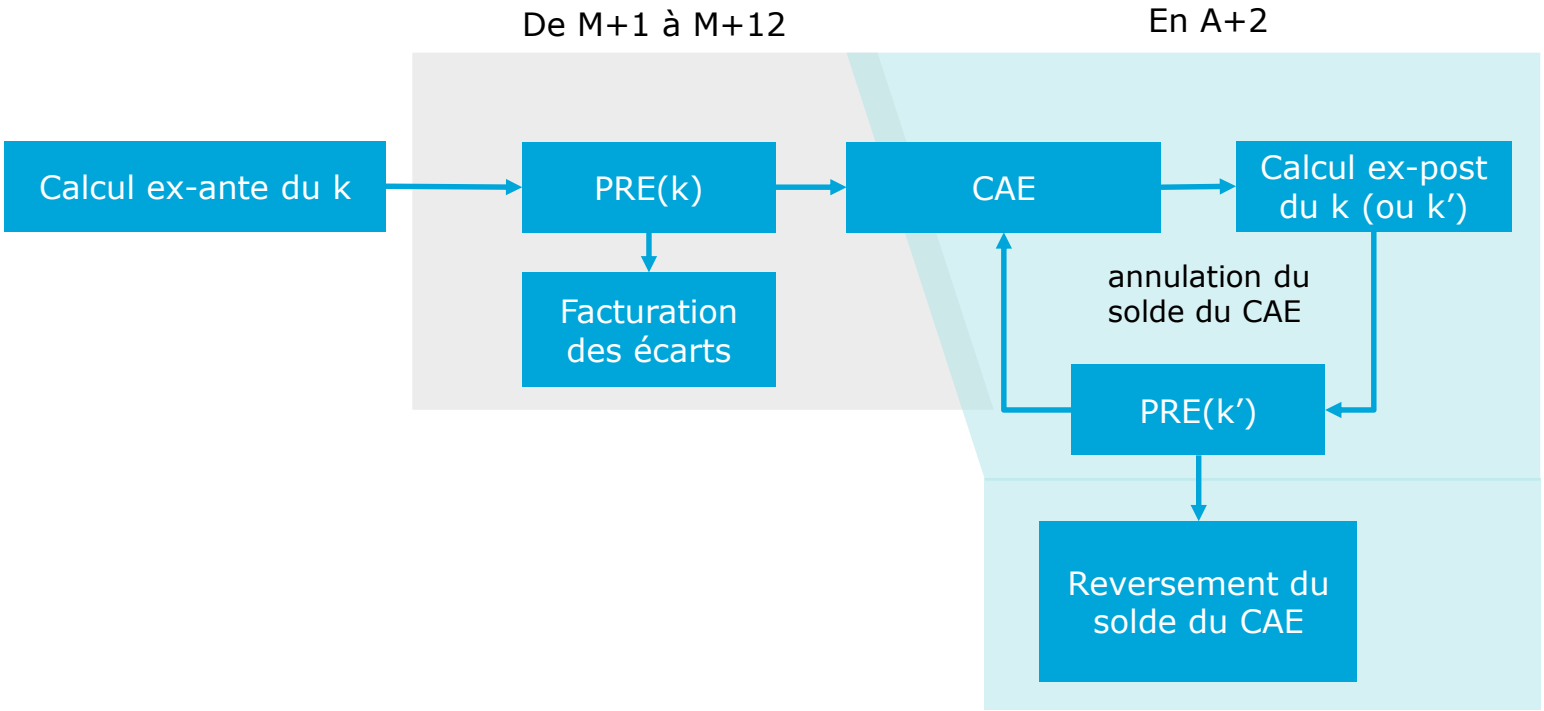


4

CAE - Suppression du rejeu du coefficient « k »

Suppression du rejeu du coefficient « k »

Rappel sur les coefficients « k » et « k' »



Suppression du rejeu du coefficient « k »

Contexte et problématique

Mai 2018	appel à contribution portant sur l'évolution du prix de règlement des écarts
Novembre 2019	rapport d'accompagnement à la consultation des acteurs sur les règles MA-RE v9.1
Février 2020	rapport d'accompagnement à la saisine de la CRE sur les règles MA-RE v9.1

Demande des acteurs:



- Anticiper au mieux leurs factures de RE et gagner en transparence en accédant au PRE au fil de l'eau avec un k ex-ante stable et qui ne change pas après une période de plus de deux années



- Réduire l'incertitude liée à l'activité de RE et permettre une réduction des coûts de fourniture



- Simplifier le processus actuel et réduire les délais de paiement final

Suppression du rejeu du coefficient « k »

Contexte et problématique

RTE était favorable à la suppression du coefficient « k' » si les trois conditions suivantes étaient respectées car dépendantes l'une de l'autre :

- Suppression du rejeu du k permettant de neutraliser le solde du CAE
- \+ Mise en place d'un processus de révision régulière et systématique du coefficient k pour viser un équilibre ex-ante du CAE sur une période donnée
- \+ Mise en place d'un mécanisme tarifaire permettant de couvrir le reliquat du solde du compte ajustements-écarts et garantissant la neutralité financière pour RTE sur une période tarifaire



Nécessité de garantir la neutralité financière du GRT sur une période tarifaire conformément à l'article 44 de l'*Electricity Balancing*

Suppression du rejeu du coefficient « k »

Contexte et problématique

RTE était favorable à la suppression du coefficient « k' » si les trois conditions suivantes étaient respectées car dépendantes l'une de l'autre :

- Suppression du rejeu du k permettant de neutraliser le solde du CAE
- \+ Mise en place d'un processus de révision régulière et systématique du coefficient k pour viser un équilibre ex-ante du CAE sur une période donnée
- \+ Mise en place d'un mécanisme tarifaire permettant de couvrir le reliquat du solde du compte ajustements-écarts et garantissant la neutralité financière pour RTE sur une période tarifaire

La CRE refuse que le solde du CAE soit piloté depuis le CRCP mais elle souhaite que le pilotage ex-ante du solde soit réalisé depuis les comptes de RTE.
→ Les conditions proposées par RTE ne peuvent pas être respectées

Suppression du rejeu du coefficient « k »

Les prochaines étapes

RTE ne souhaite pas supprimer le rejeu du coefficient « k » étant données les conditions fixées par la CRE.



Néanmoins, **RTE a initié une étude**.

RTE est en train d'étudier s'il existe une possibilité de piloter le solde du CAE ex-ante:

- en garantissant les besoins des acteurs (e.g. stabilité, transparence, etc.) ;
- en garantissant la neutralité financière du gestionnaire de réseau et a fortiori en évitant tout impact négatif sur les comptes de RTE ;
- en permettant la mise en place d'un processus de facturation simple à la fois pour les acteurs mais également d'un point de vue de la charge opérationnelle.

Suppression du rejeu du coefficient « k »

Prérequis pour le design des modalités

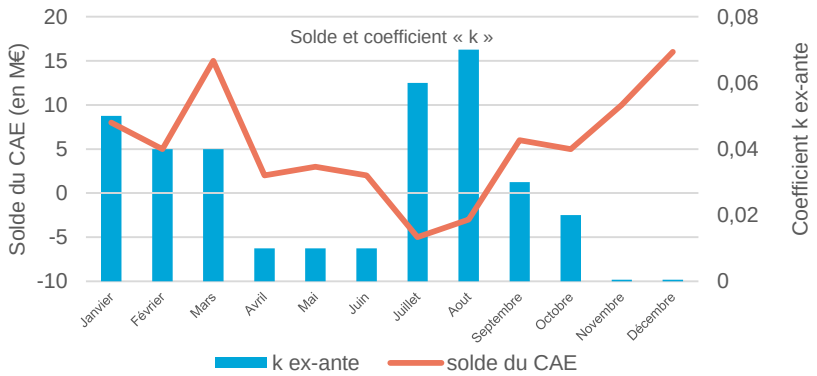
Selon vous quels sont les inputs pour tenir compte de vos principales priorités:

- Stabilité du coefficient k ex-ante
  - Aujourd'hui ce coefficient à une valeur de 0,05 pour tous les mois d'une année donnée, et la valeur du coefficient « k' » s'applique à l'ensemble des mois de cette année

Fonctionnement actuel

Année	Solde	k ex-ante	k ex-post (k')
2019	+9,94 M€ (estimé début 2020)	0,05	0,039 (estimé début 2020)
2018	+19,82 M€	0,08	0,0578
2017	+51,69 M€	0,08	-0,0005
2016	+32,04 M€	0,08	-0,02
2015	-5,57 M€	0,08	0,10

Hypothèse après suppression du k'



A noter: les données utilisées n'ont aucune signification en dehors de leur utilité illustrative, elles ne sont ni issues d'un historique, ni d'une simulation.

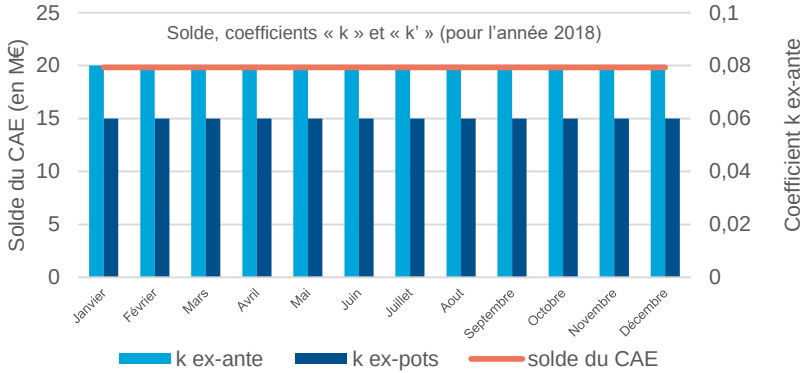
Suppression du rejeu du coefficient « k »

Prérequis pour le design des modalités

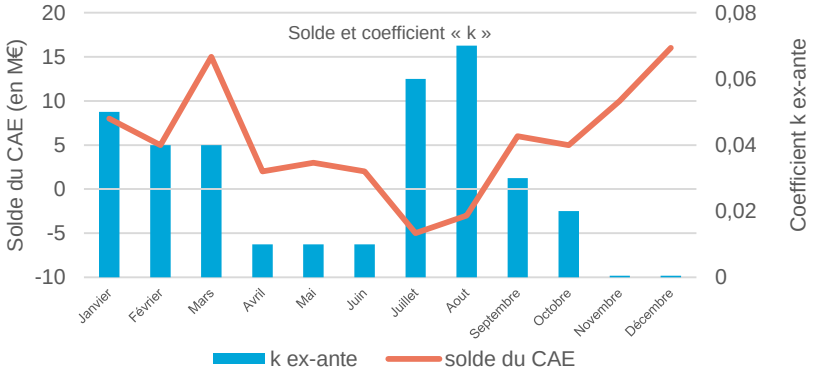
Selon vous quels sont les inputs pour tenir compte de vos principales priorités:

- Stabilité du coefficient k ex-ante
  - **Est-ce que cette valeur pourra évoluer pour certains mois au cours d'une année donnée? Si oui, à quelle fréquence cela serait acceptable? Si oui, avec quelle amplitude maximale de variation?**

Fonctionnement actuel



Hypothèse après suppression du k'



A noter: les données utilisées n'ont aucune signification en dehors de leur utilité illustrative, elles ne sont ni issues d'un historique, ni d'une simulation.

Suppression du rejeu du coefficient « k »

Prérequis pour le design des modalités



Selon vous quels sont les inputs pour tenir compte de vos principales priorités:

- Stabilité du coefficient k ex-ante
  - Aujourd'hui ce coefficient à une valeur de 0,05 pour tous les mois d'une année donnée, et la valeur du coefficient « k' » s'applique à l'ensemble des mois de cette année
  - **Est-ce que cette valeur pourra évoluer pour certains mois au cours d'une année donnée? Si oui, à quelle fréquence cela serait acceptable? Si oui, avec quelle amplitude maximale de variation?**

- Principe d'incitation
  - **Quelle valeur du coefficient « k » à proscrire (e.g. valeur négative)?**

- Transparence et facilité dans le monitoring ?
  - Aujourd'hui, le CAE et le solde associé sont publiés tous les mois afin de pouvoir anticiper les impacts sur le coefficient k selon les modalités exposées dans les règles MA-RE Section 1
  - **Quel délai de prévenance pour connaitre une nouvelle valeur du coefficient « k » avant son application?**

- Visibilité dans la mise en œuvre de nouvelles modalités? Date d'entrée en vigueur correspondant au début d'une période de livraison?

- **Autres?**

5

Stockage – précisions concernant les modalités de programmation

Programmation et offres pour le stockage (étape 2)

Rappels– Programmation et Offres explicites

❖ Comme présenté lors des GT précédents, et tel que décrit dans la V9.1 des règles, les grands principes pour l'étape 2 (date S = fin 2021) concernant la programmation pour le stockage sont les suivants :

➢ **Obligation de programmation** (en puissance active) **:**
- Lorsqu'une installation de stockage participe au MA (ie fait partie d'une EDA), elle a l'obligation de rejoindre un périmètre de programmation (EDP).

➢ **Maille de programmation** (similaire aux exigences de programmation existantes) **:**
- programmation à la maille de l'installation de stockage (possiblement composée de plusieurs unités de stockage) ;
- possibilité de dérogation accordée au cas par cas à la demande motivée par l'acteur.

➢ **Formulation d'offres explicites sur le MA :**
- seules les offres standard et/ou spécifiques explicites sont acceptées dans le cadre du stockage (notamment pour des problématiques de gestion de stock);
- Une offre déposée est réputée réalisable (responsabilité de l'acteur d'ajustement).

Programmation pour le stockage (étape 2)

Précisions - Modélisation du stockage pour RTE

❖ Afin de pouvoir sécuriser au mieux la date S, et la possibilité pour les acteurs de déposer des offres sur le mécanisme d'ajustement, pleinement valorisées (jalon étape 2), RTE modélisera le stockage de la façon suivante :

- **Une EDP** contenant les installations de stockage et **une EDA** (RPT ou RPD) injection contenant les installations de stockage mono EDP

  - **L'EDA** sera traitée comme les EDA injection RPD actuelles proposant des offres explicites et portera:
    - **L'offre d'ajustement** (standard et/ou spécifique explicite)
    - Le **programme de marche**

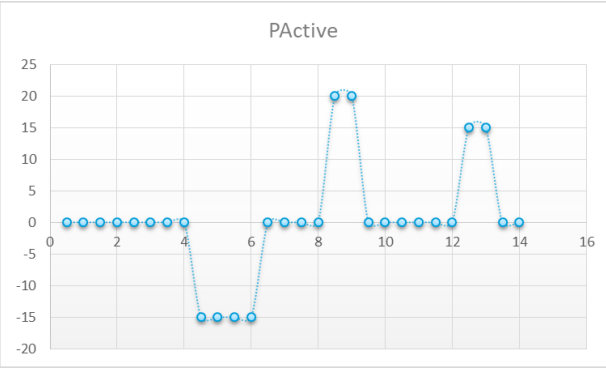
  - **L'EDP** sera« non ajustable » via une offre spécifique implicite et portera :
    - Le **programme d'appel uniquement**

➔D'un point de vue RTE et des acteurs , l'EDA et l'EDP auront des noms proches, mais différents. Leur utilisation sera bien différenciée.

Programmation pour le stockage (étape 2)

Rappels - Modalités d'envoi du programme d'appel

- Le programme d'appel doit être envoyé à la **maille de l'EDP** par le **responsable de programmation** :
  - Dans le cas d'**EDP constituées d'installations de stockage**, le responsable de programmation n'envoie **qu'un seul programme** incluant l'injection et le soutirage.
  - Ce programme d'appel est constitué d'un quintuplet, incluant la **puissance active** (valeurs **positives ou négatives**) et la participation aux services système à la hausse et à la baisse (valeurs positives).



HE	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10	10.5	11	11.5	12	12.5	13	14	14
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	-15	-15	-15	-15	0	0	0	0	20	20	0	0	0	0	0	0	15	15	0	0
RPh	15	15	15	15	15	15	15	15	5	5	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
RPb	15	15	15	15	15	15	15	15	5	5	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
RSh							0	0	0	0	0	0																
RSb							0	0	0	0	0	0																

Programmation pour le stockage (étape 2)

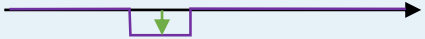
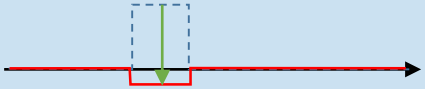
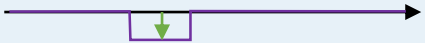
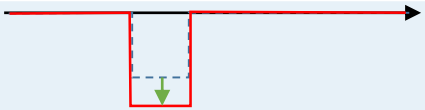
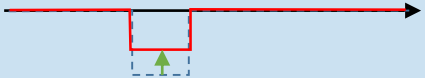
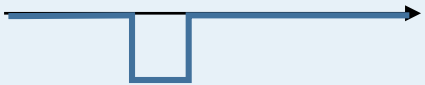
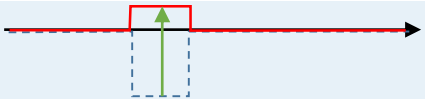
Evolutions - Modalités d'envoi du Programme de marche

- Dans le cas du stockage, un programme de marche **n'est pas attendu sur l'EDP** (pas d'ajustement au niveau de l'EDP)
- Un **programme de marche est attendu en « relatif ou delta » sur l'EDA,** c'est-à-dire que la puissance active ne comprend que la « variation de puissance explicite liée à l'ajustement». Ce principe de renvoi du programme de marche est le même que pour les EDA « non constituées d'EDP » actuelles.
- Si le **PM n'est pas reçu par l'acteur, il sera tracé par RTE** suivant les mêmes modalités que pour les EDA « non constituées d'EDP » actuelles(« rectangle » basé sur la valeur de l'ajustement attendu)

➔ Le **programme de marche** est attendu à la **maille de l'EDA uniquement et en « delta »**

Programmation pour le stockage (étape 2)

Illustrations

PA (sur l'EDP)		Aju	PM (« delta », sur l'EDA)		Résultante (indicatif)	
+ 50		Hausse	+50		Inj. 100	
+ 100		Baisse	-50		Inj. 50	
+ 100		Baisse	-150		Inj. -50	
-50		Baisse	-50		Sout. -100	
-100		Hausse	+50		Sout. -50	
-100		Hausse	+150		Inj. +50	

Programmation pour le stockage (étape 2)

Propositions - Offres sur le MA et gestion des marges

- **Installations de stockage et gestion du stock :**
  - comme proposé en V9.1, la gestion du stock des installations de stockage est de la responsabilité de l'acteur.
  - Cela ce traduit notamment par le fait que toute offre d'ajustement proposée sur une EDA est réputée faisable (engageante pour l'acteur).
  - Il sera possible pour les acteurs de redéclarer les programmes liés aux installations de stockage aux guichets de programmation.

- **Lien avec la gestion des marges :**
  - Pour permettre à RTE la meilleure visibilité possible des capacités, lorsqu'un acteur n'a pas une connaissance suffisante de la disponibilité de son EDA (notamment sur des instants lointains = hors fenêtre opérationnelle) car cela dépend de son état de charge/programme d'ici là, RTE propose que l'acteur ne fasse qu'une offre sur la fenêtre opérationnelle.

➔ **Cela équivaut pour l'acteur à redéposer une offre à chaque guichet, en indiquant :**
- Une **Pmax ≠ 0** pour les pas de temps pendant il n'est pas possible/prévu de tenir en bande (sans recharge intermédiaire)
- Une **Pmax = 0 au-delà**



6

Cadre d’activation des flexibilités pour contraintes RPT

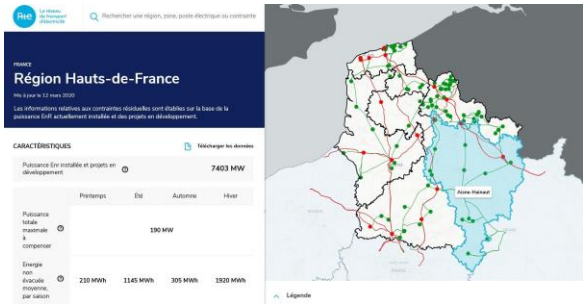
La participation des flexibilités à la résolution des congestions réseau

1 Les flexibilités peuvent **réduire les contraintes « résiduelles »** qui subsistent une fois réalisés les renforcements réseau justifiés économiquement.

- **Participation** des flexibilités **sans engagement de disponibilité**
- Nécessite d'informer les acteurs de marché sur la **localisation** et les **caractéristiques** des contraintes
  - A ce jour, les contraintes résiduelles sont publiées pour la région **Hauts de France**
  - Les publications seront **progressivement étendues à l'ensemble du territoire** au fur et à mesure des révisions des S3RENR

➔ **Travaux d'intégration des nouvelles flexibilités (dont stockage) dans le MA**

➔ **Démarche de publication des contraintes résiduelles**



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

La participation des flexibilités à la résolution des congestions réseau

2 Les flexibilités peuvent **éviter ou reporter des investissements**, en proposant une solution alternative à un coût inférieur.

- Nécessite un **cadre contractuel complémentaire au MA pour encadrer la réservation du service de flexibilité**
- Nécessite d'intégrer les caractéristiques technico économique des flexibilités dans les **méthodes de dimensionnement** du réseau

→ **Feuille de route pour l'intégration des flexibilités dans le dimensionnement réseau présentée en GT stockage**

→ **Lancement d'un recensement d'intérêt sur quelques zones qui débouchera sur le lancement d'appel d'offres expérimentaux l'année prochaine**

Un cadre d'activation adossé sur le mécanisme d'ajustement

1. Pour le cas du traitement des contraintes résiduelles (sans réservation de service préalable)

2. Pour les AO flexibilités (avec réservation de capacité préalable)

/!\ A noter : Les modalités d'activation pourront ne pas être strictement identiques entre les 2 cas d'usages présentés

Que signifie avoir un cadre d'activation adossé sur le MA ?

Le mécanisme d'ajustement permet déjà d'activer des offres pour motif « congestion réseau »

Rappel : il existe plusieurs motifs d'activation sur le mécanisme d'ajustement

- RTE a ainsi la possibilité d'activer des offres déposées sur le mécanisme d'ajustement pour traiter des problèmes locaux de congestion réseau
- Lorsqu'un acteur dépose une offre, elle peut-être utilisée pour n'importe quel motif d'activation
- En pratique, il s'agit aujourd'hui d'offres d'ajustement d'EDA composées d'un seul site car par définition, le traitement des congestions est local et nécessite l'activation d'un site bien identifié
  - ✓ **Les règles MA-RE ne permettent pas aujourd'hui d'activer un sous-ensemble d'EDA**
- **Depuis 2018, il existe cependant un cadre expérimental dans les règles permettant certaines dérogations aux principes énoncés ci-dessus**
  - ✓ C'est le cadre qui avait été initialement envisagé comme vecteur d'indemnisation des limitations ENR par automate

Cadre dérogatoire du MA pour le traitement des limitations

❖ **Il s'agit initialement d'un cadre d'indemnisation prévu pour indemniser les producteurs après une limitation de production (notamment par automate)**

Eligibilité

- **Production HTB, production HTA, consommateurs HTB**

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** à la maille d'un site **non utilisable pour l'équilibre offre demande**
- **Prix de l'offre :** peut être **prédéterminé à l'avance** (nécessaire si activation par automate)

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

❖ Cette convention doit décliner ces principes dérogatoires de façon plus détaillée

Et pour l'activation des flexibilités pour contraintes résiduelles ? Et pour les AO ?

Résolution des contraintes résiduelles	Pas de contractualisation préalable **Participation libre**
AO flexibilités expérimentaux	Contractualisation préalable **Participation obligatoire sur les périodes d'engagement**

Le cadre appliqué va dépendre du dispositif d'activation :

- Si la résolution de la contrainte peut passer par les moyens classiques → **activation classique MA pour motif congestion**
- Si la résolution de ce type de contraintes nécessite de passer par un automate → **besoin d'avoir une offre permanente, passage par le cadre expérimental dérogatoire**

Il est nécessaire d'encadrer les offres d'activation de façon à être conforme au contrat de réservation de puissance, que l'activation soit manuelle ou automatique :

- **Passage par le cadre expérimental dérogatoire**

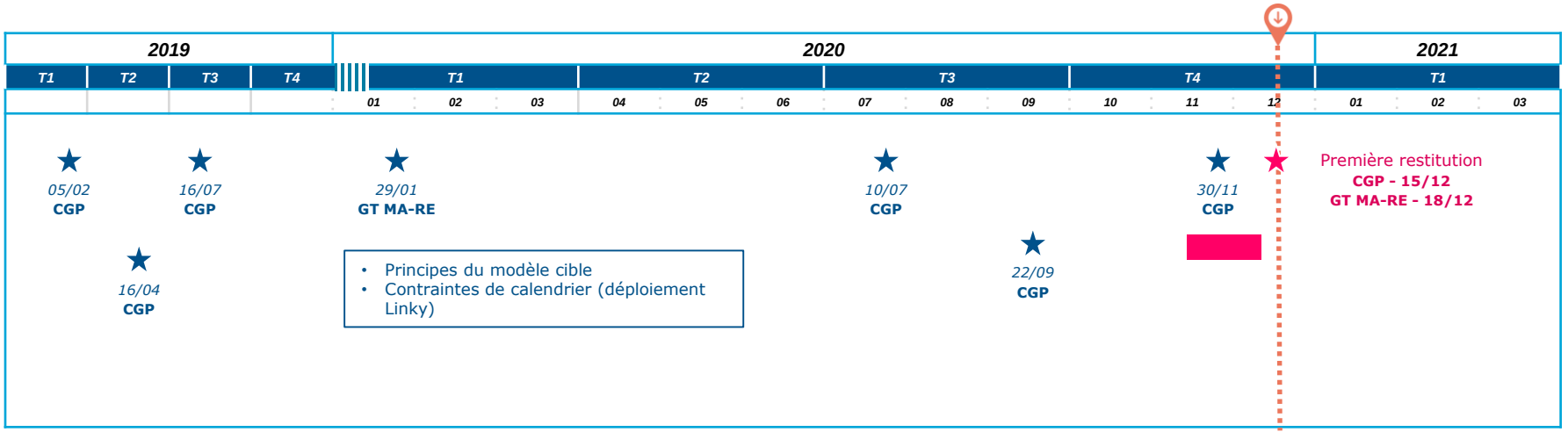
- **Des adaptations** à ce cadre dérogatoire **vont être proposées dans les Règles v 10** pour clarifier les différents cas d'usages et permettre de traiter le cas « contraintes résiduelles »
- Un **élargissement de l'éligibilité** à ce cadre sera également proposé **pour le stockage**
- Pour les AO expérimentaux, les adaptations spécifiques seront traitées en 2021 de concert avec le cadre contractuel de réservation de capacité

7

Retours sur l’appel à contributions Fusion écart - réconciliation temporelle

Concertation sur le système cible de reconstitution des flux

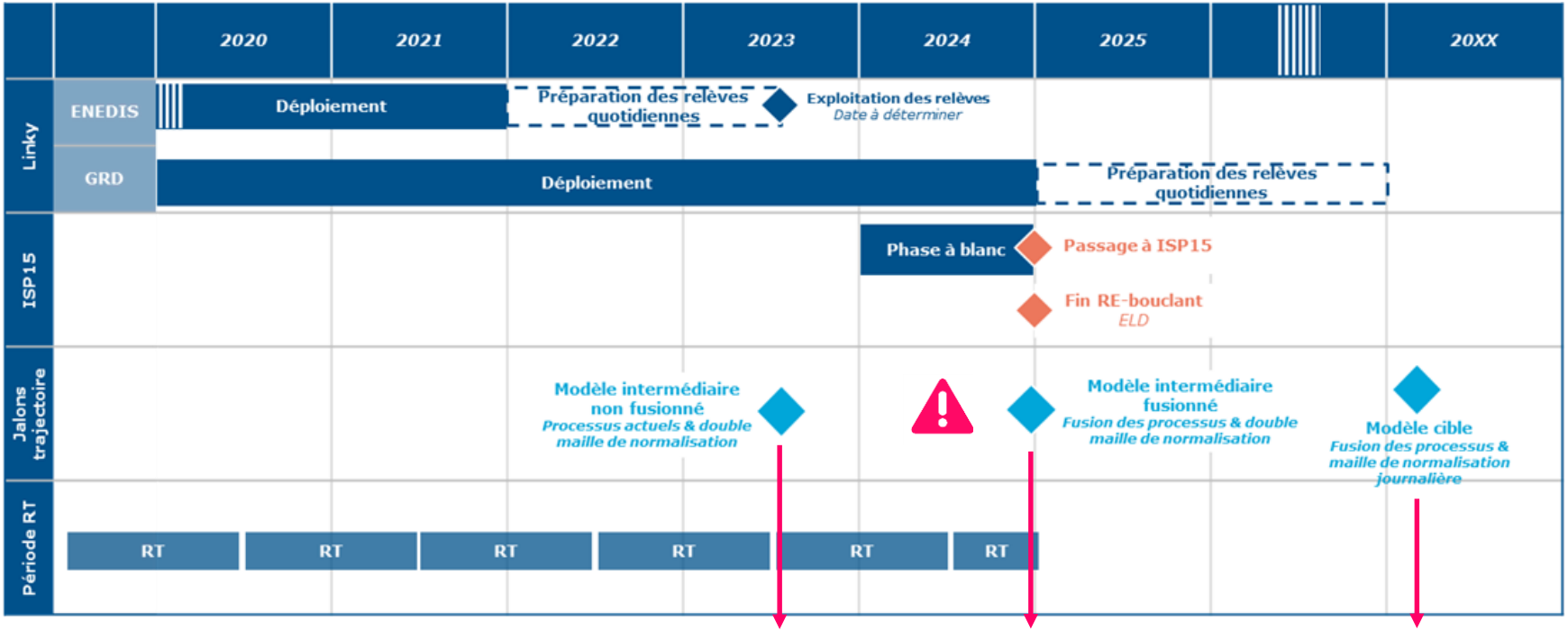
Un appel à contributions a été lancé du 06/11 au 04/12, corédigé par RTE et Enedis, pour recueillir formellement l'avis des parties prenantes, conformément aux demandes de la CRE



Légende

Appel à contributions corédigé par RTE et Enedis (prédiffusé pour avis aux autres GRD)

Trajectoire proposée suite à la concertation



<u>Pour Enedis</u>
Exploitation au plus tôt des mesures d'énergies quotidiennes Linky pour les sites profilés et bouclage au pas jour sur les pertes

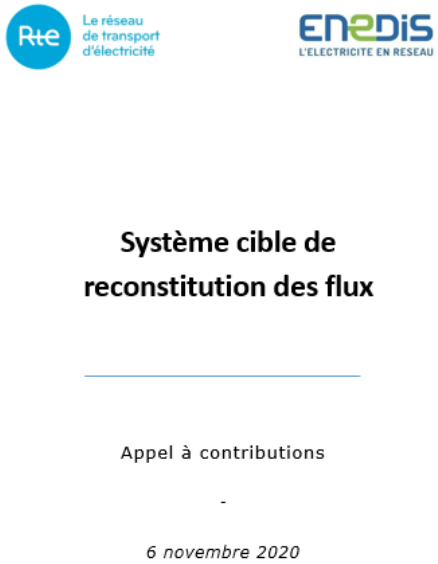
<u>Pour la quasi-totalité des GRD</u>
Fin de déploiement Linky
Bouclage au pas jour ou mensuel sur les pertes selon la finesse des données exploitées
Accélération ?

<u>Pour tous les GRD</u>
Exploitation des mesures d'énergies quotidiennes Linky pour les sites profilés et bouclage au pas jour sur les pertes

1ers retours sur l'appel à contributions

Conformément aux demandes de la CRE, Enedis et RTE ont lancé du 06/11/20 au 04/12/20 un appel à contributions pour recueillir formellement l'avis des parties prenantes sur le système cible de reconstitution des flux

7 acteurs ont répondu : CNR, ENGIE, Enercoop, EDF, TDE, UNELEG, ELE


Le réseau de transport d'électricité

ENEDIS
L'ELECTRICITE EN RESEAU

Système cible de reconstitution des flux

Appel à contributions

-

6 novembre 2020

Une nouvelle réunion CGP ad hoc sur le système cible est organisée le 29 janvier 2021, pour débriefer de façon détaillée les retours concernant l'appel à contributions, et adapter, le cas échéant, les propositions et le calendrier.

En cours de consolidation

1ers retours sur l'appel à contributions

Légende
- Défavorable
- Favorable
- Ne se prononce pas
- » Accélération

Acteurs	Utilisation par Enedis des énergies quotidiennes Linky à compter de Juil. 23		Fusion des processus		Remarques
	Allocation par RE des conso. et prod. profilées	Bouclage au pas jour sur les pertes	Mensuel, soldé en M+12 01/2025	Processus final 01/2027	
CNR					• Insiste sur la nécessité de disposer de données pour préparer ces évolutions
EDF					• Idem CNR sur aspect Données • Insiste sur la nécessité de préciser certaines règles de gestion
enercoop			»		• Idem CNR sur aspect Données • Favorable à une fusion + précoce (Juil. 24) pour éviter une synchro. avec l'ISP15'
ENGIE					• Idem CNR sur aspect Données • Point d'attention sur la prévisibilité des flux affectés
TOTAL direct energie					• Evolutions dégradant la prévisibilité des flux affectés au RE • Demande d'éléments sur la qualité des mesures
ENEDIS L'ELECTRICITE EN RESEAU					
ELE					• Demande un délai d'étude pour les données jour • Accélération de la fusion conditionnée au maintien et à l'adaptation du RE bouclant
UNELEG					• Idem ELE
RTE					

Merci de votre participation