

29 janvier 2020

GT - Evolution des règles MA-RE

RTE – Window

Ordre du jour

1. Point d'actualités sur les travaux européens
2. Point post-consultation des règles MA-RE v9.1
3. Présentation de l'exploitation sous contrôle pour TERRE
4. EDA injection RPD
5. Etat des lieux des publications (SyGA vs Portail Services et Data)
6. Convergence des processus « Ecart » et « Réconciliation temporelle »

1

Point d’actualités sur les travaux européens

Actualités de la concertation MA-RE

Passées

AT du 18/10/2019

- GIPSE : gestion des périmètres d'ajustement
- TOPASE : tests sur les offres

Consultation des règles MA-RE v9.1

- Du 06/11/2019 au 13/12/2019

GT/AT du 13/12/2019

- BOB : Contexte, enjeux, cas métiers
- BOB : présentation du guide utilisateur

Tests pour TERRE

A venir

Saisine des règles MA-RE v9.1

AT du 05/02/2020

- Lieu : Immeuble Window – Salle Dome M
- Heure : 05/02/2020 de 14h à 16h30
- Ordre du jour :
  - Evolution des publications ENTSO-E Transparency
  - Evolution des publications Portails Services et Data

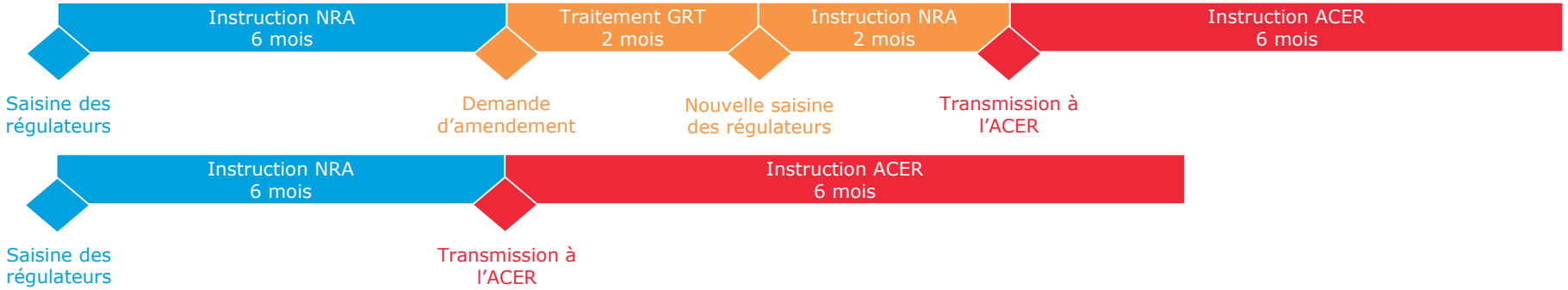
GT du 25/02/2020

- Lieu : Immeuble Window – Salle Dome M
- Heure : 25/02/2020 de 14h à 17h

Calendrier pour l'approbation des propositions

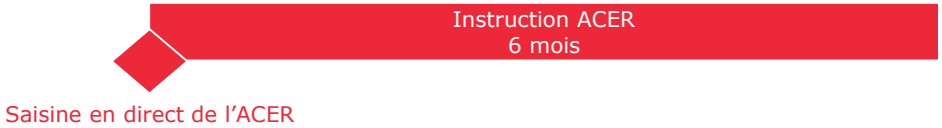
Les scénarios possibles

Propositions soumises initialement avant le 1er juillet 2019

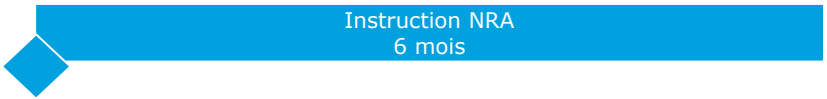


Propositions soumises initialement après le 1er juillet 2019

tous-GRT



par région



...

Les travaux européens EBGL en 2020

Point d'actualité sur les propositions soumises en décembre 2018

Proposition	Saisine officielle	En cours	Suite
Motifs d'activation (art 29)	11 février 2019	Transmission à l'ACER	**Envoi du RfA :** 10/2019 **Transmission à l'ACER** : 01/2020
Fixation du prix (art 30)	11 février 2019	Décision ACER	**Consultation ACER :** 11/2019 **Document définitif** : 01/2020
Règlement GRT-GRT (art 50)	11 février 2019	Transmission à l'ACER	**Envoi du RfA :** 10/2019 **Transmission à l'ACER** : 01/2020
Harmonisation du règlement des déséquilibres (art 52) (déséquilibre, règlement des écarts, …)	11 février 2019	Transmission à l'ACER	**Envoi du RfA :** 10/2019 **Transmission à l'ACER** : 01/2020
Cadre de mise en œuvre aFRR (art 21) (réserve secondaire – projet PICASSO)	11 février 2019	Décision ACER	**Consultation ACER :** 11/2019 **Document définitif** : 01/2020
Cadre de mise en œuvre mFRR (art 20) (réserve tertiaire – projet MARI)	11 février 2019	Décision ACER	**Consultation ACER :** oct-nov 2019 **Document définitif** : 01/2020

Sous réserve de la décision finale des régulateurs européens

Les travaux européens EBGL en 2020

Point d'actualité sur les propositions soumises en décembre 2019

Propositions tous GRT saisies initialement après le 1er juillet 2019

Proposition	Saisine officielle de l'ACER	En cours	Suite
CZCA Co-optimisation (article 40)	18 décembre 2019	Instruction ACER	Décision attendue : 06/2020
Balancing Capacity (article 25)	18 décembre 2019	Instruction ACER	Décision attendue : 06/2020

Propositions par CCR saisies initialement après le 1er juillet 2019

Proposition	Saisine officielle des régulateurs	En cours	Suite
CZCA Market Based (article 41) *CORE et Italie Nord*	18 décembre 2019	Instruction régulateurs	Décision attendue : 06/2020
CZCA Economic efficiency (article 42) *CORE et Italie Nord*	18 décembre 2019	Instruction régulateurs	Décision attendue : 06/2020

2

Point post-consultation de la version saisine des règles MA-RE v9.1

Périmètre de la concertation 2019

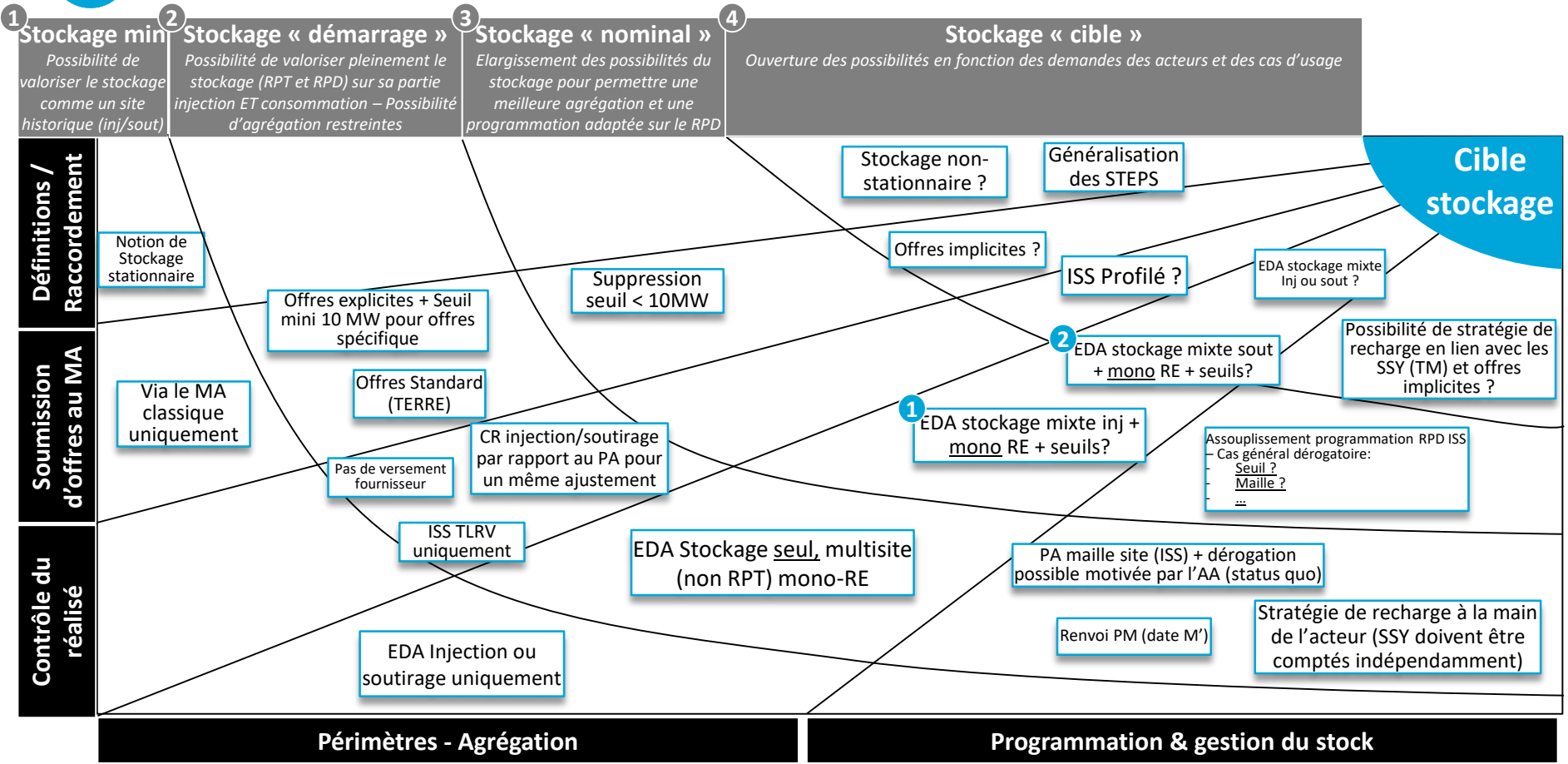
	Sujets principaux	Règles	Rapport
v9.1	Calcul des marges et leur publication	Oui	Oui
	Déclinaison du règlement *Emergency and Restoration*	Oui	Oui
	Programmation - Qualité pour être responsable de programmation - Insertion de la notion d'EDP soutirage	Oui	Oui
	Stockage (volet n°1)	Oui	Oui
	Evolution de la gestion des périmètres : fiabilisation (volet n°1)	Oui	Oui
	Plateforme TERRE - Période d'exploitation sous-contrôle - Interaction offres standard et RR-RC - Dispositions transitoires liées à la dégradation des SSY	Oui	Oui
	Nouvelles interconnexions dérogatoires (Eleclink)	Oui	Oui
	Méthodologie du calcul d'écart – conformité *Electricity Balancing*	Oui	Oui
	Compensation des offres non partagées sur TERRE	Non	Oui
	Evolution du prix de règlement des écarts (PRE)	Non	Oui

2.1 Focus sur les évolutions majeures

Périmètre de l'évolution v9.1

	Evolutions majeures	Réponse de RTE
v9.1	Calcul des marges et leur publication	Maintien de la proposition avec évolutions mineures pour intégrer les retours
	Déclinaison du règlement *Emergency and Restoration*	Maintien de la proposition avec évolutions mineures pour intégrer les retours
	Programmation - Qualité pour être responsable de programmation - Insertion de la notion d'EDP soutirage	Maintien de la proposition
	Stockage (volet n°1)	Voir ci-après
	Evolution de la gestion des périmètres : fiabilisation (volet n°1)	Maintien de la proposition avec évolutions mineures pour intégrer les retours
	Plateforme TERRE - Période d'exploitation sous-contrôle - Interaction offres standard et RR-RC - Dispositions transitoires liées à la dégradation des SSY	Maintien de la proposition avec évolutions mineures pour intégrer les retours
	Nouvelles interconnexions dérogatoires (Eleclink)	Maintien de la proposition
	Méthodologie du calcul d'écart – conformité *Electricity Balancing*	Maintien de la proposition

PROPOSITION DE FEUILLE DE ROUTE STOCKAGE



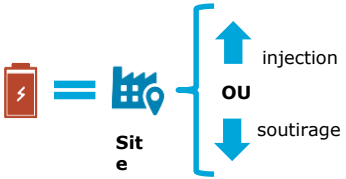
Participation des moyens de stockage au Mécanisme d'Ajustement Etape 1

Rappels sur le contexte de l'étape 1 « adaptation du cadre réglementaire »

- **Objectifs de l'étape 1 :** Permettre rapidementaux capacités de stockage de proposer des offres sur le mécanisme d'ajustement.



- **Principe général retenu en étape 1 :**
  - Une capacité de stockage est assimilée à un site d'injection ou un site de soutirage
  - Le traitement des capacités de stockage est donc entièrement calqué sur le traitement appliqué aux sites classiques



- **Principale limite de l'étape 1 :**
  - Une capacité de stockage ne peut se faire valoriser sur le MA qu'en injection ou en soutirage. (Il lui est impossible de se faire valoriser à la fois en injection et en soutirage)



- **Eléments de planning :** déjà intégré dans les règles V9.1, saisine début février, applicables juin 2020

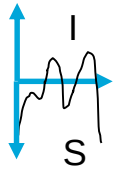


MA-RE V9.1 : Juin 2020

Participation des moyens de stockage au Mécanisme d'Ajustement Etape 2

Rappels sur le contexte de l'étape 2 « valorisation du stockage sur le MA »

- **Objectifs de l'étape 2 :** Permettre aux capacités de stockage de proposer des offres sur le mécanisme d'ajustement qui peuvent être valorisées sur leur parties injection et soutirage.



- **Principe général retenu en étape 2 :**
  - Côté MA, dissociation du stockage de la production et du soutirage :
    - Notion de site de stockage
    - Programmation via des EDP constituée de site de stockage uniquement
    - Offres standard ou spécifiques soumises via des EDA constituées uniquement de sites de stockage
  - Côté RE, la capacité de stockage est traitée suivant son type de contrat de raccordement

  NB : le principe de l'étape 1 (assimilation en injection ou soutirage) resterait ouvert



« Site de stockage différentiable des sites classiques, sur le MA uniquement »

- **Principale limite de l'étape 2 :**
  - Impossibilité pour les acteurs d'agréger des sites classiques avec du stockage



- **Eléments de planning :** Principe intégré dans les règles. Applicable dès l'activation de la date « S ».

Insertion des moyens de stockage : synthèse des retours

Synthèse des retours	Propositions de réponse
Possibilité d'agrégations injection/soutirage trop restreintes • Possibilités d'agrégation trop limitées pour les cas d'usage envisagés • Demande d'ouverture des agrégations dès l'étape 2	**Priorité à la valorisation du stockage avant les autres étapes** • Etape 2 (valorisation injection + soutirage) indispensable comme socle à la participation du stockage au MA • Risque à effectuer plusieurs évolutions en même temps (valorisation + agrégation, programmation, etc.) • Nécessité de prioriser les évolutions avec les autres sujets (ex TERRE)
Volonté d'un cadre dérogatoire clair pour la programmation, notamment RPD • Demande systématique de dérogation lourde • Impact des capacités marginales limité justifiant peu une programmation • Programmation moins justifiée dès lors que les offres sont explicites	**Les travaux sur la programmation sont en cours, mais ne pourront être intégrés au plus tôt dans le prochain jeu de règles** • La programmation pour le stockage est nécessaire pour RTE pour établir le bouclage et pour le contrôle du réalisé • RTE proposera un cadre pérenne pour la programmation liée au stockage, après la finalisation de l'instruction côté RTE et la concertation du sujet avec les acteurs lors des prochains GT • La possibilité dérogatoire actuelle (déjà applicable notamment pour le RPD) semble assez flexible pour permettre la participation du stockage dans un premier temps
Extension au stockage du traitement lié aux STEPS • La modélisation des STEP (2 EDA) doit être conservée pour éviter toute évolution du fonctionnement actuel sans plus-value • Cette même modélisation pourrait par ailleurs être étendue aux autres types de stockage dans des délais courts et de façon simple	**La modélisation du stockage avec 2 EDA ne parait pas optimale dans le cas général** • Pas de possibilité de passer de l'EDA injection à l'EDA soutirage « rapidement » (avec des constantes de temps du même ordre de grandeur que le stockage) • Interdiction (sauf STEP) d'avoir un même site dans 2 EDA
Pas de proposition concernant le stockage non stationnaire	**Le traitement de la non-stationnarité du stockage est un sujet transverse multi-mécanisme (et multi GR) qui pourront être concertés lors de prochains GT transverses**

Insertion des moyens de stockage

Eléments complémentaires

En marge des retours des acteurs, et afin d'alléger les contraintes pour l'étape 2, RTE propose d'apporter les précisions suivantes pour le stockage :

Avant la date M', pas d'obligation de déposer une offre spécifique lors de la soumission d'une offre standard , pour le stockage

- *En effet, il n'est pas prévu de « tracer » le PM pour le stockage entre les dates M et M'*

Simplification de la création des EDA composées d'installation de stockage en « mono-EDP »

- *Il est possible de pouvoir agréger des sites au sein d'une même EDP (dérogation délivrée par RTE), aussi il n'est pas strictement nécessaire d'avoir plusieurs EDP dans une même EDA pour être multi-site (sur le RPD)*

2.5 Focus sur les autres évolutions

Périmètre de l'évolution v9.1

	Autres évolutions	Réponse de RTE
Evolutions MA V9.1	• Qualité de responsable de programmation • Evolution de l'annexe 6 des règles MA-RE (Accord entre le RP et un utilisateur en vue du rattachement des GDP au périmètre de ce RP) : notion de RP bouclant • Modalités de tests prévues par des dispositions règlementaires • Evolution concernant le traitement des indisponibilités non programmées du réseau public de transport (hors réseau d'évacuation) • Evolution sur les conditions d'utilisation des offres spécifiques (Domin<> Domax)	Maintien des propositions
	Annulation d'un guichet TOPASE	**Proposition d'ajout dans les règles**
	Suspension d'un AA si son SI met celui de RTE en danger	**Proposition d'ajout dans les règles**
	Préqualification	Voir ci-après
Evolutions RE V9.1	• Découpage du calcul d'écart en sous-maille • Dématérialisation des annexes C7/C8 et C9 • Intégration d'un avenant à la garantie bancaire • Ajout des impacts liés au passage de la RT au PRE • Mise à jour du mandat SEPA - Ajout AP RE • Service d'échange de blocs (PEB) • Evolution du calcul des courbes de charge profilées de consommation et de production	Maintien des propositions

Préqualification

Synthèse des retours	Propositions
Possibilité d'anticiper les demande de qualification un peu avant le Go-Live de TERRE Les EDA non pré-qualifiées à TERRE ne pourront pas participer à TERRE dès le démarrage, mais seulement au bout des 5 jours de traitement de la demande par RTE.	**RTE propose d'ouvrir le service de demande qualification dans GIPSE un peu avant le Go-Live de TERRE**
Cohérence entre exigence de moyen de mesure en puissance et date de mise en œuvre du suivi L'exigence de moyen de mesure est applicable dès mi-2020 alors que les données ne seront utilisées qu'après la date R	**RTE a mis en cohérence les dates dans les règles**

Propositions d'évolutions post-consultation

Gestion de l'annulation de guichets de programmation

L'article 3.2.2.5 des règles détaille la mise en œuvre du programme d'appel par le responsable de programmation, notamment qu'il :

- doit mettre en œuvre à l'identique les Programmes d'Appel ou les mises à jour de Programmes d'Appel qui ont été acceptés par RTE
- ne doit pas mettre en œuvre les Programmes d'Appel ou les mises à jour de Programmes d'Appel refusés par RTE.

► RTE propose de rajouter dans l'article 3.2.2.5 qu'en cas d'annulation d'un guichet de programmation, le responsable de programmation doit mettre en œuvre la version du programme d'appel acceptée au guichet précédent.

Tests pour participer à TERRE

L'article 4.1.1 des règles mentionne les conditions générales de qualification d'un acteur d'ajustement, notamment que l'acteur doit faire des tests sur SYGA et TAO pour participer au mécanisme d'ajustement

► RTE propose de rajouter dans l'article 4.1 que pour participer à la plateforme TERRE, l'acteur d'ajustement doit avoir transmis à RTE à titre de tests :

- une Offre Standard de RR sur TOPASE conformément à l'Article 4.3.3 et aux Règles SI ;
- un Programme de Marche sur TAO conformément à l'Article 3.2.4.2 et aux Règles SI.

Suspension d'un acteur d'ajustement si son SI met en danger celui de RTE

L'article 2.16 des règles mentionne les conditions de possibilité de suspension d'un acteur d'ajustement.

► RTE propose de rajouter dans l'article 2.16 qu'un acteur d'ajustement pourrait être suspendu si son SI met en danger celui de RTE.

Messages d’information sur TAO

Contexte

TAO génère trois types d’alertes qui informent les receveur d’ordre de la transmission d’un ou plusieurs ordres d’ajustement concernant des EDA qui lui sont rattachées :

- Mail
- Message vocal
- SMS

Ces alertes sont fournies à titre informatif. Elles n’ont par conséquent pas de valeur contractuelle et seules les informations transmises via TAO font foi (IHM ou API).

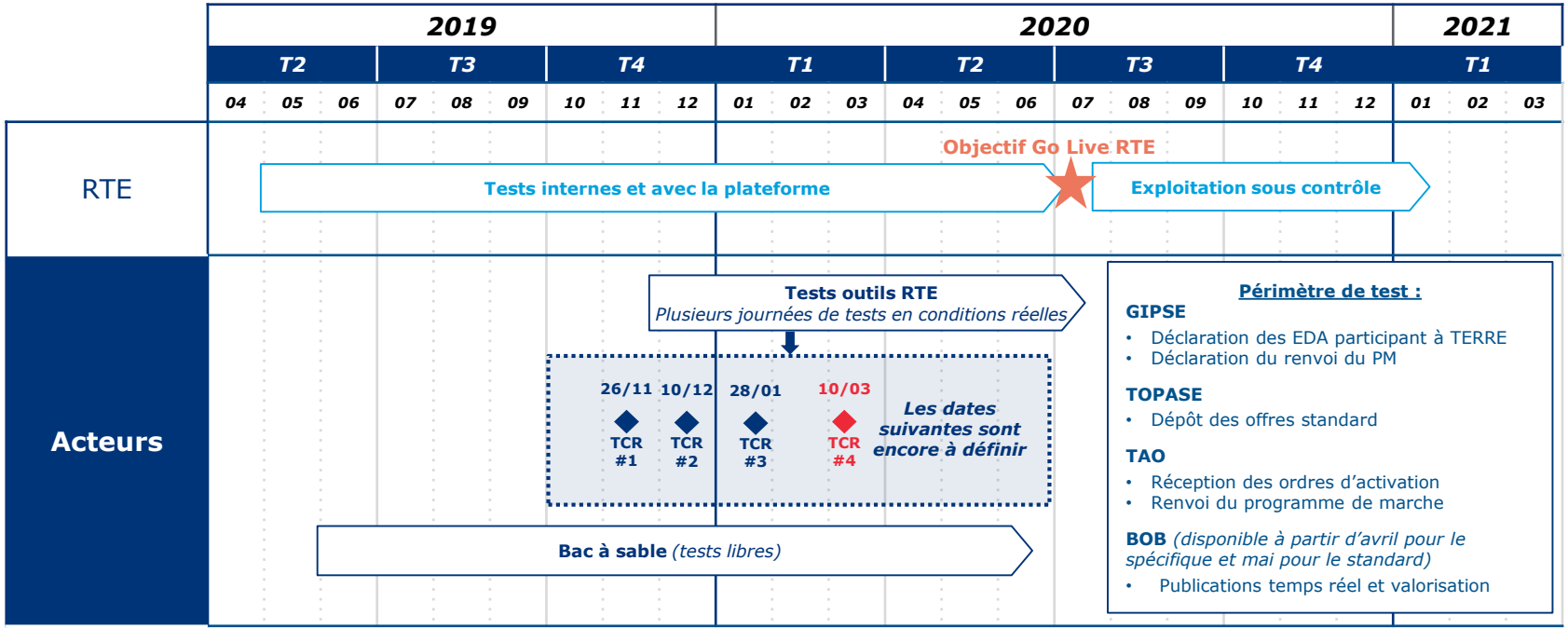
► **Est-ce que vous utilisez ces différents services ? En êtes-vous satisfait ?**



3

Présentation de l’exploitation sous contrôle pour TERRE

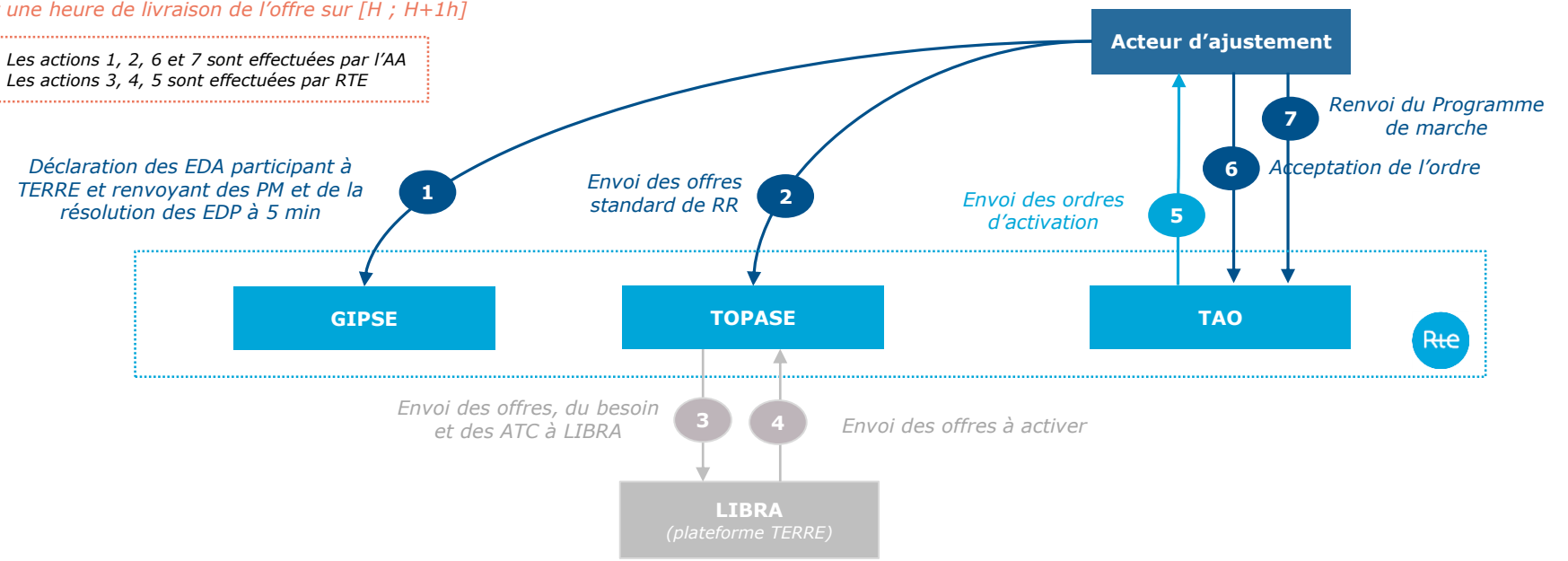
Rappel du planning TERRE



Récapitulatif d'un guichet sur TERRE

Pour une heure de livraison de l'offre sur [H ; H+1h]

Les actions 1, 2, 6 et 7 sont effectuées par l'AA
Les actions 3, 4, 5 sont effectuées par RTE



Exploitation sous contrôle

- La première connexion de RTE à la plateforme de produits standard de RR TERRE est prévue pour juillet 2020.
- Dans une démarche itérative d'adaptation aux nouveaux processus liés à TERRE, RTE propose d'introduire une **période d'exploitation sous contrôle matérialisée par une date X** dans les règles MA-RE.
- Jusqu'à cette date X, une participation complète au processus de partage d'offres standard de RR pourrait ne pas être assurée par RTE. Les processus temps réel, back-office et publications seront impactés.
- RTE propose de donner de la visibilité sur les modalités de l'exploitation sous contrôle.

Temps réel

Participation progressive de RTE aux guichets TERRE

- Participation entre 2 et 8 guichets par jour au démarrage, en heures ouvrées (2-3 premiers mois)
- Puis, augmentation progressive du nombre de guichets pour arriver à un fonctionnement 24/7 d'ici la fin de l'exploitation sous contrôle
- RTE propose de faire un reporting chaque vendredi pour communiquer sur les guichets qui ont été joués la semaine et indiquer les guichets prévisionnels de participation à TERRE pour la semaine suivante. Ces informations seront communiquées par mail par la hotline de RTE, doublée d'un mail à la liste de diffusion du GT MA-RE.
- Au démarrage, RTE propose que les acteurs déposent des offres en heures ouvrées.

Prise d'actions sur le spécifique par RTE en anticipation de l'envoi du besoin à la plateforme TERRE

- RTE exprimera à TERRE la totalité du besoin d'équilibrage vu de H-40 min.
- En revanche, au démarrage et en attente de plus de certitude sur la liquidité de la plateforme TERRE, RTE pourra prendre des actions sur le spécifique en anticipation de l'envoi du besoin à la plateforme TERRE à H-40 min si la sûreté du réseau l'exige.

Prévenir RTE en cas de différence significative entre le PM renvoyé par l'acteur et l'ordre standard accepté

- Dans le processus TERRE, les acteurs doivent renvoyer un programme de marche suite à l'acceptation d'un ordre standard. RTE se base sur ce programme de marche pour calculer le critère de défaillance et le volume défaillant. Les écarts d'ajustement sont basés sur le trapèze théorique.
- Au démarrage, RTE demande aux acteurs de prévenir RTE par téléphone si la différence entre le programme de marche renvoyé par l'acteur et l'ordre standard initial est supérieur à 100 MW.

Exploitation sous contrôle

Back office

Non rémunération des ordres standard bloqués

- Au démarrage, RTE rémunèrera uniquement les offres dont l'ordre d'activation a été envoyé à l'acteur d'ajustement. Par exemple, si un ordre standard a été bloqué pour cause d'activation en spécifique sur la même EDA, l'offre spécifique sera rémunéré au prix d'offre spécifique.
- La rémunération des ordres bloqués ne sera pas rétroactive.

Bilan mensuel détaillé non disponible

- Au démarrage, seul le bilan mensuel global sera disponible. Il permet d'avoir les données agrégées par mois d'ajustement et mois de facturation.
- Le bilan mensuel détaillé permet d'avoir les données agrégées par journées d'ajustement.

Absence de facturation des pénalités

- Le calcul du critère de défaillance et du volume défaillant peut entraîner la facturation de pénalités aux acteurs d'ajustement par RTE en M+2.
- Au démarrage, les pénalités sur les ajustements spécifiques et standard ne seront pas facturées en M+2 aux acteurs d'ajustement, mais seront rétroactives. La situation sera régularisée avant fin 2020.

Absence de rejeux

- En cas de contestation ou de mise à jour de données, des rejeux du contrôle du réalisé sont effectués par RTE.
- Au démarrage, les rejeux sur le contrôle du réalisé des ajustement standard et spécifiques ne pourront pas être effectués. La situation sera régularisée avant fin 2020.

Publications

Publications disponibles au moins par API

- Au démarrage, les donnés publiées par RTE (informations publiques et privées) seront disponibles via API (Portail Data).
- A terme, les données seront également disponibles via une IHM sur le Portail Services
- Dans tous les cas, l'accès aux données prévues par le règlement *Electricity Balancing* est possible sur la Transparency Platform ENTSOE.

En amont du démarrage de TERRE

Journées de tests en conditions réelles

- Pour préparer l'arrivée de la plateforme TERRE, RTE organise des journées de tests en conditions réelles sur un environnement de pré-production
- Trois journées de tests en conditions réelles ont déjà eu lieu et la prochaine journée de tests est prévue le **mardi 10 mars 2020**. Les dates suivantes seront communiquées ultérieurement.
- RTE conseille fortement aux acteurs qui souhaiteraient participer à TERRE de prendre part aux journées de tests.

Périmètres des applications et fonctionnalités déjà testées

- GIPSE : Déclaration des EDA participant à TERRE et EDP renvoyant un programme de marche
- TOPASE : Transmission des offres standard de RR
- TAO : Réception des ordres standard de RR et renvoi du programme de marche

► L'application BOB qui permet la valorisation et la publication des ajustements n'est pas encore au périmètre des fonctionnalités testées par les acteurs. Les tests sur BOB débuteront début avril pour la partie spécifique et en mai pour la partie standard. *Plus d'informations à venir dans les prochains GT/AT.*

Préparation du go-live

Nouveau modèle de valorisation

- La date T des règles MA-RE correspond à la mise en œuvre du nouveau modèle de valorisation, cette date sera notifiée 3 mois à l'avance. **RTE rappelle que cette date concerne tous les acteurs d'ajustement intervenant sur le MA.**
- RTE propose que cette date de bascule intervienne un 1er du mois pour éviter d'avoir un mois de facturation avec deux modèles de valorisation.
- La date de première connexion à TERRE interviendra postérieurement à la date T.

Préparation du Go-live

- RTE détaillera lors des GT MA-RE suivants les modalités du go-live.
- Notamment pour les applications impactées par les processus TERRE, RTE détaillera les modalités de mise en production.



4

EDA injection RPD

EDA injection RPD

Passage en mode implicite

Article 7 de la section 1 des règles MA-RE

*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 est mise en place au **1er janvier 2020**. A compter de cette date, les AA doivent soumettre des offres spécifiques implicites pour les EDA injection RPD.*

Lors du GT du 11 octobre 2019, un délai supplémentaire a été accordé aux acteurs pour réaliser le passage explicite -> implicite de leurs EDA injection RPD.

Règles MA-RE v9.1

***RTE propose de suspendre momentanément l'obligation** faite aux acteurs de passer à des offres implicites sur les EDA injection RPD, en introduisant une **date de bascule** dans les Règles MA-RE v9.1, qui sera notifiée aux acteurs avec un **délai de prévenance de deux mois**.*

EDA injection RPD

Organisation

Le passage explicite vers explicite concerne ***une dizaine d'acteurs d'ajustements*** et ***une trentaine d'EDA***.

RTE souhaite ***échelonner ces changements***, si possible après le GoLive TERRE.

-> si vous souhaitez néanmoins anticiper la bascule avant la future échéance limite, merci de vous rapprocher de vos chargés de relation clientèle pour convenir d'une ***date de test et de bascule*** de vos EDA.

5

Etat des lieux des publications (SyGA vs Portail Services et Data)

Publications SyGA / BOB

Type	Données	Temporalité	Repris par BOB
Fichiers de traçabilité	**DONNEES_VALIDEES : Fichiers de traçabilité** • Chronique de production du Programme d'Appel • Chronique de production du Programme de Marche • Chronique des prix d'offre à la hausse • Chronique des identifiants SYGA des offres à la hausse • Chronique des prix d'offre à la baisse • Chronique des identifiants SYGA des offres à la baisse	Entre J+1 et J+3	Pas entièrement repris pas BOB. BOB met à disposition les PA et les PM (effectif et standard) via la ressource Programmes (Schedules).
	DCCS *: Les Ordres d'Ajustements émis par RTE* • Code de l'EDP • Date, heure de saisie, heure de début et heure de fin de la consigne • Puissance consignée		
	DCRD *: Les Redéclarations infra journalières de Programmes d'Appel.*		

Mises à disposition des données via la ressource « Programmes »

Publications via le Portail Data (API) et le Portail Services (IHM)

Type	Données retournées	Temporalité
Programmes	• EDP • PA, PM (effectif et standard) • Date de mise à jour des données	Proche temps réel

Publications SyGA / BOB

Type	Données	Temporalité	Repris par BOB
Ordres / RECAP ordres	**Ordres d'ajustement validés** • Numéro de l'ordre et de l'EDA • Date de saisie / date d'activation de l'ordre • Sens de l'offre • Début et fin de l'ordre • Puissance activée • Prix de l'offre et motif • Contrôle du réalisé	Entre J+1 et J+3	Repris dans BOB via les objets « Offres activées » et « Activations ».
	RECAP ordres • Identifiant SyGA • EDA • Période d'ajustement • Sens • Début et fin d'activation • Puissance activée	Entre J+1 et J+3	

Mises à disposition des données via les ressource « Offres activées » et « Activations »

Publications via le Portail Data (API) et le Portail Services (IHM)

API associée	Données retournées	Temporalité
Activations	• EDA • Volumes attendus théorique et effectif • Volume réalisé • Volume des écarts d'ajustement • Rémunération des écarts d'ajustement • Volume de défaillance • Pénalités	Proche temps réel
Offre activée	• EDA • Volume commercial par motif • Prix de rémunération de l'offre par MWh • Prix effectif en cas d'offre de démarrage	

Publications SyGA / BOB

Type	Données	Temporalité	Repris par BOB
VALMEN	**Valorisation mensuelle détaillée** • Période d'ajustement • Identifiants offre et EDA • Prix • PM • Energie activée • Valorisation	Entre le 14 et le 20 du M+1	Repris via les API bilans mensuels (global et détaillé).
	Valorisation mensuelle globale • Période d'ajustement • Energie activée • Valorisation	Entre le 14 et le 20 du M+1	

Mises à disposition des données via la ressource « bilan mensuel »

Publications via le Portail Data (API) et le Portail Services (IHM)

Type	Données retournées	Temporalité
Bilan mensuel	• EDA • Mois d'ajustement et mois de facturation • Journée d'ajustement **(bilan mensuel détaillé)** • Volumes commerciaux activés à la hausse et à la baisse • Rémunération des offres activées à la hausse et à la baisse • Rémunération des démarrages • Ecarts d'ajustements positifs et négatifs • Valorisation des écarts d'ajustement • Volume de défaillance • Pénalités • Montant facturés • Numéros de factures ou avoir RTE ou commandes d'achats	À la fin du mois M+1

Publications SyGA / BOB

Type	Données	Temporalité	Repris par BOB
VALDET	**Valorisation détaillée journalière** • L'identifiant SyGA de l'offre o La référence offreur de l'offre • L'identifiant SyGA de l'entité d'ajustement • Le prix ou le forfait de l'offre • La période d'ajustement de l'offre • L'énergie réellement activée (0 pour un ordre sur offre de démarrage) • La valorisation de l'offre • La devise	Entre J+1 et J+3	Repris dans BOB via les objets « Offres activées » et « Activations ».

Mises à disposition des données via les ressource « Offres activées » et « Activations »

Publications via le Portail Data (API) et le Portail Services (IHM)

API associée	Données retournées	Temporalité
Activation	• EDA • Volumes attendus théorique et effectif • Volume réalisé • Volume des écarts d'ajustement • Rémunération des écarts d'ajustement • Volume de défaillance • Pénalités	Proche temps réel
Offre activée	• EDA • Volume commercial par motif • Prix de rémunération de l'offre par MWh • Prix effectif en cas d'offre de démarrage	



6

Convergence des processus « Ecart » et « Réconciliation temporelle »

Rappel du contexte

La convergence des processus écarts et réconciliation temporelle a été identifiée comme cible lors de la concertation engagée sur le système cible Recoflux dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage, visant à tirer pleinement parti du déploiement des compteurs communicants

Objectif : Commencer la concertation en GT MARE afin de préciser la feuille de route

Agenda

1. Rappel des étapes actuelles pour la reconstitution des flux
2. Evolutions déjà prévues / en cours
3. Impacts d'une convergence des processus
4. Prochaines étapes

Une reconstitution des flux en deux temps

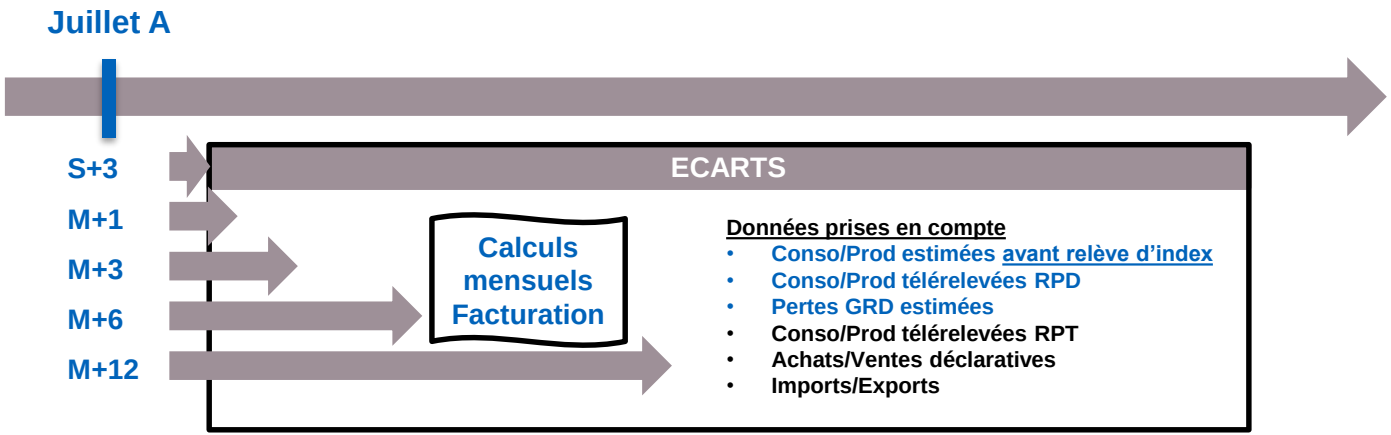
Dans le cadre du dispositif de RE, la reconstitution des flux est effectuée selon un processus en 2 temps s'étalant sur plus de 2 ans :

1. Calcul des écarts pour l'ensemble des RE
2. Calcul de la réconciliation temporelle pour les RE ayant un périmètre RPD

Le calcul des écarts

1

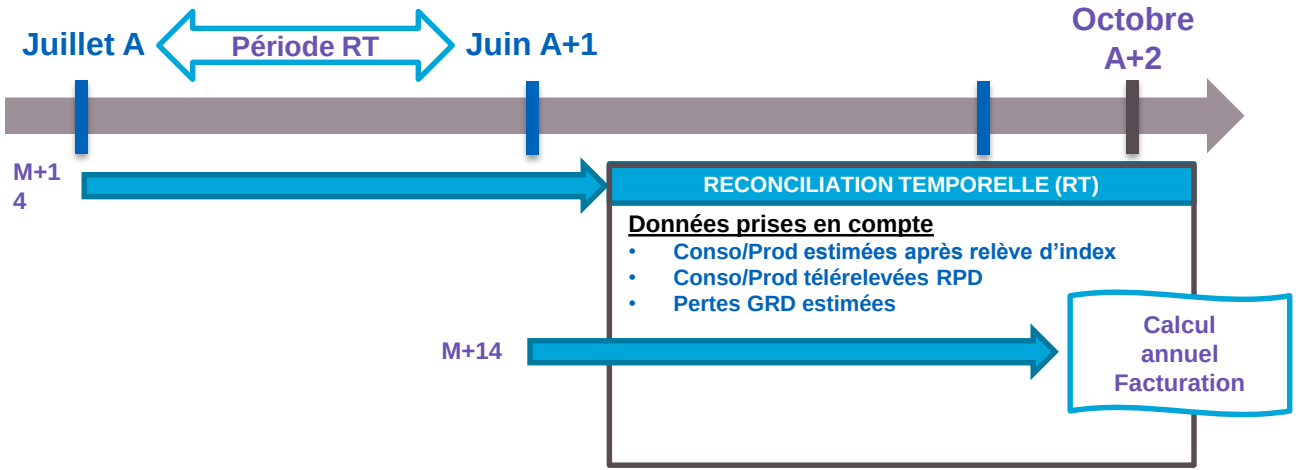
Le **calcul des écarts** permet de déterminer la contribution de chaque RE au déséquilibre du système électrique **avant relève des compteurs à index sur la période de calcul**. Ce calcul est effectué pour la première fois en S+3 et renouvelé à chaque échéance de facturation des écarts : M+1, M+3, M+6 et M+12. La valorisation de l'écart de chaque RE est effectuée au **prix des écarts (PRE)**.



Le calcul de la réconciliation temporelle

2

La **réconciliation temporelle** permet de recalculer **après relevé des compteurs à index** et détermination des pertes annuelles des GRD, la contribution de chaque RE au déséquilibre du système électrique. Ce calcul est effectué annuellement en octobre A+2. pour la période [Juillet A ; Juin A+1]. La valorisation de l'écart en énergie est effectuée au **prix spot de référence** (+taux Euribor-12 mois).



La transformation du processus recoflux est déjà engagée

01/07/2020

Extension Profilage dynamique
(+ 1.7.106 sites, 16 TWh / an)

Profilage dynamique en phase Ecart et Recotemp

Application du Prix de Règlement des Ecarts **(PRE) en Recotemp**

Rapprochement des BGC Ecarts des BGC Recotemp
Suppression optionnelle de la règle du S-X

01/01/2021

Traitement en courbe de charge des sites BT > 36 kVA et HTA : 1ère vague*
Bascule des sites PS > 110 kVA
90 000 sites en soutirage (25 TWh/an) et 4 000 sites en injection (1 TWh/an)

Publication BGC en S+1

01/01/2023

Traitement en courbe de charge des sites BT > 36 kVA et HTA : 2nde vague*
Bascule des sites PS ≤ 110 kVA
340 000 sites en soutirage (30 TWh/an) et 12 000 sites en injection (1 TWh/an)

01/01/2025

ISP 15'
Harmonisation européenne du pas de règlement des écarts à 15'
Adaptation du pas de calcul des profils et du pas de mesure des courbes de charge télerevelées

* : *calendrier Enedis*

Proposé
Décidé

Les 2 étapes de reconstitution des flux à horizon fin 2022

			Etapes de la reconstitution des flux	
			Etape 1 - Ecarts	Etape 2 - Réconciliation temporelle
Principes	Pas de calcul		Pas 30 min	Pas 30 min
	Seuil d'applicabilité du profilage		- Site de consommation : Puissance souscrite **<= 36 kVA** - Site de production : Puissance souscrite **<= 36 kVA**	
	Estimation de la consommation / production	Forme	Profil **dynamique**	Profil dynamique
		Energie	Facteur d'usage **chevauchant ou S-X**	Facteur d'usage **chevauchant**
	Estimation des pertes		Formule définie **ex-ante** appliquée à des données mesurées	Formule définie **ex-ante** Energie des pertes **normalisée sur une période annuelle**
	Fréquence de calcul des bilans		S+**1**, M+1, M+3, M+6, M+12	M+14
	Facturation		Prix des **écarts**	Prix des **écarts**
			Période Mensuelle	Période Annuelle
			Échéances : M+1, M+3, M+6, M+12	Échéance : Octobre A+2

XXX Evolution par rapport à la situation actuelle (fin 2019)

Une opportunité de faire converger les deux processus à moyen terme

Améliorations attendues et partagées avec l'ensemble des acteurs du CGP

1. Fiabiliser l'allocation des énergies aux RE, dont les RE des Pertes
2. Réduire la temporalité des processus pour maîtriser les encours financiers
3. Aider à la prévisibilité des allocations en volume et en forme pour limiter les risques d'écarts
4. Simplifier le système

Quels impacts identifiés ?

Suppression du calcul Recotemp annuel

Les courbes C01T, C02T, C03T et C04T ne seront plus envoyées par les GRD et ne seront plus utilisées dans les calculs

Intégration en phase écart des calculs spécifiques à la réconciliation temporelle sur une période plus courte, en cohérence avec les données de mesure exploitées (ex : mensuelle ou journalière)

- Maintien de la formule pour la forme des pertes infrajournalières par les GRD et bouclage des pertes au pas jour (rendu possible par l'utilisation des relevés d'énergies quotidiennes Linky) par RTE
- Correction des volumes MA/NEBEF/SSY à partir des entités profilés
- Calage spatial et normalisation de la consommation estimée calée
- Intégration du résidu dans les BGC

Dernière facture du RE comprenant des données physiques RPD en M+12 comme pour tous les autres RE

En cible, une seule étape pour la reconstitution des flux

Principes			Une seule étape pour la reconstitution des flux
	Pas de calcul		Pas 30 min **puis 15 min**
	Seuil d'applicabilité du profilage		- Site de consommation : Puissance souscrite **<= 36 kVA** - Site de production : Puissance souscrite **<= 36 kVA**
	Estimation de la consommation / production	Forme	Profil **dynamique**
		Energie	**Relevés d'énergie journaliers Linky** Facteur d'usage **chevauchant**
	Estimation des pertes		**Bouclage des pertes au pas jour**
	Fréquence de calcul des bilans		S+1, M+1, M+3, M+6, M+12~~, M+14~~
	Facturation		Prix des **écarts**
			Mensuelle
			S+**1**, M+1, M+3, M+6, M+12,~~ Octobre A+2~~

XXX **Proposition Enedis et RTE** d'évolution par rapport à la situation fin 2022 (en cours de concertation)

XXX Evolution par rapport à la situation actuelle (fin 2019)

Eléménts structurants pour définir le calendrier

Déploiement des compteurs communicants sur les réseaux GRD

- La fréquence de relève impacte la précision des calculs de reconstitution des flux, et en particulier la période de bouclage sur les pertes
- Déploiement jusqu'au 31 décembre 2024 pour les ELD

Dispositif de RE bouclant dans le cadre de la disposition simplifiée #2

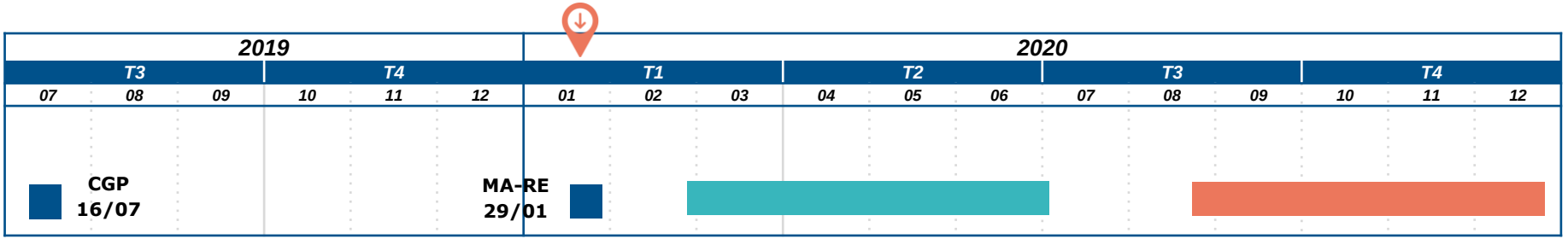
- Dans le cas où le RE bouclant est différent du RE des pertes
- Fin de la disposition simplifiée #2 au 31 décembre 2024

Passage du pas de règlement des écarts à 15'

- Opportunité d'éviter de faire évoluer la chaine SI Recotemp au pas 15' en fusionnant les processus en amont
- ISP15 au plus tard le 1er janvier 2025

Plusieurs scénarios en cours d'approfondissement pour proposer un calendrier de fusion

Et la suite ?



Initiation de la concertation sur la convergence des processus Ecarts et Réconciliation temporelle

Appel à contribution (S1 2020) portant sur :

- Calendrier
- Fusion des processus
- Utilisation des énergies quotidiennes et bouclage des pertes au pas jour

L'appel à contribution reprendra les éléments déjà concertés en CGP

Consultation sur la mise à jour des règles (S2 2020)