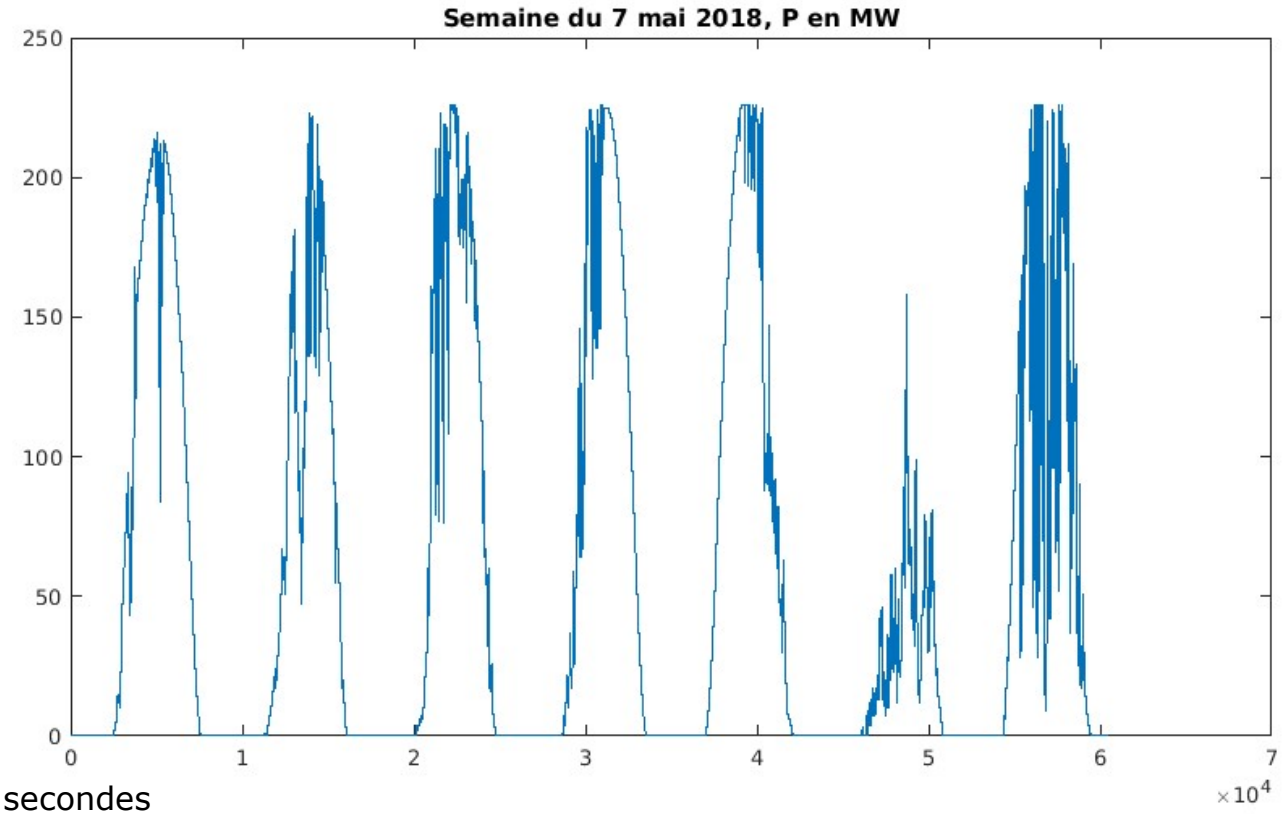
- puissance en MW
- abscisse :
  1 pas de temps = 10 secondes
  1 heure = 360 pas de temps

Analyse d'un parc solaire

Quantiles	max	10^-5	10^-4	10^-3	10^-2
10s	31	25	18	11	5
20s	49	43	34	21	10
30s	66	61	50	32	15
40s	85	79	63	41	20
50s	104	94	76	50	25
60s	120	112	87	57	29
120s	183	176	132	92	51
300s	202	196	180	141	88

- La variation maximale à la hausse en 60 secondes est de 120 MW.
- Sur l'année de mesures considérées, une proportion d'un sur mille (10^{-3}) voit une variation sur 5 minutes supérieure à 141 MW.
- Sur l'année de mesures considérées, une proportion d'un sur dix mille (10^{-4}) voit une variation sur 5 minutes supérieure à 180 MW.

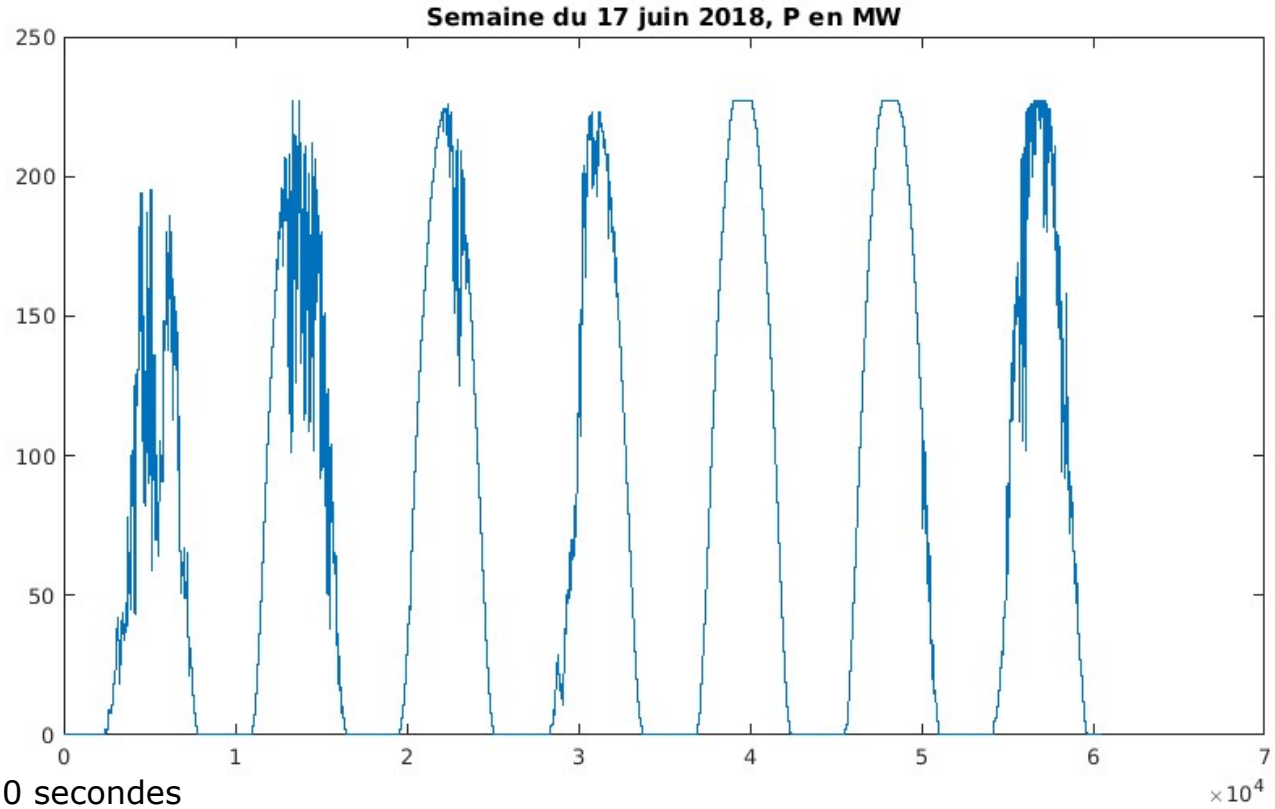
Vues de quelques semaines typiques



Légende du graphe :

- puissance en MW
- abscisse :
  1 pas de temps = 10 secondes
  1 semaine = 6. 10^4 pas de temps

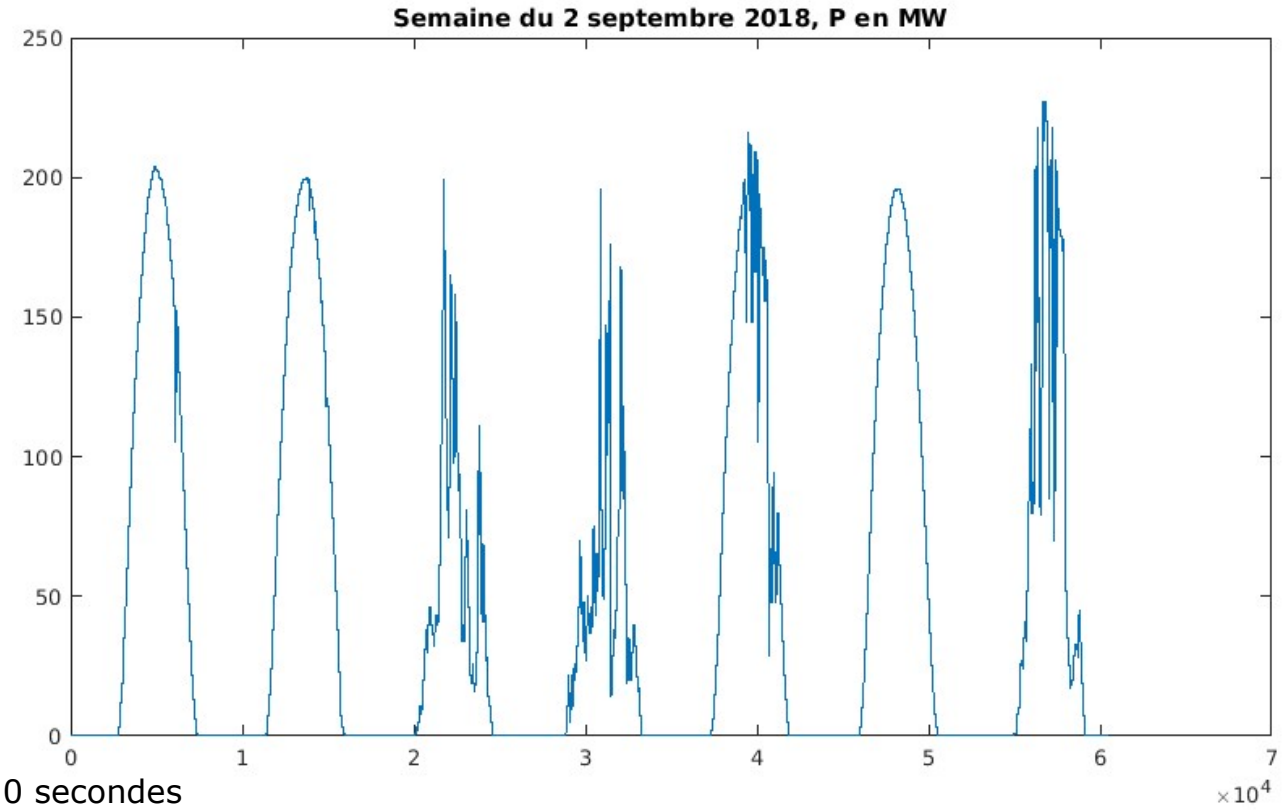
Vues de quelques semaines typiques



Légende du graphe :

- puissance en MW
- abscisse :
  1 pas de temps = 10 secondes
  1 semaine = 6. 10^4 pas de temps

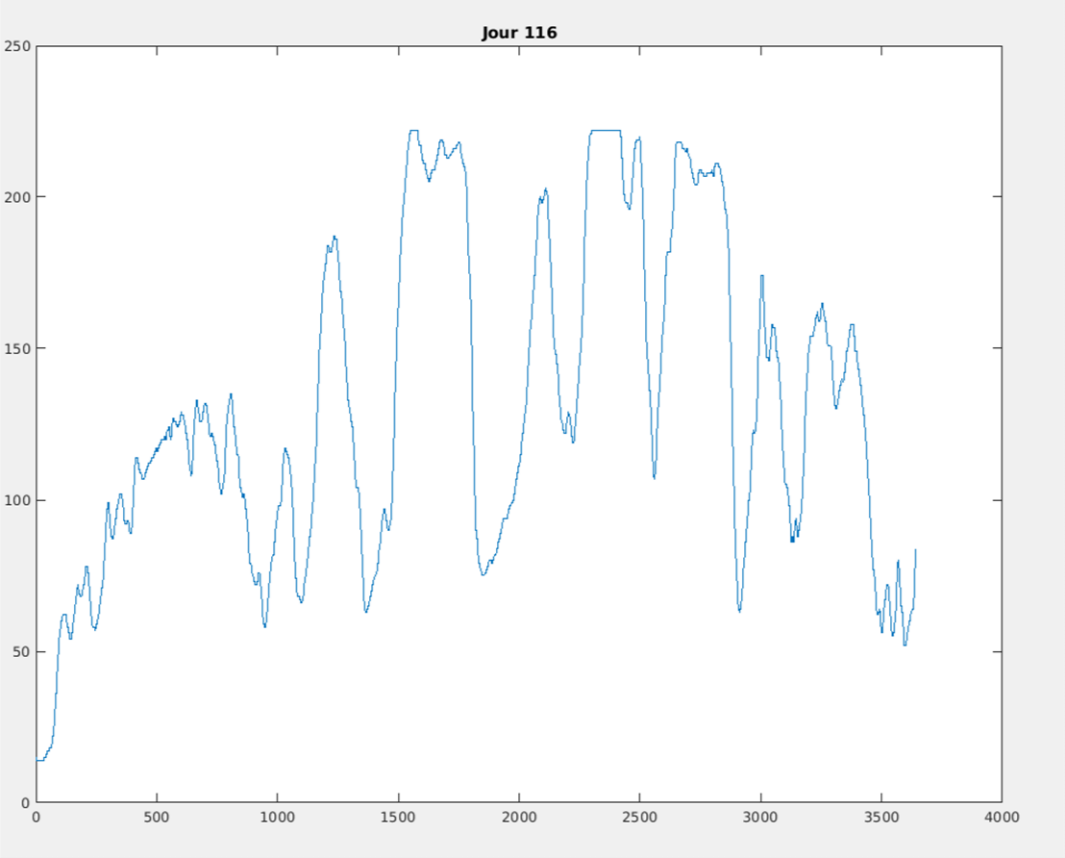
Vues de quelques semaines typiques



Légende du graphe :

- puissance en MW
- abscisse :
  1 pas de temps = 10 secondes
  1 semaine = 6. 10^4 pas de temps

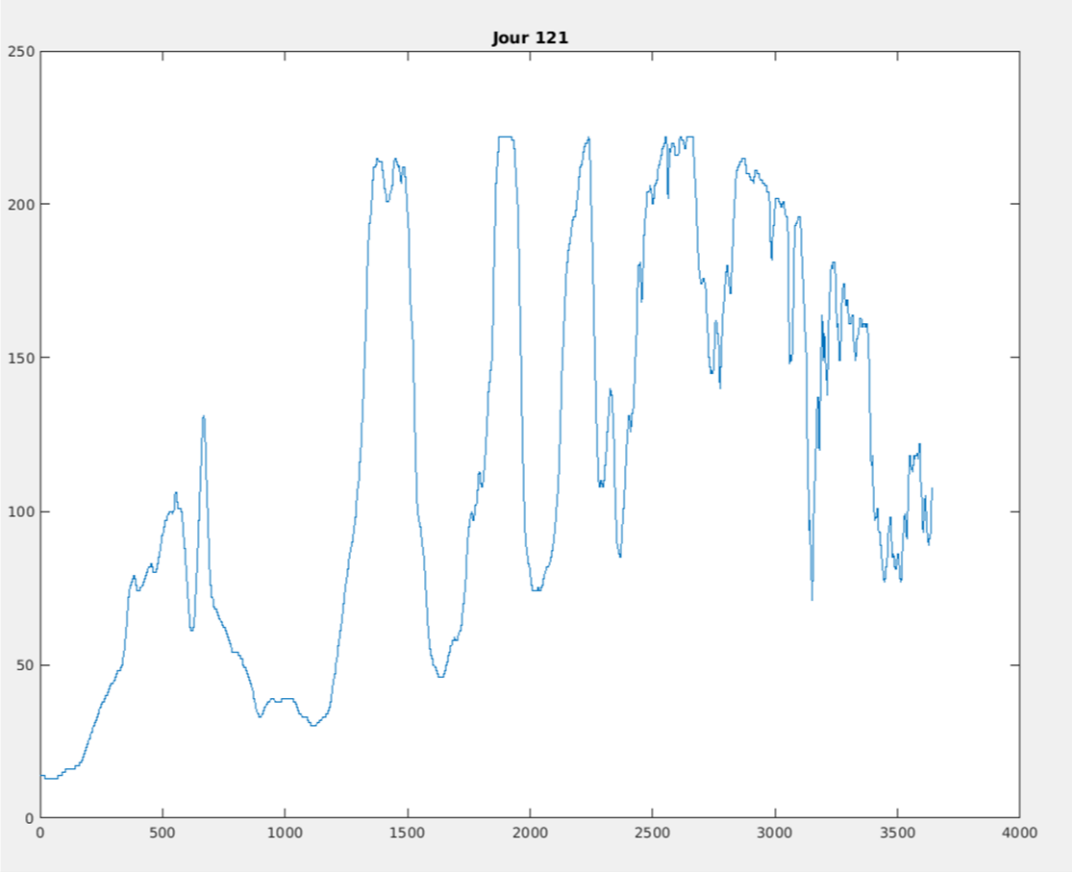
Zoom sur deux journées



Légende du graphe :

- puissance en MW
- abscisse :
  1 pas de temps = 10 secondes
  10 heures = 3600 pas de temps

Zoom sur deux journées



Légende du graphe :

- puissance en MW
- abscisse :
  1 pas de temps = 10 secondes
  10 heures = 3600 pas de temps

Une forte variabilité ENR

Impact sur le délai de prévenance

L'étude précédente permet de montrer la très forte variabilité court terme des productions solaires et éoliennes

Impacts sur le délai de prévenance

- Une notification en J-1 comporte une incertitude trop importante et ne donnera aucune garantie sur l'instant d'apparition de la contrainte en infrajournalier, ni sa durée et sa profondeur.
- Dans ces conditions, RTE ne peut s'engager sur une pré-notification qui aurait, dans tous les cas, une valeur très limitée (risque de pré-notifications trop fréquentes ou blocage de la capacité).
- Si l'acteur souhaite se positionner sur les autres mécanismes ouverts en J-1, il le fera sans avoir la garantie que la capacité contractualisée à l'issue de l'AO ne sera pas appelée pour résoudre la congestion.



3

Modalités d’activation et principes encadrant le multi-services

Modalités d'activation

Articulation avec le MA

- Les flexibilités seront activées, pour résoudre les congestions, par des automates de zone (NAZA) qui s'appuieront sur des données numériques en temps réel sur l'état du réseau pour déclencher automatiquement les actions les plus appropriées.
- Cette activation par automate justifie l'application du cadre dérogatoire décrit à l'article 4.4.9.2 du prochain jeu de règles MA-RE.

Dérogations par rapport aux règles « classiques »

- **Puissance minimale d'activation** : < 10 MW possible
- **Dispositif d'activation :** autre que le vecteur « classique » (outil TAO) pour le cas automate → activation automatique via l'automate
- **Soumission des offres** : soumission d'une « offre congestion réseau » **permanente, non utilisable pour l'équilibre offre demande,** à la maille d'un site
- **Prix de l'offre :** **prédéterminé à l'avance** (nécessaire si activation par automate)

❖ Son application requiert la signature d'une **convention technique** spécifique adossée aux règles MA-RE

❖ La convention (cahier des charges + contrat AO flexibilités) permettra de décliner les principes dérogatoires de façon plus détaillée

Principes du multi-services

Nécessité pour les acteurs de se positionner sur d'autres mécanismes en plus de l'AO flexibilités, car le revenu tiré du service de gestion de la congestion ne pourra suffire à rentabiliser l'investissement initial.

Gestion de l'interaction EOD/RSO par RTE

- Historiquement, les interactions mutuelles EOD / réseau étaient entièrement à la main de RTE :
  - offres d'ajustement problématiques vu du réseau identifiées et activées au cas par cas manuellement
  - action sur les groupes pour les congestions réseau par activation manuelle d'offres d'ajustement
- L'activation par des plateformes d'équilibrage EU pour l'EOD et l'activation temps réel via des automates pour le réseau remettent en cause ce principe et nécessitent un minimum de séparation entre les mécanismes en amont des activations

Proposition de RTE pour la gestion du multi-services

- RTE propose de ne pas retenir un principe d'exclusivité affectant l'ensemble de la capacité retenue à l'issue de l'AO pour gérer les congestions, sous réserve que chaque acteur porte la responsabilité liée à la disponibilité de sa capacité sur les mécanismes pour lesquels il s'est engagé. Il devra s'acquitter le cas échéant des pénalités dues en cas de défaillance.
- Pour sécuriser le recours à la flexibilité pour résoudre la congestion et garantir la sûreté du réseau, RTE pourrait requérir de l'acteur qu'il réserve au service de gestion de congestion une partie de sa capacité (bande de Pmax pendant x min à définir, activable dans un délai de quelques secondes).

  Des propositions plus concrètes seront faites au prochain GT selon les retours en séance.

4

Expression du besoin, expression de l’offre & modélisation

De l’expression du besoin à la sélection de l’offre

Les différentes étapes

Caractérisation de la contrainte

Structure de l’offre et niveau d’exigence minimal

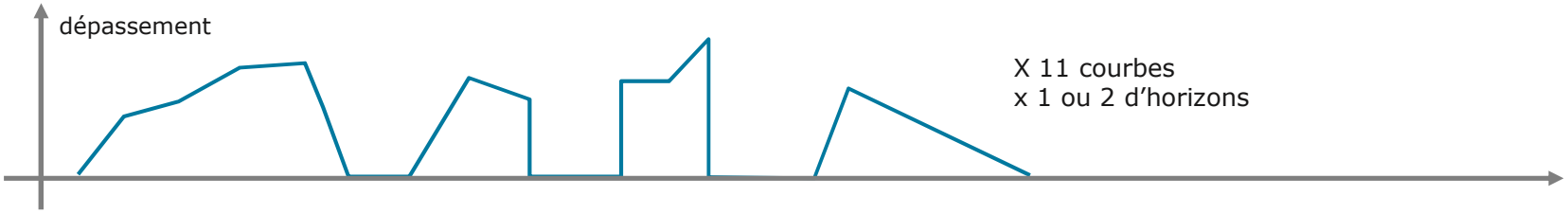
Modélisation de la couverture de la contrainte par la flexibilité

Interclassement des offres

Caractérisation de la contrainte

Informations mises à disposition pour l'appel d'offres

1. Chroniques au pas horaire de dépassement pour les différentes simulations



2. Des données par an, saison et plages horaires sur:
En valeur moyenne (espérance), en valeurs maximale et minimale

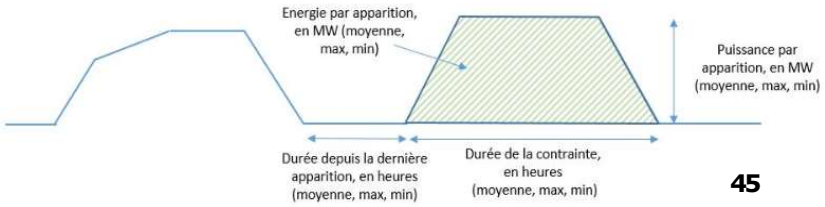
- Les heures en contrainte estimées
- Le volume d'énergie de dépassement estimé en MWh
- Nombre d'apparition de contrainte estimé

3. Une analyse des grandeurs suivantes sur les apparitions de contrainte, par an, saison, plage horaire :
En valeur moyenne (espérance), en valeurs maximale et minimale

- Durée par apparition (en heures)
- Energie par apparition (en MWh)
- Puissance par apparition (en MW)
- Durée depuis la dernière apparition (en heures)

<u>Espérance en MWh de contrainte selon 25 créneaux:</u>

- Par saison électrique: 4 saisons
- Par plage horaire: 4 plages
- Par total sur l'année: 1
- Par croisement entre 4 saisons électriques et 4 plages horaires : 16 créneaux =4x4



Structure de l'offre et niveau d'exigence minimum attendu

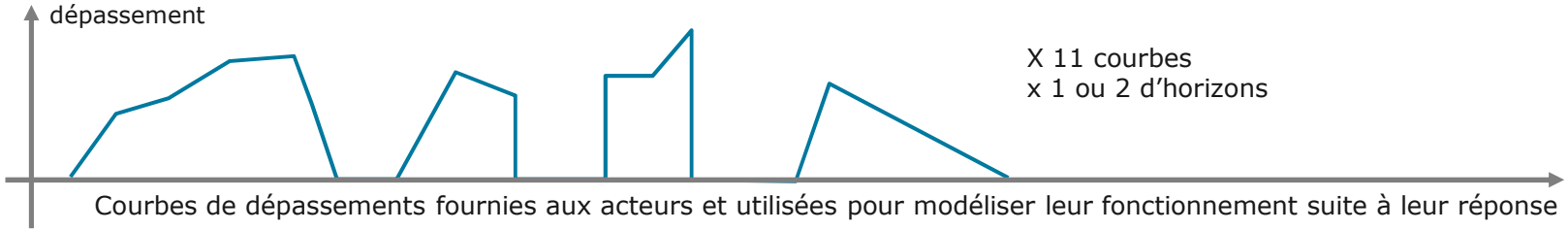
- Les offres seront transmises sous la forme d'un couple puissance/stock à exprimer pour chacune des 4 saisons électriques et des 4 plages horaires

- Pour sécuriser le recours à la flexibilité pour résoudre la congestion et garantir la sûreté du réseau, **RTE pourrait requérir de l'acteur qu'il réserve** au service de gestion de congestion **une partie de sa capacité** (bande de Pmax pendant x min à définir, activable dans un délai de quelques secondes).

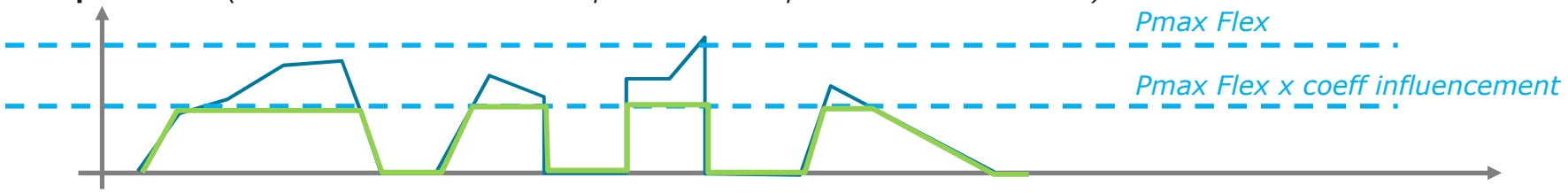
- Ces exigences seront traduites en critères de recevabilité techniques, qui seront partagés avec les acteurs lors des prochains GT

Couverture de la contrainte par la flexibilité

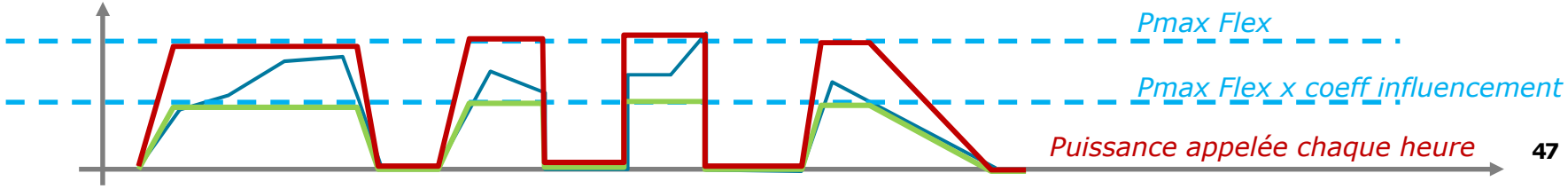
Modélisation



<u>Etape 1</u> : pour chaque heure trouver le minimum entre la « Pmax_Flex x coeff_influencement » et Puissance de dépassement *(coefficient d'influencement dépendant de l'emplacement de la flexibilité)*



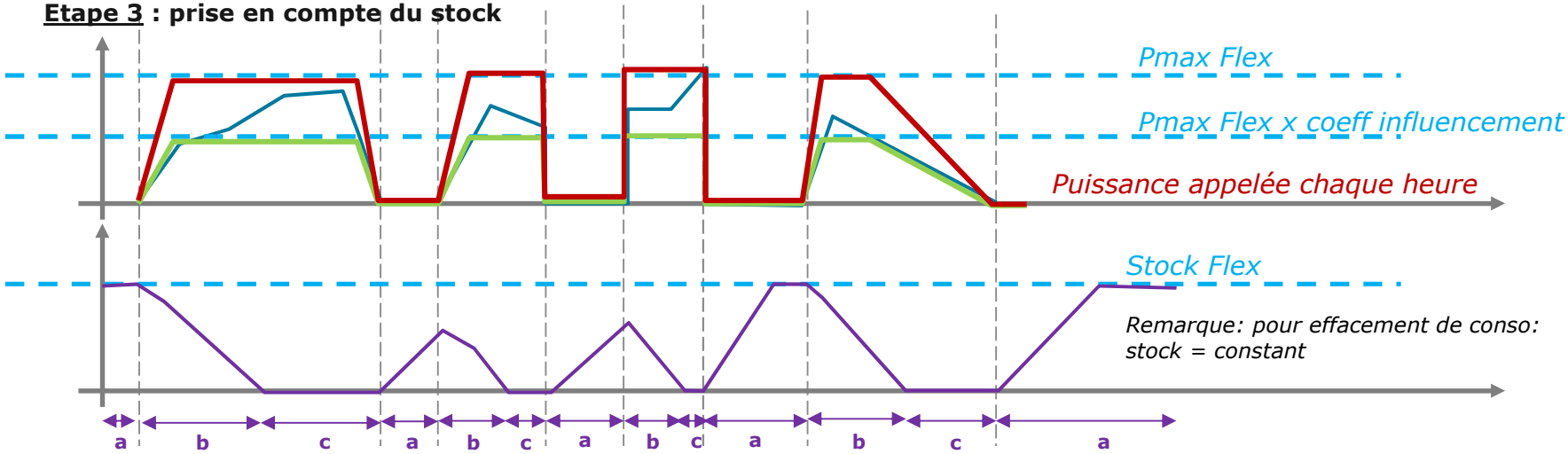
<u>Etape 2</u> : déduire la puissance appelé au niveau Flex en divisant par le coefficient d'influencement



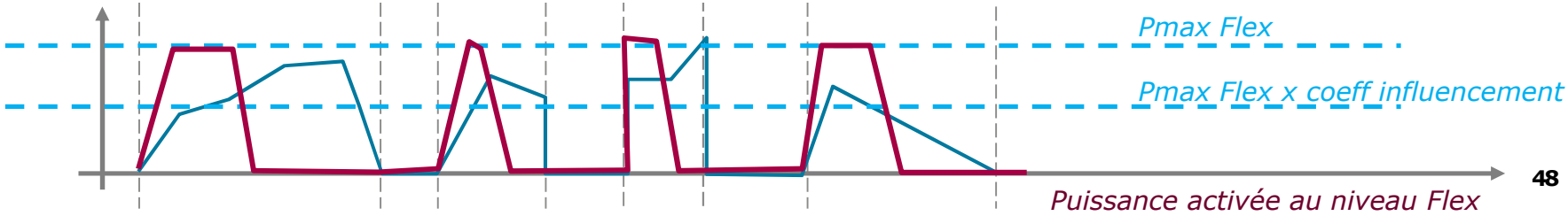
Couverture de la contrainte par la flexibilité

Modélisation

<u>Etape 3</u> : prise en compte du stock



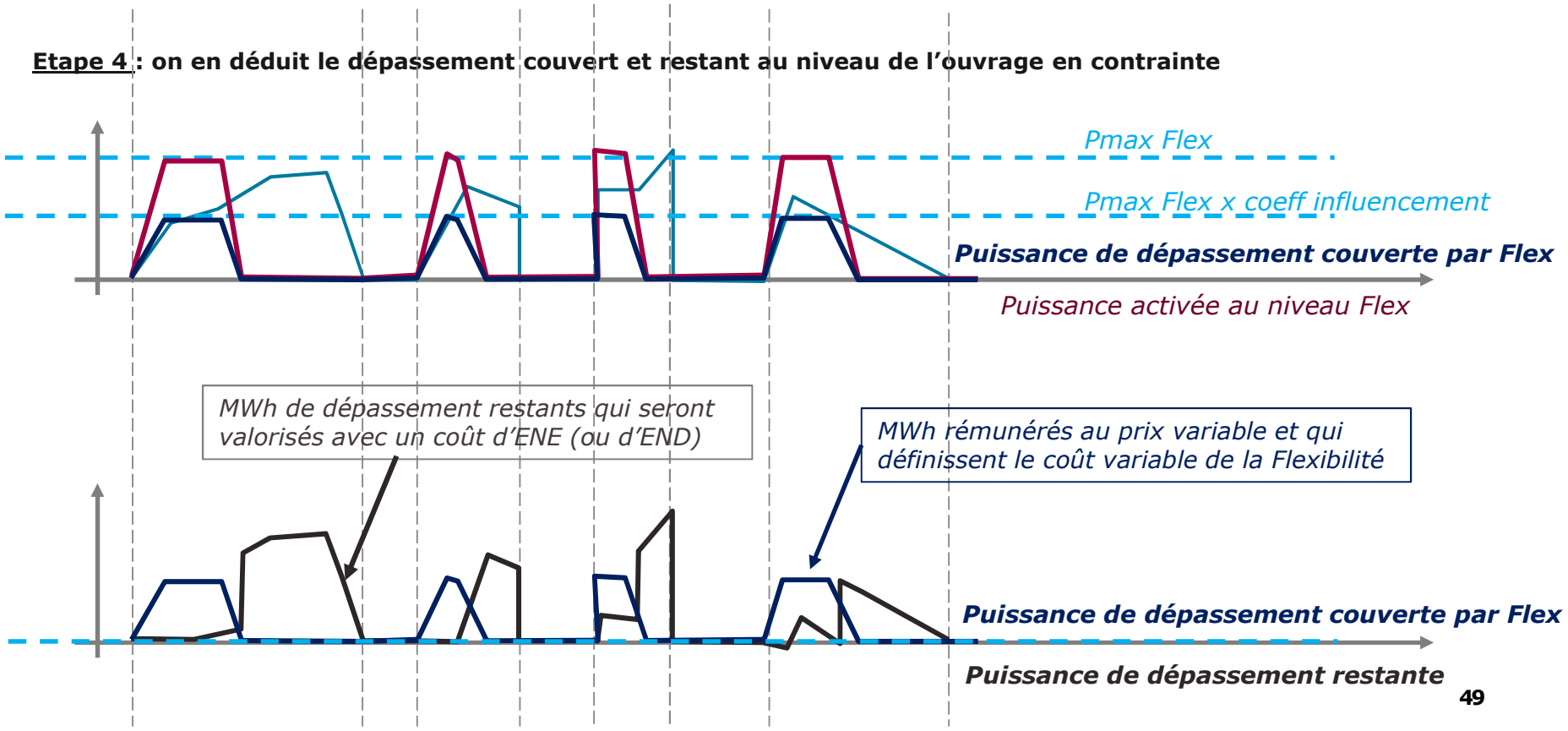
a: pas de contrainte donc le stock se recharge dans la limite du stock max de la Flex
b: contrainte en cours donc le stock diminue selon le max entre « puissance appelée chaque heure » et « le stock restant »
c: contrainte en cours mais stock terminé



Couverture de la contrainte par la flexibilité

Modélisation

<u>Etape 4</u> : on en déduit le dépassement couvert et restant au niveau de l'ouvrage en contrainte



Couverture de la contrainte par la flexibilité

Modélisation

Etape 5 : ajout de restriction(s) sur disponibilité Flex

- Forcer le stock dispo à 0 selon des critères à définir, et reprendre à partir de l'étape 3
- Critères envisagés :
  - Nombre max d'activations par jour
  - Durée depuis dernière activation
  - Autres critères à discuter avec les acteurs lors des GT

➢ **Nécessité d'avoir une approche rationnalisée vis-à-vis de l'intégration de critères de restriction compte-tenu de l'impact sur la modélisation**

➢ **Quelles restrictions devraient impérativement être prises en compte dans la modélisation selon vous ?**

Etape 6 : défalquer les MWh couverts par le taux d'indisponibilité signalé par l'acteur

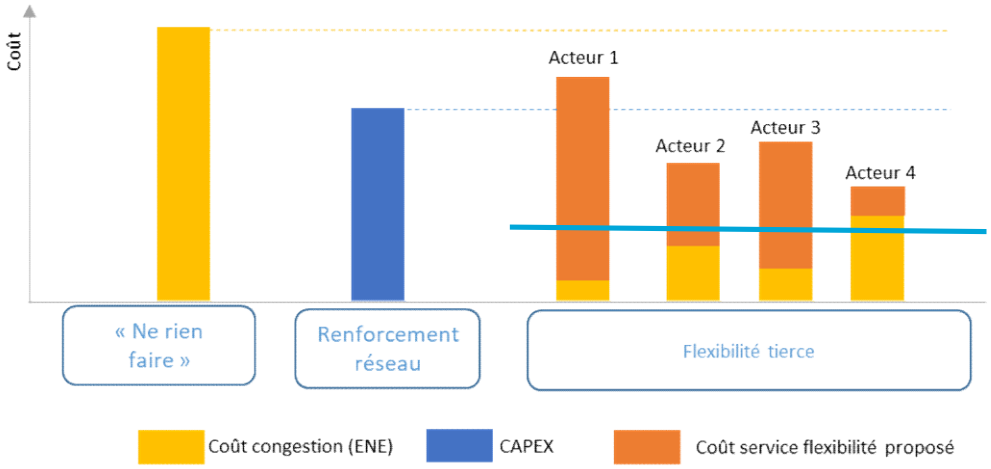
MWh couverts après indispo = MWh couverts modélisés - taux d'indisponibilité x nbre d'heure d'activation x Pmoyenne d'activation Flex

Etape 7 : on interpole les résultats entre les deux horizons d'étude et on définit le volume de MWh/an sur lequel l'acteur engagera sa disponibilité.

➢ **Des réactions? Suggestions?**

Interclassement des offres

Choix de la solution de flexibilité : celle qui minimise le coût pour la collectivité en considérant le coût complet de la solution de flexibilité et le coût des congestions restantes



Coût complet de la solution de flexibilité = Prime fixe + prime variable * estimation énergie activée

Niveau de service attendu/exigences techniques minimales

5

Déclinaison contractuelle

1 Structure de rémunération

Structure de rémunération

Principes généraux soumis aux acteurs

Feuille de route Flexibilité RTE mentionnée dans la délibération de la CRE sur le SDDR

« Les lauréats seraient rémunérés sous la forme de primes fixes et variables avec un plafonnement qui permettra de garantir l'efficacité économique de la solution ».

- L'acteur sera rémunéré par **une prime fixe (€/MW) et par une prime variable (€/MWh)**:
- Ces 2 composantes seront proposées par le candidat lors de sa réponse à l'appel d'offres, ce qui signifie que le prix d'activation sera donc fixé plusieurs années en amont de l'activation elle-même

Structure de rémunération

Détails des principes

- Dans le cadre des AO flexibilité, l'acteur de marché s'engage à mettre à disposition un moyen de flexibilité pour la gestion des congestions réseau en contrepartie d'une rémunération composée :
  - d'une **part fixe**, pour la disponibilité de la flexibilité (€/an)
  - d'une **part variable**, pour l'activation de la flexibilité (€/MWh)

- En contrepartie de l'engagement du titulaire à mettre le service à disposition de RTE, RTE versera au titulaire une rémunération fixe, sur toute la durée du Marché, dont le montant est le suivant *:*
  - rémunération fixe exprimée en €/an (**pour un volume en MWh contractualisé**)
  - Cette rémunération pourrait être versée mensuellement

- Le montant de la part variable est exprimé en €/MWh. La rémunération variable serait versée mensuellement (en M+1), elle rémunère l'activation.
  - Prime variable = Vactivé × rémunération variable (en fonction du contrôle du réalisé).

- <u>Quelques éléments sur la structure en 3 volets proposée par certains acteurs</u>

  Cette structure reposait sur une réservation de la capacité en J-1 et une rémunération couvrant la perte d'opportunité sur les autres mécanismes du fait de l'activation de la flexibilité pour congestion :
  - RTE ne pourra pas effectuer la réservation compte tenu de l'imprévisibilité de la contrainte de production EnR
  - Le prix de l'offre soumis par l'acteur doit être clairement établi au moment de l'attribution du contrat pour permettre à RTE de comparer le coût de l'offre au coût de l'investissement réseau qui serait reporté

Structure de rémunération

Activations au-delà du volume horaire de disponibilité contractualisé

Nécessité de mettre en œuvre en œuvre un cadre contractuel pour la rémunération des activations lorsque le nombre d'heures en contrainte est supérieur au nombre d'heures de disponibilité contractualisé

Plusieurs options envisagées sur les heures en contraintes supplémentaires :

- **Traitement sous forme de levée d'option** : L'activation est rémunérée selon le prix variable convenu dans le contrat ou un autre prix à définir (sous conditions).
- **Traitement via le cadre standard du MA** : L'acteur est libéré de l'obligation de disponibilité vis-à-vis de RTE dans le cadre de l'AO flexibilités (sous conditions) dans le cadre de l'AO flexibilités. L'acteur peut déposer ses offres sur le MA, plus d'activation prioritaire de sa capacité dans le cadre de l'AO flex.
- **D'autres options ?**

2 Durée du contrat

Durée du contrat

Proposition d'une durée de 5 ans

- Les acteurs ont fait part d'exigences diverses dans le recensement d'intérêt, mais en majorité ils souhaitent des durées longues pour sécuriser leur investissement.
- Le contrat serait attribué en 2022 pour date d'effet à compter de 2025 (voire plus tardivement selon les zones concernées) pour couvrir des congestions qui ont été définies en fonction des S3RENR courant jusqu'à 2030-2031. C'est sur cette période qu'on bénéficie de la meilleure visibilité sur la contrainte à couvrir par la flexibilité.
- Les appels d'offre doivent permettre de tester la capacité de la flexibilité à répondre effectivement au besoin et à se substituer à un investissement réseau.

➢ **Une durée de 5 ans, semble dès lors adaptée. Des conditions d'extension de cette durée, en fonction de l'évolution de la contrainte au-delà de 2030, telle qu'estimée selon la revue des S3RENR, pourraient être envisagées.**

Eléments à partager aux prochains GT

- Qualification de la défaillance/pénalités
- Premiers éléments complémentaires sur la caractérisation de la contrainte – zone de Sétier
- Niveau d'exigence technique

Quels sont les points principaux à traiter selon vous ?

Merci de votre attention