

11 octobre 2019

GT - Evolution des règles MA-RE

RTE – Window

Ordre du jour

1. Actualités françaises et européennes
2. Retour sur les appels à contributions
3. Evolution des règles MA-RE v9.1 : calendrier et périmètre
4. Pas de règlement des écarts 15 min
5. Point d'avancement TERRE
6. EDA injection RPD
7. Échéance pour l'envoi des courbes de charge



1

Actualités françaises et européennes

Actualités de la concertation MA-RE

Passées

GT du 17/05/2019
- Evolution du PRE
- Stockage
- Pas de règlement des écarts en 15 min

GT du 21/06/2019
- Point sur les appels à contributions
- Gestion des marges
- Modalités transitoires – Dégradation des SSY
- Point avancement TERRE

AT du 18/07/2019

A venir

AT du 18/10/2019
- GIPSE : gestion des périmètres d'ajustement
- TOPASE : tests sur les offres

Consultation des règles MA-RE v9.1

GT participation aux EnR

Tests pour TERRE

Participation des EnR au mécanisme d'ajustement

Lancement d'un groupe de travail

RTE organise un GT dédié à la participation des énergies renouvelables au mécanisme d'ajustement

mercredi 6 novembre 2019

de 14h à 16h30

dans les locaux de RTE, Immeuble Window, 7C, Place du Dôme, 92073 La Défense

Salle Dôme M



Ordre du jour prévisionnel:

- Objectifs et organisation du groupe de travail
- Opportunités de valorisation des ENR sur le MA pour l'équilibre offre-demande
- Application des règles MA à une EDA contenant des installations ENR
- Cas du traitement des congestions réseau par automate
- Travaux à venir : évolution des méthodes de contrôle du réalisé

Si vous êtes intéressés par participer à ce GT, vous pouvez demander à être ajouté à la mailing en envoyant un mail à l'adresse louise.oriol@rte-france.com

Les propositions européennes examinées par l'ACER

Le rôle accru de l'ACER au niveau européen conféré par le Paquet Energie Propre



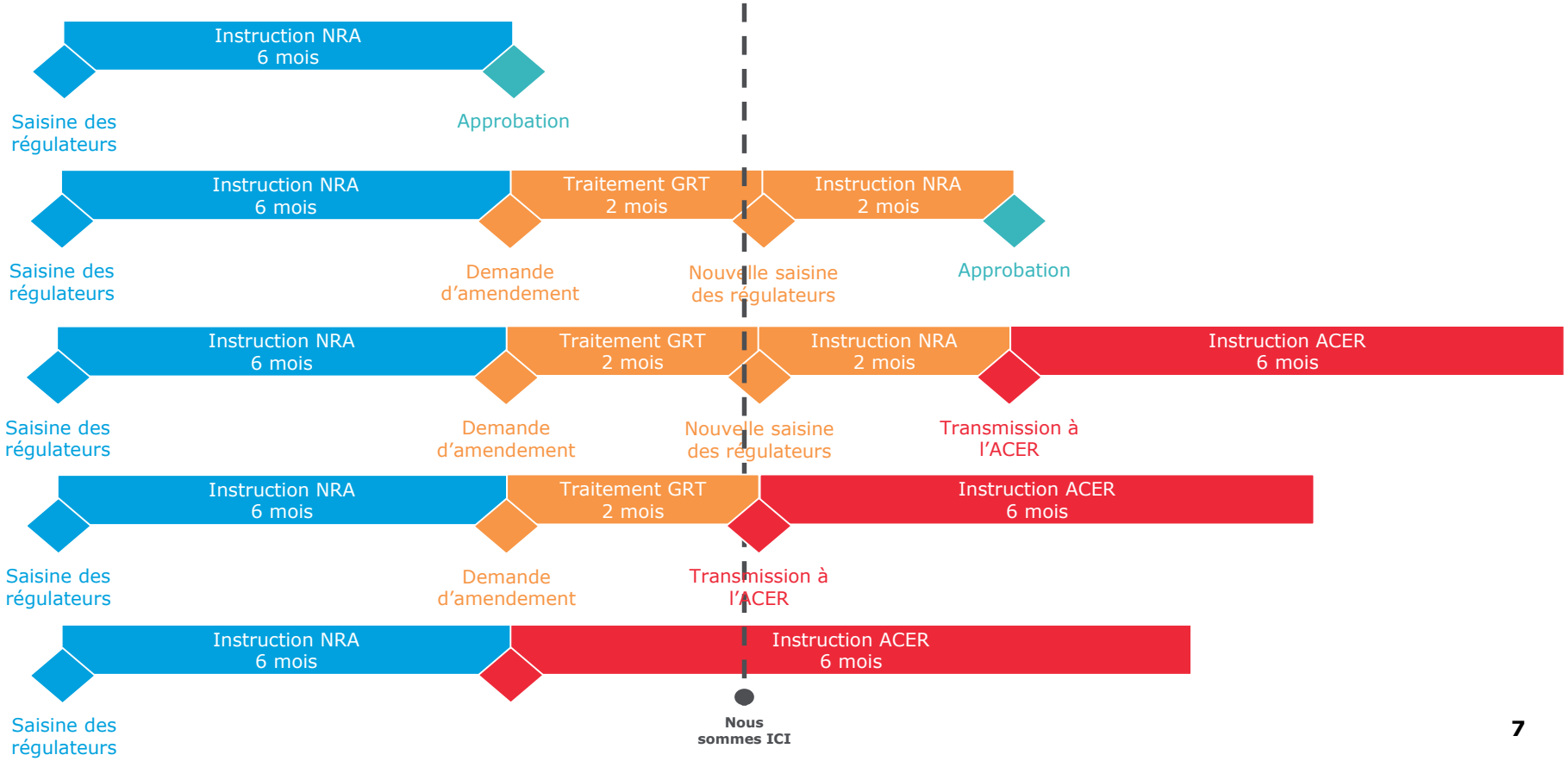
ACER
Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Elargissement du champ de compétence de l'Agence :
- élargissement du périmètre des codes de réseau et ;
- extension des tâches

Renforcement des pouvoirs de l'Agence :
- pouvoir d'amendement des propositions de codes de réseau qui lui sont actuellement soumises pour avis et ;
- pouvoir d'approbation de leurs modalités de mise en œuvre qui relevaient de la compétence des régulateurs nationaux et/ou des opérateurs.

Calendrier pour l'approbation des propositions

Les scénarios possibles



Les propositions européennes examinées par l'ACER

Les propositions européennes de mise en œuvre du règlement Electricity Balancing

4

Demandes d'amendements par les NRA
Motifs d'activation (art 29)
Règlement des échanges prévus d'énergie GRT-GRT (art 50)
Proposition d'harmonisation du règlement des déséquilibres (art 52)
Cadre de mise en œuvre de la compensation des déséquilibres (art 22)

3

Propositions directement transmises à l'ACER
Fixation du prix de l'énergie d'équilibrage (art 30)
Cadre de mise en œuvre de la plateforme de aFRR (art 21)
Cadre de mise en œuvre de la plateforme de mFRR (art 20)

Les propositions examinées par les régulateurs

Les principaux points discutés

Harmonisation du règlement des déséquilibres
- Restriction des possibilités d'appliquer un prix double (dual price)
- Composantes possibles pour la formation du prix de règlement des écarts

Plateforme d'échange d'énergie de mFRR
- Lien technique entre offres

Plateforme d'échange d'énergie d'aFRR
- Non possibilité de modification des offres après la GRT-GRT *gate closure time*
- Enjeu de long terme sur *Control request/control command*
- *Full activation time* en 5 min dès 2024

Les travaux européens EBGL en 2019

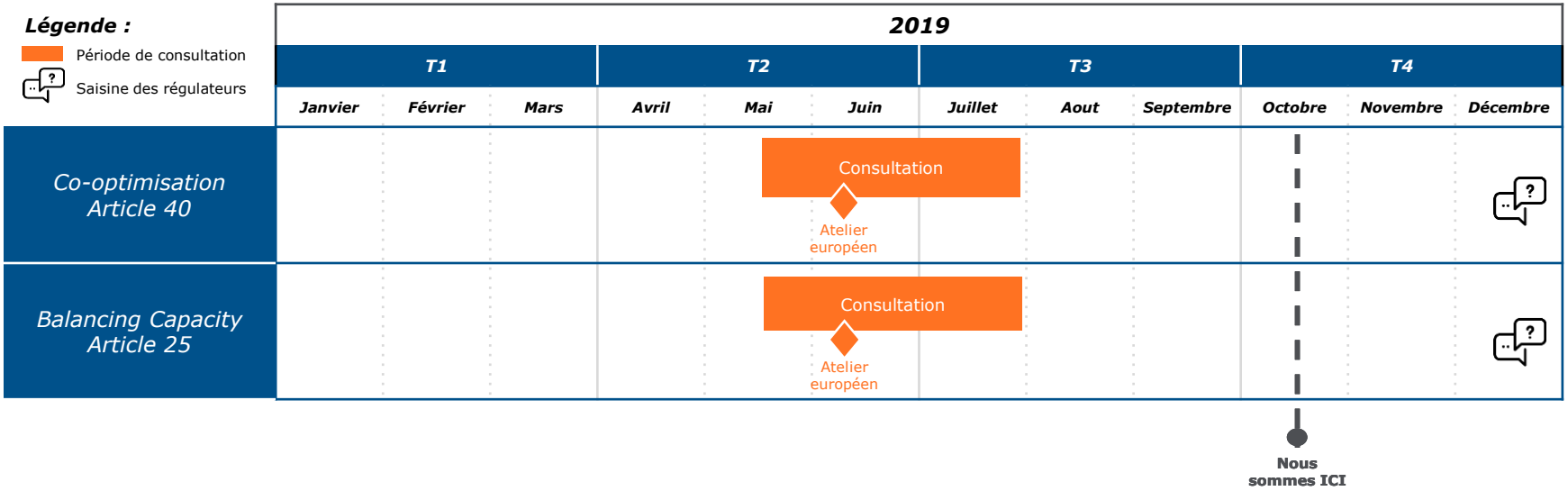
Point d'actualité sur les propositions soumises en décembre 2019

Proposition	Saisine officielle	En cours	Suite
Motifs d'activation (art 29)	11 février 2019	Demande d'amendement	**Envoi du RfA :** oct 2019
Fixation du prix (art 30)	11 février 2019	Transmission à l'ACER	**Consultation ACER :** oct-nov 2019 **Document définitif** : jan 2020
Règlement GRT-GRT (art 50)	11 février 2019	Demande d'amendement	**Envoi du RfA :** oct 2019
Harmonisation du règlement des déséquilibres (art 52) (déséquilibre, règlement des écarts, …)	11 février 2019	Demande d'amendement	**Envoi du RfA :** oct 2019
Cadre de mise en œuvre aFRR (art 21) (réserve secondaire – projet PICASSO)	11 février 2019	Transmission à l'ACER	**Consultation ACER :** oct-nov 2019 **Document définitif** : jan 2020
Cadre de mise en œuvre mFRR (art 20) (réserve tertiaire – projet MARI)	11 février 2019	Transmission à l'ACER	**Consultation ACER :** oct-nov 2019 **Document définitif** : jan 2020

Sous réserve de la décision finale des régulateurs européens

Les travaux européens EBGL en 2019

Point d'actualité sur les propositions en cours d'élaboration



2

Appel à contributions

Synthèse des retours

Concertation MA-RE

Les différents appel à contributions organisés en 2019

Compensation des offres non partagées sur la plateforme	• Contexte réglementaire • Retour de RTE sur les propositions des acteurs • Proposition de RTE • Offres éligibles à la compensation • Montant de la compensation

Participation des moyens de stockage sur le mécanisme d'ajustement	• Principes proposés :
	  • Remontée des données
	  • Programmation
	  • Constitution des EDA
	  • Gestion du stock
	  • Calcul des volumes réalisés

Gestion des périmètres	• Principes proposés:
	  • Opérateur de flexibilité et périmètre de sites
	  • Supports d'offre mixtes multi-mécanismes
	  • Passage à une gestion hebdomadaire des périmètres

Evolution du prix de règlement des écarts	• Présentation des retours de l'appel à contributions

Evolution de la gestion des périmètres

Evolutions proposées

- Opérateur de flexibilité et périmètre de sites
- Supports d'offre multi-mécanismes
- Mise à jour hebdomadaire des périmètres

Synthèse des réponses

Q1 Confirmer l'intérêt pour une évolution de la gestion des périmètres
6 acteurs se déclarent explicitement favorables à une évolution de la gestion des périmètres en vue de sa simplification.

Q2 Quel ordre de priorité des évolutions proposées ?
Les opérateurs priorisent le changement de fréquence de mise à jour.
Les GRD souhaitent la traiter en dernier (impacts SI et opérationnels)

Q3 Besoin d'une fréquence journalière ?
Pas de besoin exprimé sauf ENERGYPOOL
Les GRD sont clairement opposés à une fréquence journalière

Q4 Besoin de conserver une fréquence commune MA/NEBEF ?
Oui à l'unanimité

Commentaires supplémentaires

ADEEF
Alerte sur l'impact SI pour les GRD. Préconise de prioriser les évolutions avant de passer fréquence hebdomadaireet d'introduire les changements de façon synchronisée sur MA/NEBEF et SSY

ENERGYPOOL
Exemples de besoin d'une fréquence journalière: Site à sortir de l'entité les jours où il ne peut plus participer à l'effacement - Site arrêté à sortir de l'entité le jour son redémarrage.

VOLTALIS:
Souhaite que le rôle des GRDs soit recentré sur la validation des périmètres de sites des acteurs, et qu'ils restent libres de se limiter aux vérifications des supports d'offre jugées nécessaires, sous leur responsabilité. Ceci afin de fluidifier le processus.

Insertion des moyens de stockage dans les règles (1/2)

Acteurs ayant répondu

ADEeF ; Energy Pool ; Total Direct Energie ; Alpiq ; ENGIE ; Total Solar ; CNR ; NW Joules ; EDF ; SER

Synthèse des réponses

Q1 → Q11

Introduction et délai de mise en œuvre (Q1&2)

- Constat partagé d'une nécessité de préparer le cadre contractuel au stockage
- Pas de date ferme affichée, mais une volonté de mise en œuvre rapide, a minima à titre expérimental
- Une arrivée au « plus tôt » au 1er juillet 2020 d'un point de vue GRD

Grands principes et définitions (Q3-5)

- Consensus global sur la nécessité de distinguer le stockage de la dichotomie historique (Inject. Soutir.)
- Nécessité d'aligner les définitions entre tous les mécanismes et au niveau européen
- La notion de stationnarité, bien que limitante, reste en majorité acceptable au démarrage mais doit être clairement affichée dans les définition (définition du stockage stationnaire / non stationnaire)

Considération en tant qu'installation de stockage ou en tant que site (Q6&7)

- La distinction en tant qu'IS semble couvrir les cas d'usage actuels
- Ok en général pour considérer une IS comme un site (inj/sout) même si limité (à la condition que cela n'engendre pas d'efforts au détriment de la solution pérenne) → doit rester une possibilité alternative
- Avis partagés sur le traitement dérogatoire proposé pour les STEP

Programmation (Q8-11)

- La nécessité de programmer pour les IS est globalement comprise et soutenue par les acteurs (a minima pour le RPT)
- Une programmation de chaque installation peut être lourd (notamment V2G?) - notamment pour le RPD
- Attention au lien avec les SSY (notamment en lien avec la stratégie de recharge)
- Les modalités d'envoi du PA sont unanimement comprises et acceptées

Insertion des moyens de stockage dans les règles (2/2)

Synthèse des réponses

Q12 → Q23

Dissociation injection soutirage et cas des STEP (Q12&13)

- La majorité des acteurs ne se prononcent pas sur un intérêt à dissocier l'injection et le soutirage, ou n'en voient pas la nécessité (en tout cas à court terme)
- A l'inverse d'autre acteurs voient un intérêt à dissocier injection et soutirage
- Certains acteurs ne sont pas favorable a un traitement spécial des STEP

Possibilités d'agrégation des EDA pour le stockage (Q14-18)

- Certains acteurs sont favorables à l'intégration de la notion de stockage dans les noms d'EDA
- La plupart des acteurs comprennent les limitations proposées aux agrégations sur l'injection RPT
- 1 acteur proposent de considérer des seuils pour l'agrégation plutôt qu'un type de raccordement (surtout dans le cas de contrats de décompte)
- 4 acteurs considèrent limitant voire très limitant le fait que l'agrégation avec le soutirage ne soit pas possible
- Les GRD ne voient pas de problèmes majeurs à la mise en œuvre des propositions tant que la coordination (notamment SI) est faite suffisamment en amont

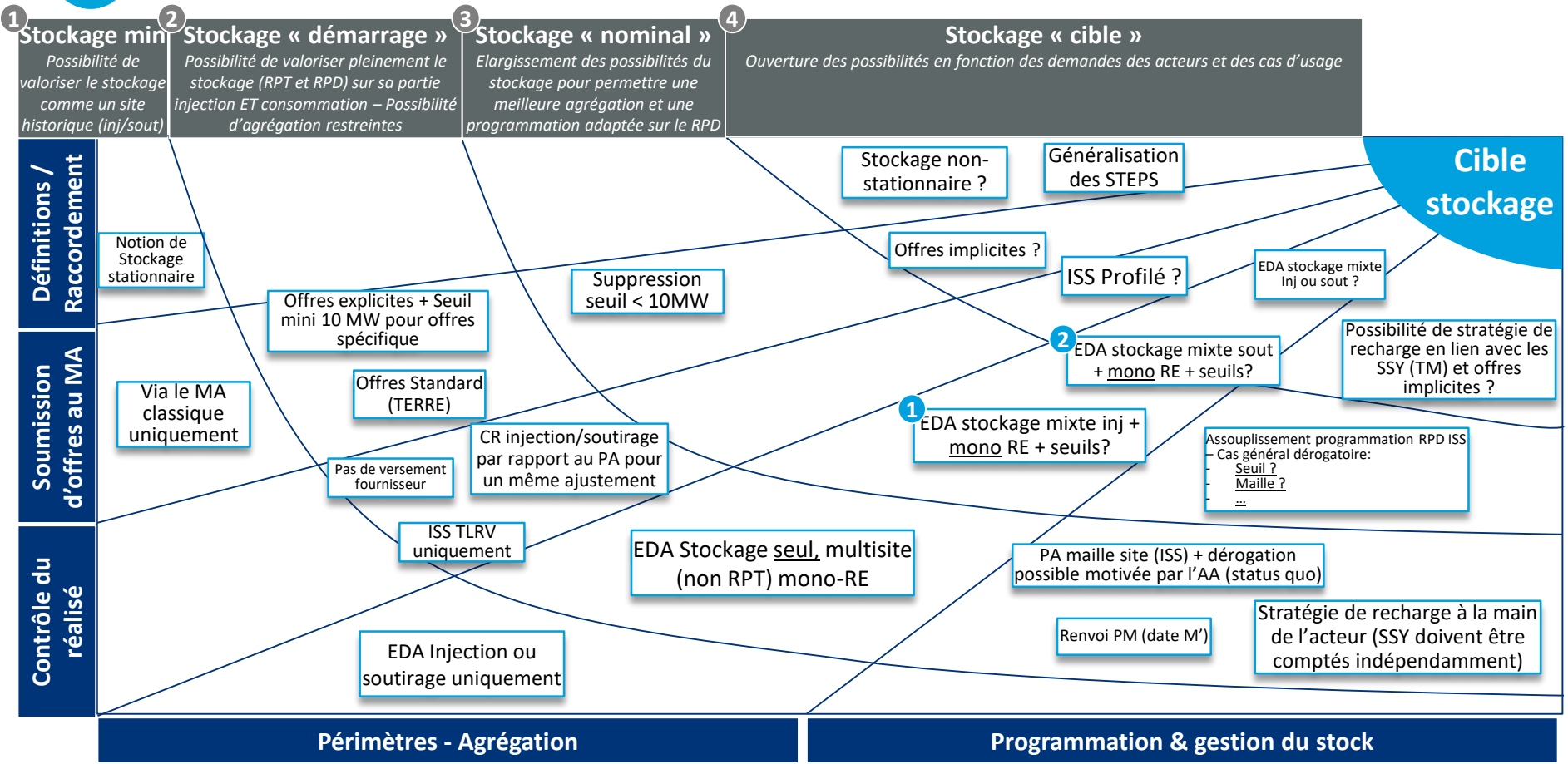
Gestion du stock – offres implicites/explicites (Q19-21)

- Certains acteurs demandent explicitement à pouvoir faire les deux
- La question du lien entre l'obligation de programmer en 2020 (et le lien avec la soumission d'offres implicites) et les possibilités pour le stockage a été posée
- La possibilité pour RTE de connaitre le stock en temps réel (ou proche) pourrait passer par des re-déclarations fréquentes de contrainte de stock (fréquence à définir)
- La proposition pour les offres explicites/standard sont globalement acceptées

Modalités de calcul des volumes réalisés (Q22&23)

Une majorité des acteurs sont en faveur des propositions de RTE

Proposition de feuille de route stockage



Compensation des offres non partagées

Evolutions proposées

- Périmètre des offres éligibles à la compensation (offre standard, filtrée pour cause marge, libre, prix de l'offre est inférieur au prix de clearing de la plateforme de produits standard de RR
- Montant de la compensation basé sur le prix de la RC

Synthèse des réponses

5 acteurs ont répondu à l'appel à contribution

Q1 Les critères pour qu'une offre filtrée soit éligible à la compensation vous semblent-ils pertinents ?.
- Compensation pour cause marge, réseau, activation d'une offre spécifique ou engagée en réserves

Q2 Est-ce que le montant de la compensation proposé par RTE vous paraît pertinent ?
- Demande d'adaptations de la formule du montant de la compensation
- Compensation prix de clearing – prix d'offre
- Prix de la RC trop faible et pas représentatif de la tension sur le marché

Divers
- Demande de discussions sur le plan européen sur ce sujet
- La priorité doit aller à l'utilisation des offres standard
- REX après la mise en service de TERRE
- Modalités de financement de la compensation

3

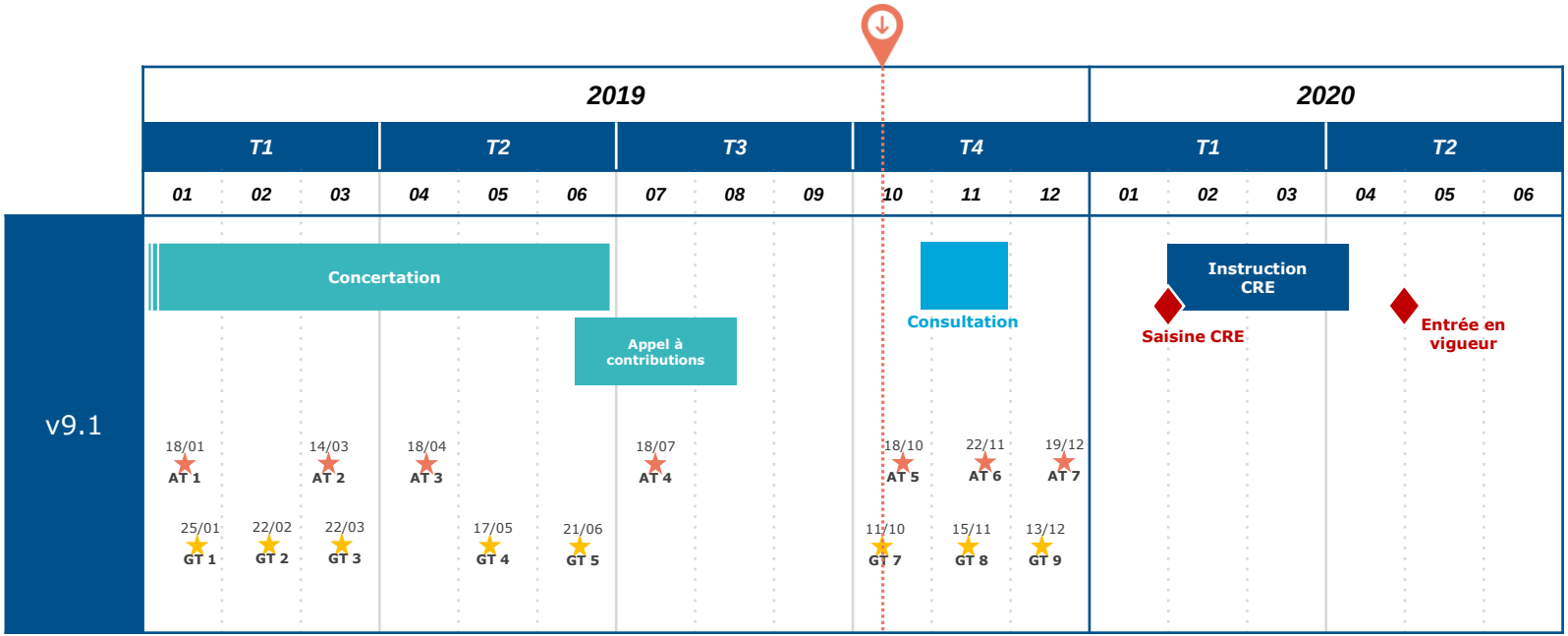
Evolution des règles MA-RE v9.1

Calendrier et périmètre

Périmètre de la concertation 2019

Version de règles	Sujets principaux	Règles	Rapport d'accompagnement
v9.1	Déclinaison du code Emergency and Restoration	Oui	Oui
	Insertion des nouvelles interconnexions dérogatoires (NID) – Projet Eleclink	Oui	Oui
	Insertion de la notion d'EDP soutirage	Oui	Oui
	Compensation des offres non–partagées sur la plateforme	Non	Oui
	Méthodologie du calcul d'écart – conformité Electricity Balancing	Oui	Oui
	Stockage	Oui	Oui
	Plateforme TERRE - Dispositions transitoires liées à la dégradation des SSY	Oui	Oui
	Calcul des marges	Oui	Oui
	Evolution du prix de règlement des écarts (PRE)	Non	Oui
	Evolution de la gestion des périmètres : déclaration du GRD	Oui	Oui
Versions ultérieures	Evolution de la gestion des périmètres : processus de changement (fréquence d'évolution)		
	Initiation de la concertation sur le passage à un pas de règlement des écarts à 15 min		
	Initiation de la concertation sur la plateforme d'échange de mFRR (MARI)		
	Fusion du processus écarts avec la réconciliation temporelle		

Calendrier prévisionnel des règles MA-RE



4

Pas de règlement des écarts 15 min

Retours sur l'appel à contributions

Pas de règlement des écarts 15 min

Déroulé de l'appel à contributions

RTE et ENEDIS ont lancé un appel à contributions relatif aux modalités de mise en œuvre du nouveau pas de règlement des écarts du **19/06/2019 au 18/07/2019.**

6 acteurs ont répondu : Alpiq, CNR, EDF, Enercoop, les ELD (Anroc, ELE, Fnsicae, Uneleg), Engie.

Synthèse des réponses

Principes généraux proposés pour la transition

- Les acteurs partagent la liste des impacts identifiés par RTE et Enedis
- Les acteurs soulignent l'importance de disposer de produits 15 minutes sur les marchés de gros à l'horizon du passage au pas de règlement des écarts à 15 minutes (a minima en infrajournalier)
- Certains acteurs s'expriment pour une cible avec uniquement des données 5 et/ou 15 minutes
- La majorité des acteurs souhaite une publication des données de comptage au pas effectivement mesuré (soit 5' pour les points HTA et BT>36 kVA)

Calendrier

- Les acteurs de marché sont partagés sur la date de bascule (1er juillet 2014 vs 1er janvier 2025), avec une légère préférence pour le 1er janvier 2025
- Les acteurs de marché souhaitent que les changements dans les règles soient réalisés au plus tôt (de préférence 2021-22 que 2022-23)
- Les acteurs de marché souhaitent une bascule synchrone de l'ensemble des gestionnaires de réseau

Pas de règlement des écarts 15 min

Synthèse des réponses

Phase de fonctionnement à blanc

- La durée souhaitée est d'un an (démarrage 1er janvier 2024), avec mise à disposition des spécifications SI 1 an avant le démarrage (1er janvier 2023). Elle permettra de tester l'ensemble des processus opérationnels
- Le fait que certaines petites ELD ne participent pas serait acceptable pour certains acteurs
- Certains acteurs souhaitent disposer d'un historique de données au pas 15minutes démarrant a minima au 1er janvier 2021 pour le calage des modèles de prévision
- Durant la phase à blanc, toutes les données utilisées dans les processus de reconstitution des flux devront être disponibles pas de 15 minutes
- Les acteurs de marché devront pouvoir réaliser les tests selon des calendriers spécifiques

Organisation de la concertation

- Les acteurs de marché considèrent l'organisation proposée pour la concertation adaptée
- Les ELD souhaitent la mise en place d'une instance de partage pour les gestionnaires de réseau (RTE, Enedis, ELD)
- Certains acteurs expriment le souhait de la mise à disposition d'un interlocuteur dédié par gestionnaire de réseau
- Les acteurs souhaitent également de la visibilité sur les concertations à mener au niveau européen concernant les sujets connexes (marchés journalier et infrajournalier, évolution de la plateforme TERRE vers 96 guichets, programmation aux interconnexions)

Suite de la concertation

Réunion ad'hoc organisée par Enedis et RTE fin novembre (date à préciser) pour présenter:

- les réponses aux demandes formulées par les acteurs lors de l'appel à contributions ;
- un calendrier de concertation affinée.

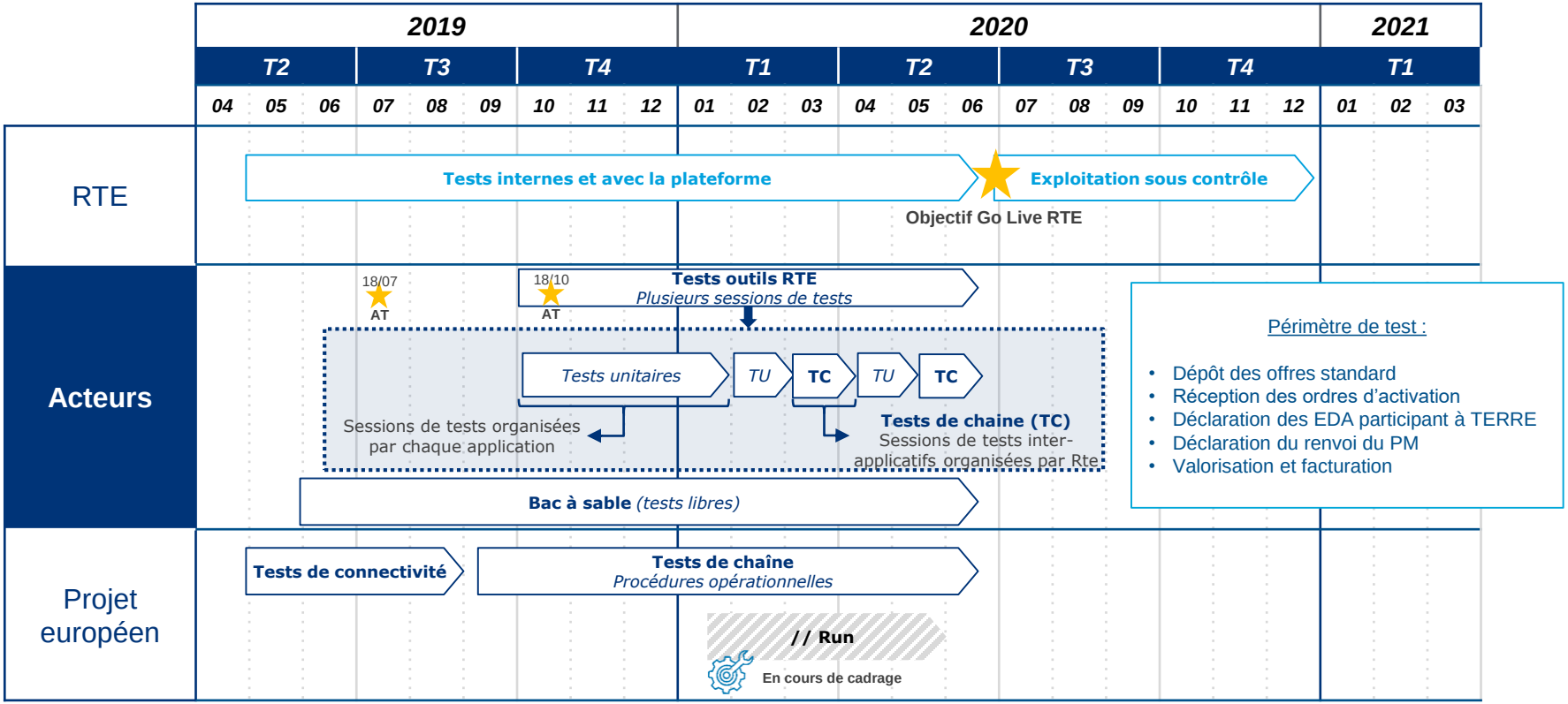


5

Point d’avancement TERRE

Plateforme européenne TERRE

Planning



Plateforme européenne TERRE

Planning prévisionnel de participation des GRT

GRT	Pays	Connexion à la plateforme TERRE
CEPS	République Tchèque	Décembre 2019
REE	Espagne	Q1 2020
REN	Portugal	Q1 2020
Swissgrid	Suisse	Q1 2020
RTE	France	Juin 2020
National grid	Angleterre	Juin 2020
TERNA	Italie	Q2 2020
PSE	Pologne	Q1 2021



6

EDA injection RPD

EDA injection RPD

Proposition de décaler l'échéance au 1er avril 2020

Contexte

Rappel du contexte :

Article 7 de la section 1 des règles MA-RE en vigueur

La suppression de la possibilité de transmettre des offres spécifiques explicites pour les EDA injection RPD telle que prévue à l'article 4.3.1.2.2 au 1er janvier 2020. A compter de cette date, les AA doivent soumettre des offres spécifiques implicites pour les EDA injection RPD.

Une période supplémentaire est proposée **jusqu'au 1er avril 2020** aux acteurs pour effectuer ce changement.

Modélisation

Créer **une unique EDP** contenant l'ensemble des sites de l'EDA.

→ L'intérêt d'introduire le multi-EDP sera réinterrogé si demande des acteurs.

Si les sites de l'EDA sont répartis sur **plusieurs GRD**, RTE demande de créer toujours une unique EDP et accordera les dérogations nécessaires pour que l'EDP puisse contenir des groupes de production situés sur des sites distincts.

EDA injection RPD

Envoi de données et tests

Envoi des données

Concernant la **programmation**, les acteurs doivent **se déclarer responsable de programmation et envoyer** le programme d'appel et ses redéclarations au niveau de l'EDP.

Concernant l'**envoi des offres**, les acteurs doivent envoyer :

- les déclarations de performance et contraintes techniques (CT_PROD5)
- les conditions d'utilisation des offres (CT_PROD_1à4 en remplacement du CT_CE)
- le fichier d'offres (inchangé)

Organisation des tests

Des **tests d'envoi des données** vers les applications TOPASE et SyGA vont être organisés pour les acteurs.

Deux créneaux de tests :

- fin novembre/début décembre
- fin février/début mars



7

Échéance pour l’envoi des courbes de charge

Échéance d'envoi des courbes de charge

Contexte

Article 4.5.2.1.2.1 de la section 1 des règles MA-RE en vigueur

*Au plus tard à partir du 4 janvier 2020, les **Courbes de Charge des Sites Télérelevés** raccordés au RPD pour une semaine S, sont envoyées par le GRD, Site par Site, à RTE et à l'Acteur d'Ajustement concerné au plus tard à 12h le vendredi de la semaine S+1.*

Article 4.5.2.1.2.2 de la section 1 des règles MA-RE en vigueur

*Les **Courbes de Charge des Sites de Soutirage Profilé** pour une semaine S, dont un Jour au moins appartient au Mois M, sont transmises à RTE par l'Acteur d'Ajustement ou, par le GRD, au plus tard à 12h le jeudi de la semaine S+2.*

Proposition

Harmoniser l'échéance d'envoi des courbes de charge des sites profilés sur l'envoi des courbes de charges des sites télérelevés

- A partir du 4 janvier 2020 : Envoi des courbes de charge par les GRD pour les sites télérelevés en S+1 (version v9 actuellement en vigueur)
- A la cible : Envoi des courbes de charge pour les sites profilés par les GRD ou les acteurs d'ajustement en S+1 (la proposition figure dans le rapport d'accompagnement des règles v9.1)

Merci de votre participation