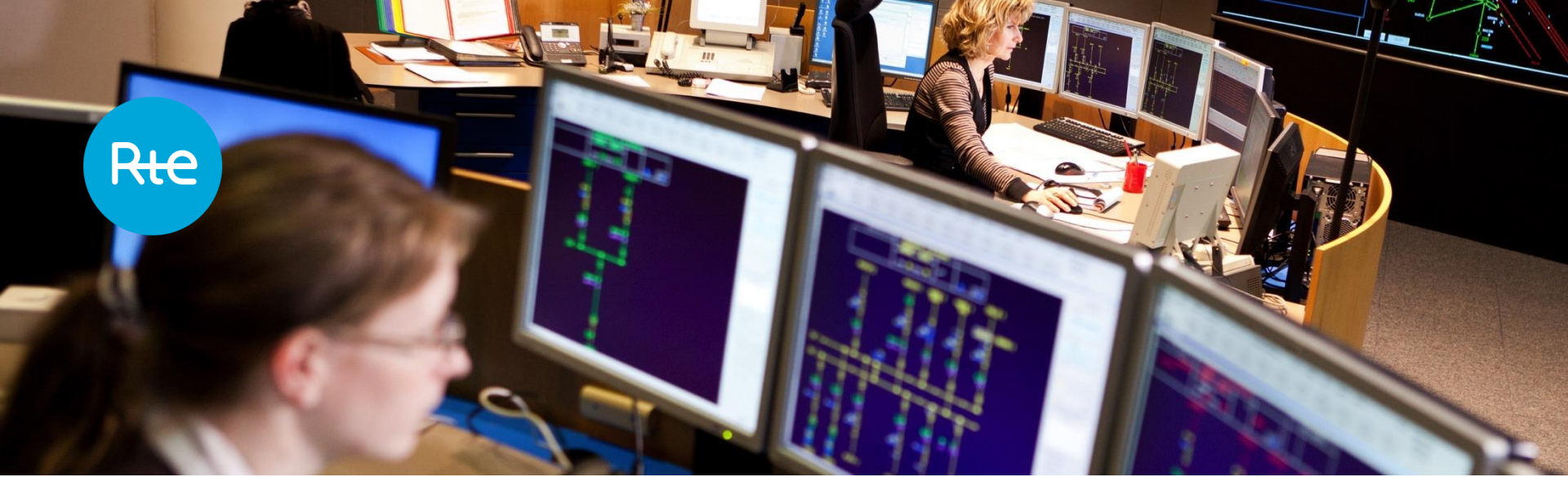


26 janvier 2018

GT - Evolution des règles MA-RE

RTE – Tour initiale

Sommaire

1. Actualités et calendrier
2. Publication des résultats du processus « écarts » en S+1
3. Valorisation des ajustements
4. Modalités de calcul du PRE
5. Contrôlabilité des flux d'échanges transfrontaliers



1

Actualités et calendrier

Actualités

Passées

GT du 12/12/2017

- Réconciliation temporelle au PRE
- Intégration des mesures exceptionnelles
- Processus de pré-qualification (suite)
- SSY et offres TERRE
- Activations simultanées MA-NEBEF
- Transparence de l'équilibrage

AT du 16/01/2018

- Présentation du nouveau guide TAO

A venir

GT du 13/02/2018

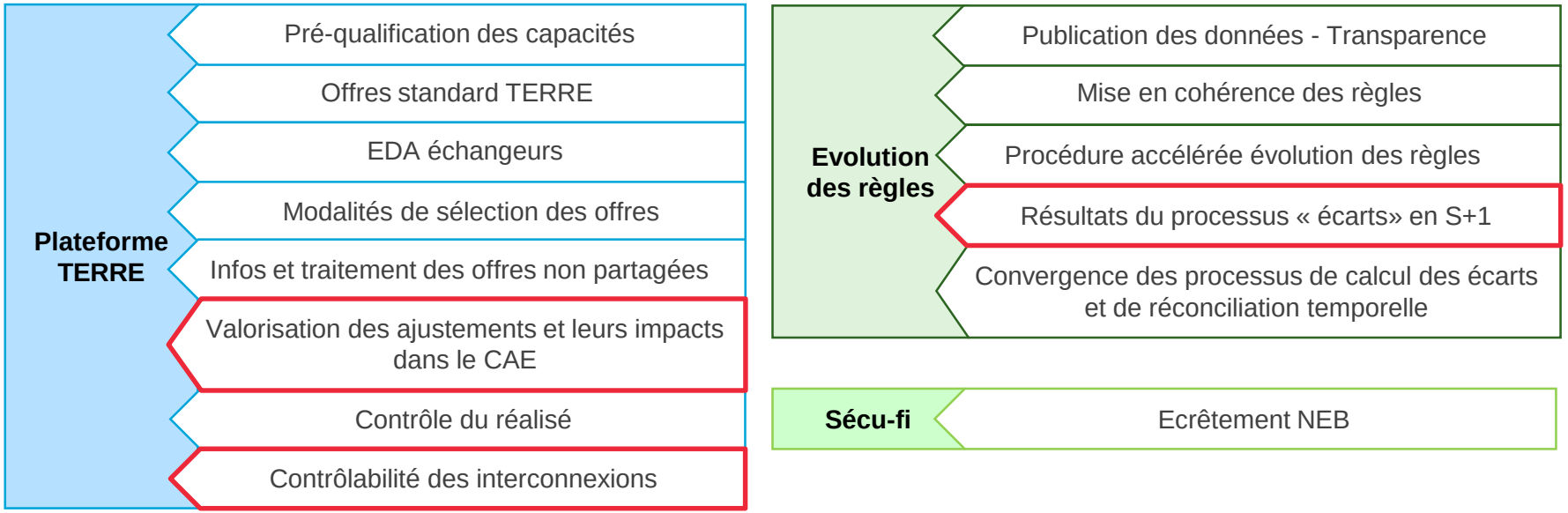
- Date : 13/02/2018 de 13h30 à 16h
- Lieu : Tour Initiale, salle 1-078

Règles MA-RE v8.4 – Consultation

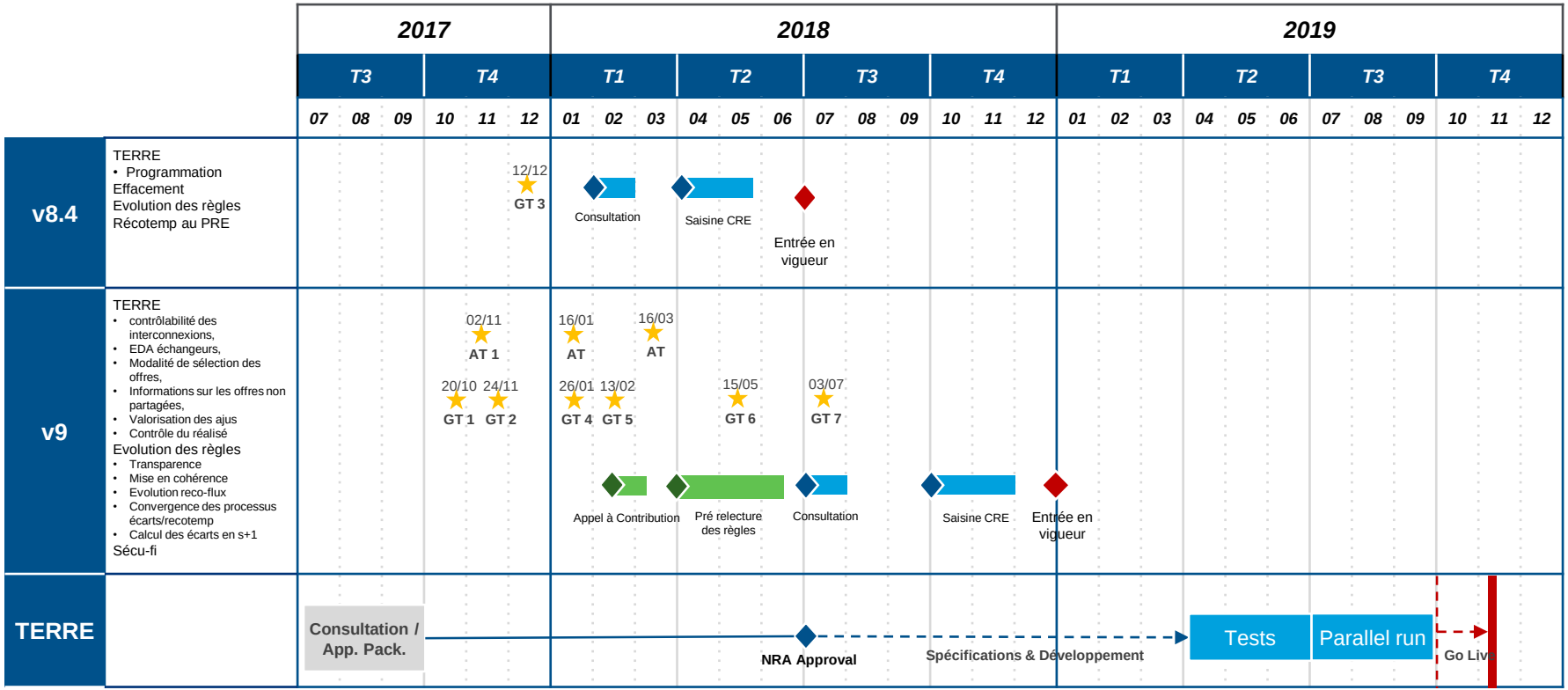
Sujets principaux :

- Programmation
- Opérateur unique sur un même site
- Prise en compte des mesures exceptionnelles
- Activations simultanées MA-NEBEF
- Réconciliation temporelle au PRE

Périmètre de l'évolution v9



Calendrier prévisionnel des règles MA-RE



2

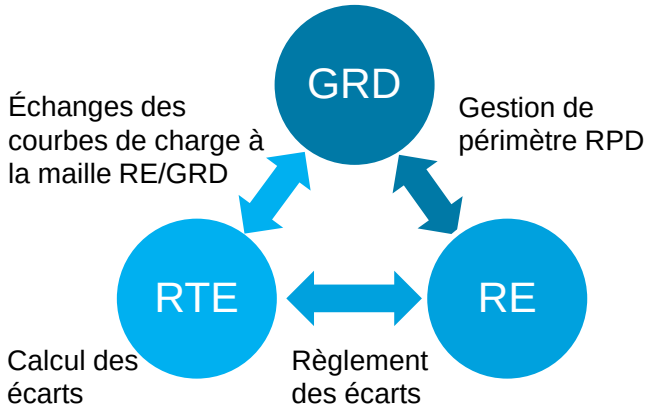
Publication des résultats du processus « écarts » en S+1

Rappel du modèle actuel

Les échanges de données entre RTE, les GRD et les RE

- RTE s'appuie pour les données RPD sur les données envoyées par chacun des GRD pour calculer l'écart des RE

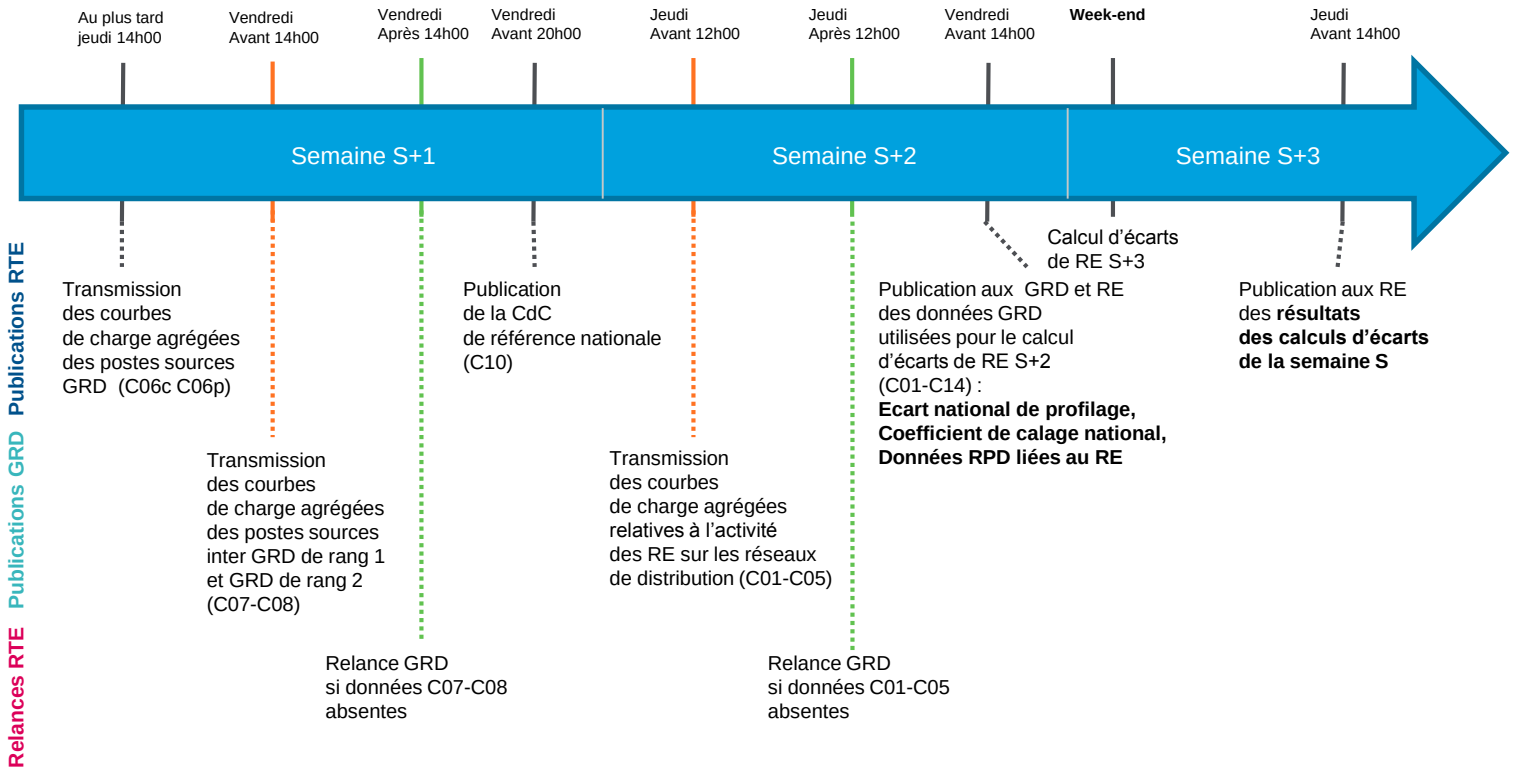
➔ Chaque gestionnaire de réseau est responsable de l'envoi des données relatives à son réseau.



- La reconstitution des flux s'effectue en plusieurs étapes entrainant la facturation du RE pour le règlement de son écart. La facturation pour l'écart du mois M est effectuée à 5 échéances : M+1, M+3, M+6, M+12 (Processus des écarts) et M+14 (Réconciliation temporelle).

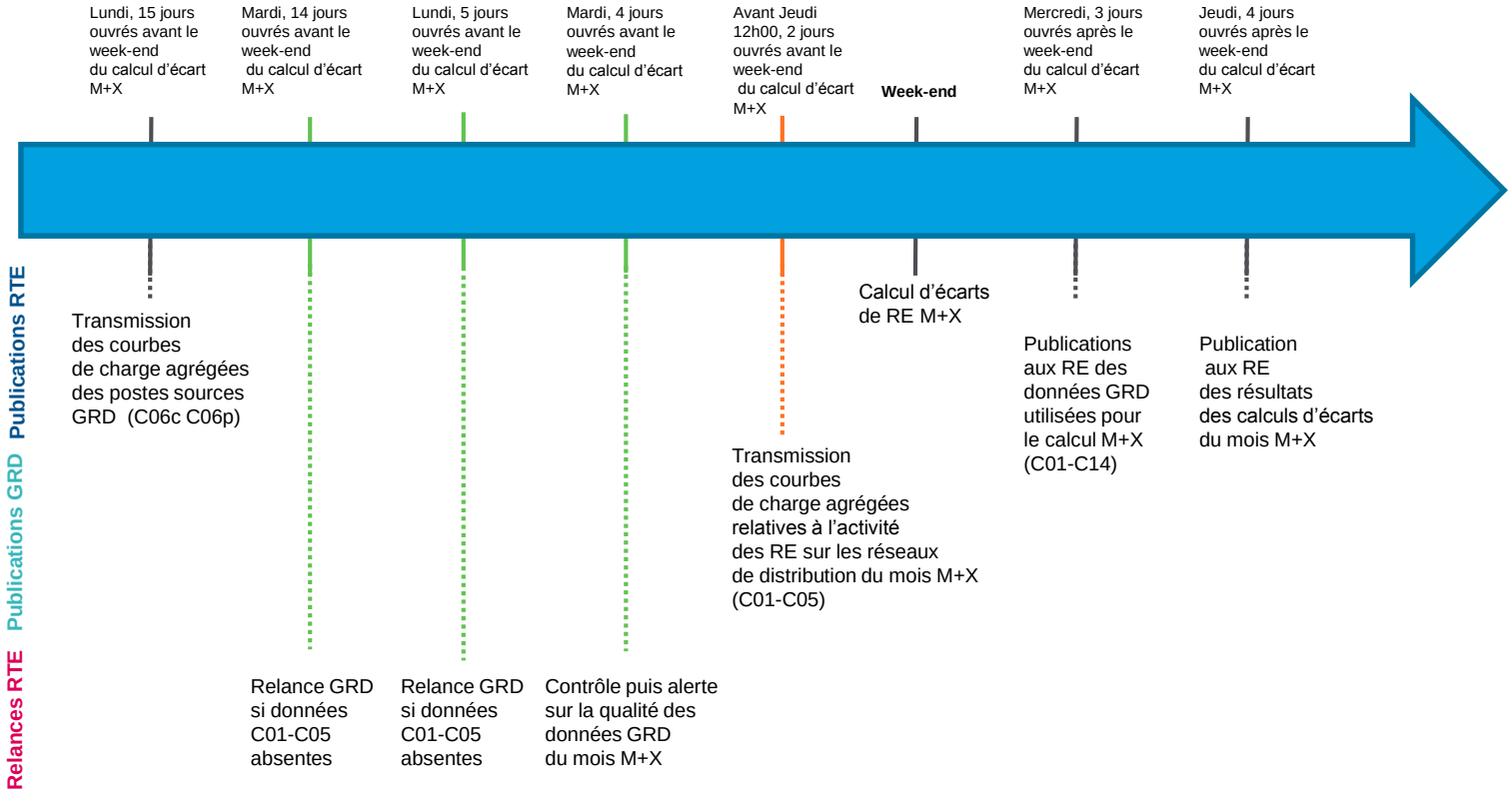
Rappel du modèle actuel

Processus pour publier le premier écart en S+3



Rappel du modèle actuel

Possibilité de réviser les données avant les échéances de facturation



Orientations de la CRE

Instance de concertation

« La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de publier des données proches du temps réel à destination des RE, afin de leur permettre d'améliorer l'anticipation de leurs déséquilibres en ce qui concerne les consommations profilées. Elle demande ainsi à RTE et à l'ensemble des GRD de travailler à la publication de l'écart national de profilage ainsi que le coefficient de calage national pour une semaine S donnée dès la semaine S+1, au plus tard en 2019. »

« Afin de permettre aux RE d'adapter leurs prévisions d'écarts au plus proche du temps réel, la CRE demande à RTE et aux GRD d'avancer le premier calcul des écarts des RE à une semaine après le temps réel, au plus tard en 2019.

Elle demande à RTE d'étudier des modalités de simplification des procédures de publication des données nécessaires au calcul des écarts par les GRD desservant moins de 100 000 clients. »

1. **Publication de l'écart national de profilage et du coefficient de calage national en S+1 au lieu de S+2**
2. **Calcul des écarts en S+1 au lieu de S+3**
3. **Mise en place de modalités de simplification pour les GRD desservant moins de 100 000 clients**

GT Evolution des règles MA-RE

➔ ***Le résultat des premiers échanges entre RTE et les GRD concernant l'anticipation du processus « Ecarts » ont été présentés lors du GT Recoflux du 8 décembre 2017 et sera concerté au sein du* GT évolution des règles MA-RE**

Instructions de la demande de la CRE

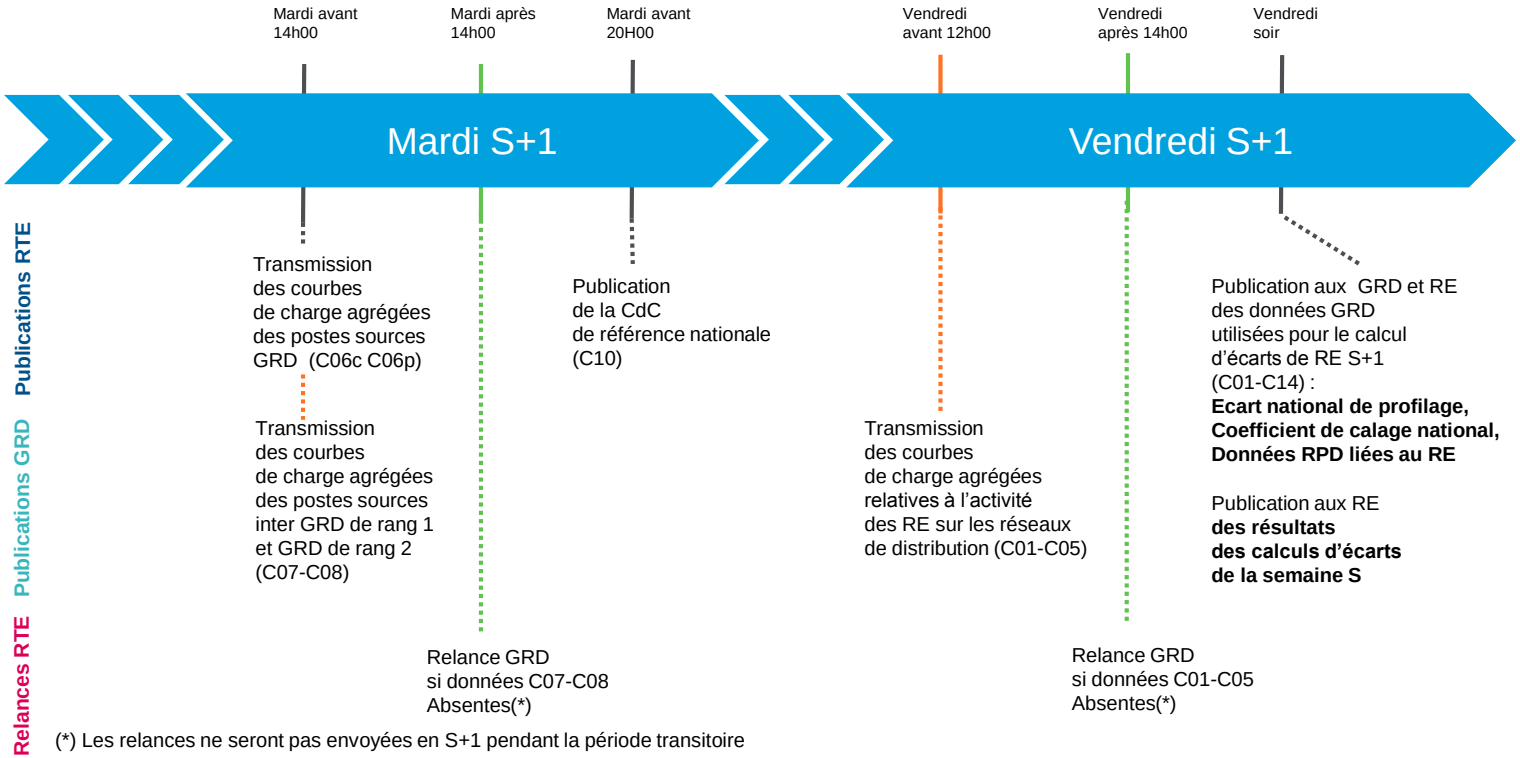
Publication des résultats du processus "écarts" en S+1

Quels impacts ?

Avantages	Inconvénients
Améliorer la transparence des RE & réduire des délais de publication des composantes de l'écart	Risque d'altérer la qualité des données transmises par RTE et les GRD en S+1
Renforcer l'incitation à l'équilibre avant le temps réel pour le RE (permettre aux RE d'adapter leurs prévisions notamment pour la consommation profilée et anticiper leurs flux financiers)	Echéancier en flux tendu (notamment lors d'une semaine avec des jours fériés, indisponibilité SI, autres aléas)
	Complexification du processus pendant la phase transitoire permettant l'application des modalités de simplification pour les GRD desservant moins de 100 000 clients

Modèle envisagé

Publication des résultats du processus "écarts" en S+1



(*) Les relances ne seront pas envoyées en S+1 pendant la période transitoire

Impacts sur le processus de reconstitution des flux pour atteindre un écart en S+1

1. **Anticipation des échanges de données RTE/GRD**
   - Transmission par RTE au plus tard à 14h00 le mardi de la semaine S+1 des courbes de charge agrégées des postes sources avec un remplacement de données manquantes
   - Transmission par les GRD au plus tard à 14h00 le mardi de la semaine S+1 des courbes de charge agrégées des postes sources inter GRD de rang 1 et GRD de rang 2
   - Transmission par les GRD au plus tard à 12h00 le vendredi de la semaine S+1 des courbes de charge agrégées relatives à l'activité des RE sur les réseaux de distribution
2. **Anticipation des calculs RTE, des relances et des publications des données**
   - Calcul par RTE au plus tard le vendredi de la semaine S+1 de l'écart national de profilage, du coefficient de calage national et de l'écart de RE
   - Publication par RTE au plus tard le vendredi soir de la semaine S+1 de données utilisées pour le calcul d'écart et des résultats des calculs d'écarts de la semaine S
   - Anticipation des relances générées en cas de données manquantes en S+1
3. **Révision des données M+1**
   - Processus global de révision des données en M+1 devient obligatoire pour l'ensemble des gestionnaires de réseaux afin d'améliorer la qualité des données facturées

Impacts sur la qualité des données transmises en S+1

Risques remontés lors du GT Recoflux de décembre 2017 par les GRD et RTE

- L'augmentation des télérelèves (liée à la sortie du profilage pour les clients BT>36 kVA et HTA) et la réduction des délais de publication impactera les processus GRD notamment en terme de récupération des données télérelevées manquantes et une augmentation des estimations

- La transmission des courbes de charges agrégées des postes sources RTE nécessite la validation de toutes les courbes de charges et des validations manuelles sont nécessaires en cas de données manquantes. L'anticipation de la transmission des courbes de charge nécessite la mise en place d'un traitement automatique pour le remplacement des données manquantes.

Traitement des données manquantes

Données notifiées par RTE :

- Mise en place d'un nouveau traitement automatique de remplacement des données manquantes avant le lundi soir S+1 (mise à zéro ou recopie)
- Conservation du dispositif actuel pour les données définitives : si RTE n'est pas en mesure d'élaborer les données définies à l'Article D.8.1 des Règles , il procède à leur remplacement, conformément aux modalités prévues dans le CART.

Données notifiées par le GRD :

- Chaque gestionnaire de réseaux est responsable de ses données et peut appliquer un dispositif de correction afin d'améliorer la qualité de ses données pour atteindre l'échéance du S+1.
- Conservation du dispositif actuel : si RTE ne reçoit pas les données attendues du GRD dans les délais prévus à l'Article D.8.2, il en informe systématiquement le GRD et/ou son mandataire par l'intermédiaire d'une relance via un message électronique et procède à leur remplacement par zéro.

➔ ***A titre d'information, RTE continuera à calculer le coefficient de calage complémentaire calculé en remplaçant les données manquantes des GRD. Ce coefficient n'est pas utilisé pour la reconstitution des flux RPD et lors de la facturation des écarts de RE.***

Impacts sur les modalités liées au modèle corrigé pour les sites RPD

Les modalités « cible » mises en œuvre au plus tard, **au 1er juillet 2019**, et détaillées au sein des règles MA RE V8.1, visent à appliquer une correction des courbes de charge individuelles et des bilans de consommation sur la base des volumes réalisés certifiés par RTE dès **S+2**.

⇒ **Ces dernières doivent être adaptées afin de respecter également l'échéance du S+1 et nécessitent une coordination avec les GRD.**

Modalités transitoires de simplification

GRD desservant moins de 100 000 clients

Pendant une période limitée de 1 an :

- Les GRD desservant moins de 100 000 clients pourront continuer à envoyer les données en S+2 au lieu de S+1 -> les relances prévues à la cible en S+1 seront envoyées en S+2 pour l'ensemble des GRD

- RTE calcule et publie de nouveau en S+2 : l'écart national de profilage, le coefficient de calage, le coefficient de calage complémentaire puis l'écart du RE

- La proposition de rendre obligatoire la révision des données en M+1 est appliquée pour l'ensemble des GRD

NB :

1. Les GRD desservant moins de 100 000 clients représentent environ 2% du bilan global de consommation des GRD en 2017

2. Ces modalités transitoires impliquent des traitements supplémentaires à effectuer pour RTE (main d'œuvre et développement SI), n'apporteront pas de gains réels pour les RE rattachés à des GRD de – 100 000 clients, dégradent le processus de relance.

Instructions de la demande de la CRE

Publication des résultats du processus "écarts" en S+1

Orientations de la CRE	Proposition RTE
Au plus tard en 2019	T4 2019

Un appel à contribution sera effectué afin d'interroger les acteurs (RE et GRD) concernant les différentes évolutions envisagées ainsi que le planning associé.



3

Valorisation des ajustements

Sommaire

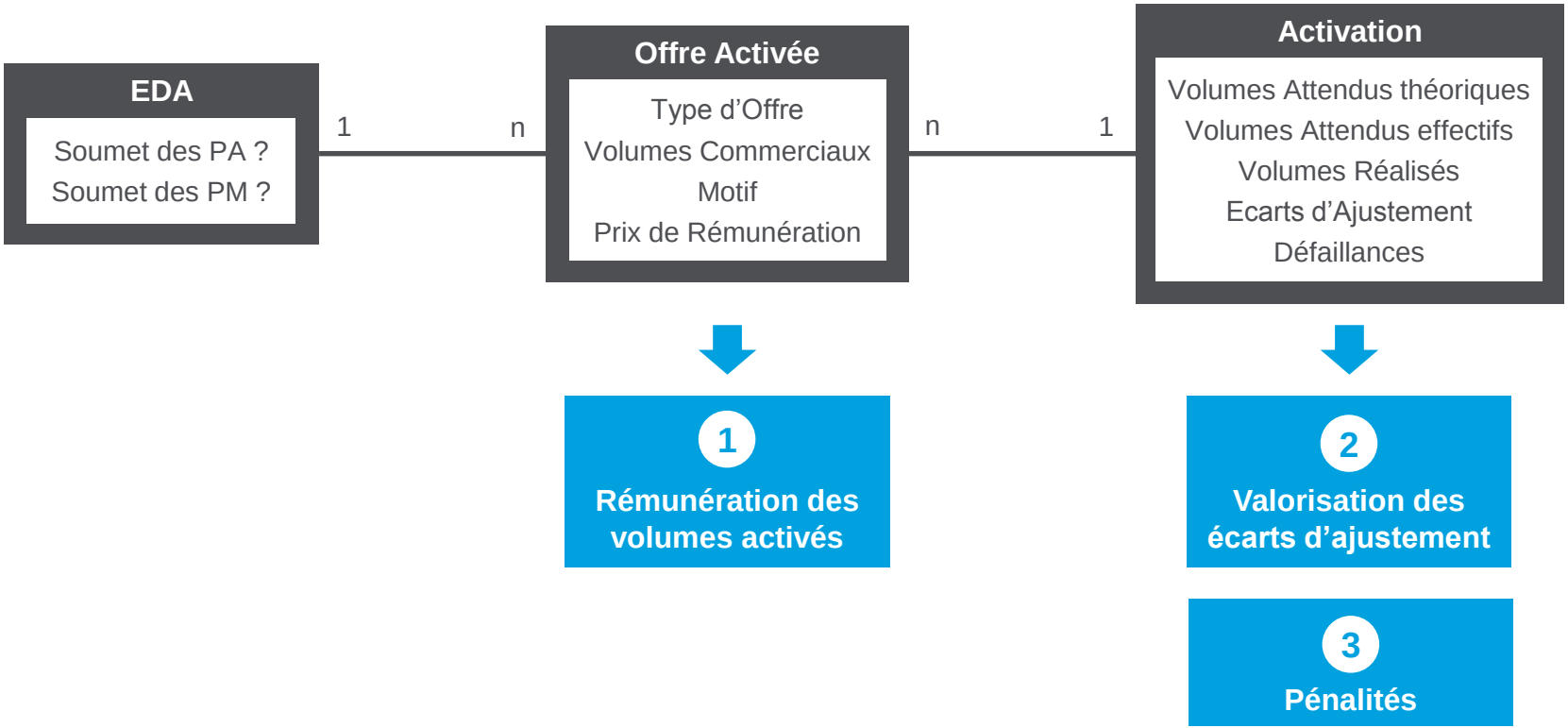
1. Rappels puis questions-réponses sur les éléments présentés le 24/11/2017
2. Modes dégradés PM
3. Cas d'activation spécifique sur standard
4. Articulation préqualification/valorisation

Composantes de valorisation Rappels du 24/11/2017

Pour chaque **Pas de Temps de Contrôle**

1 **Rémunération des volumes activés**	Chaque offre activée est rémunérée au prix de rémunération (différent selon le type d'offre et le motif d'activation) sur la base du volume demandé (volume commercial) Rémunération = **Volume Commercial** x **Prix de Rémunération**
2 **Valorisation des écarts d'ajustement**	Pour chaque activation, tout écart entre le volume réalisé et le volume attendu théorique (livraison parfaite) est valorisé au prix de règlement des écarts d'ajustement (PREa) Valorisation des EA = (**Volume Réalisé** – **Volume Attendu théorique**) x **PREa**
3 **Pénalités en cas de défaillance**	Pour chaque activation, un écart trop important entre le volume réalisé et le volume attendu effectif (déduit du programme envoyé par l'acteur) donne lieu à une pénalité Si **Volume réalisé** – **Volume Attendu effectif** > **Seuil de Défaillance**, **Pénalité**

Modélisation Back-Office Rappels du 24/11/2017



Volumes d'ajustement Rappels du 24/11/2017

	EDA activée en standard seul	EDA activée en spécifique seul	EDA activée en standard et spécifique
Volume Commercial pour rémunération	Bloc standard	Volume attendu théorique	**Offre spécifique :** Volume attendu théorique – Trapèze Standard **Offre standard :** Bloc standard
Volume Attendu théorique	Trapèze standard	« PM – PA » si dans gabarit Trace RTE sinon	« PM – PA » si dans gabarit Trace RTE sinon
Volume Attendu effectif	« PM – PA »	« PM – PA »	« PM – PA »

Ecart d'Ajustement	Volume réalisé - Volume Attendu théorique
Défaillance	Jugée par rapport au volume attendu effectif

Prix de valorisation Rappels du 24/11/2017

Prix de rémunération

Type d'offre	Motif d'activation	Prix de rémunération
Spécifique	Tous	Prix d'offre
Standard	P=C	Prix marginal FR
Standard	Counter-trading	Prix d'offre

Prix de règlement des écarts d'ajustement

Prix de règlement des écarts d'ajustement	PMP dans la tendance

Modes dégradés

Pour les EDA renvoyant des PM, les situations suivantes constituent des non-conformités techniques :

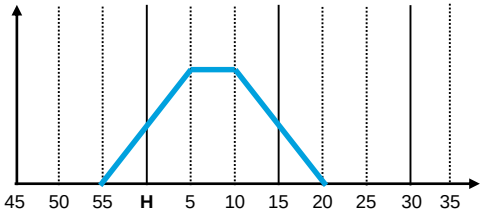
- Absence transmission de PM
- Points manquants ou en trop
- EDP non comprise dans l'EDA
- Référence à une offre inexistante ou non activée
- Absence du PM d'une des EDP de l'EDA

Dans ces situations (modes dégradés), RTE propose de calculer les volumes d'ajustement de la manière suivante :

	EDA activée en standard seul	EDA activée en spécifique seul	EDA activée en standard et spécifique
Volume Attendu théorique	Trapèze standard	Trace RTE bâtie à partie de l'ordre et des CUO	Trace RTE bâtie à partie de l'ordre et des CUO
Volume Attendu effectif	Trapèze standard	Trace RTE bâtie à partie de l'ordre et des CUO	Trace RTE bâtie à partie de l'ordre et des CUO

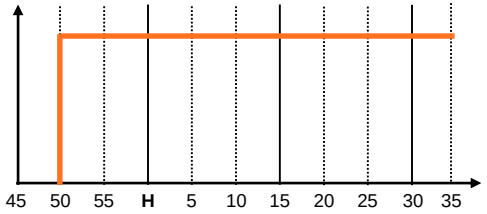
Cas d’activation spécifique sur standard

Ordre standard

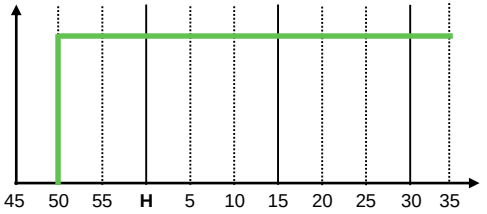


PUIS

Ordre spécifique



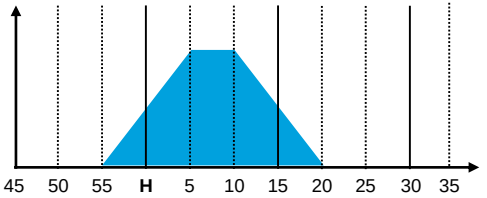
Livraison attendue



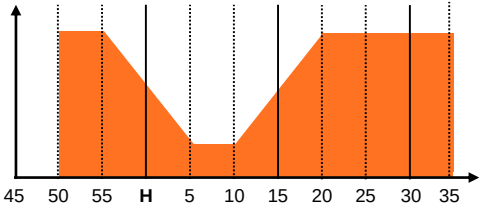
Les ordres spécifiques sont exprimés par rapport au programme d’appel.

Pour une période de livraison donnée, tout nouvel ordre accepté **remplace les précédentes consignes**.

Volume rémunéré au titre de l’offre standard

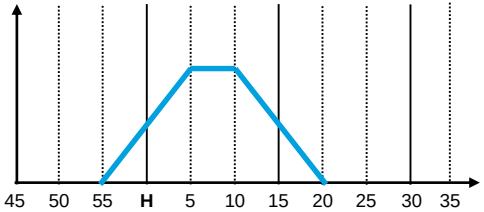


Volume rémunéré au titre de l’offre spécifique



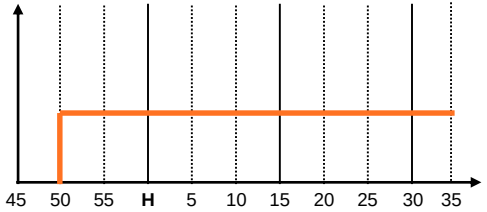
Cas d'activation spécifique sur standard

Ordre standard

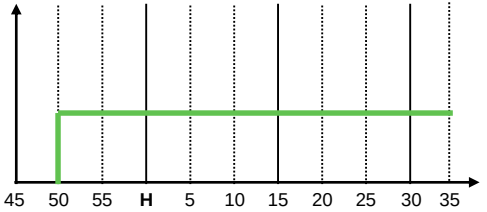


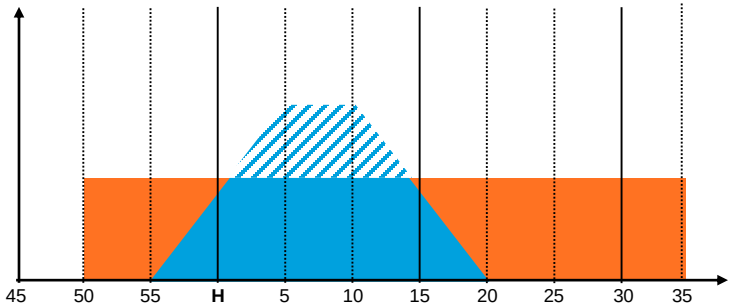
PUIS

Ordre spécifique



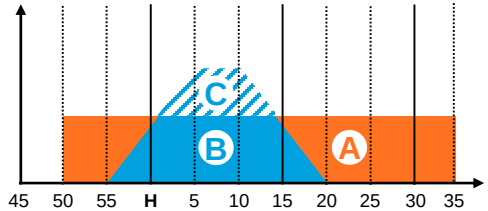
Livraison attendue





Quelle valorisation associée à ce cas pariticulier ?

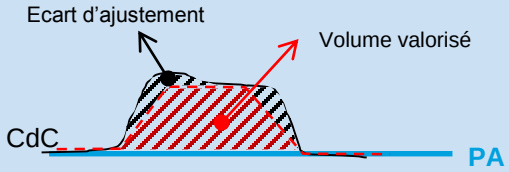
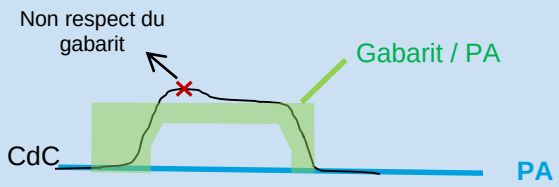
Cas d'activation spécifique sur standard



Ajustement à la hausse
Prix positifs

	Option 1	Option 2	Option 3
Rémunération RTE → AA	A x Prix d'offre spécifique à la hausse + (B+C) x Prix marginal standard – C x Prix d'offre spécifique à la **hausse**	A x Prix d'offre spécifique à la hausse + (B+C) x Prix marginal standard – C x Prix d'offre spécifique à la **baisse**	A x Prix d'offre spécifique à la hausse + (B+C) x Prix marginal standard – C x Prix d'offre standard
Propriétés	+ Rentre dans le cadre général de valorisation (pas de traitement particulier) – Peut générer une perte pour l'AA si le parix marginal standard est inférieur au prix d'offre spécifique à la hausse	+ Rentre dans le cadre général de valorisation (pas de traitement particulier) ? Consiste à payer deux fois la marge – Peut générer une perte pour l'AA si le prix marginal standard est inférieur au prix d'offre spécifique à la baisse – Pas d'offres à la baisse dans de nombreux cas	+ Ne génère pas de situation de perte pour l'acteur + Compense parfaitement les pertes d'opportunité – Nécessite un traitement particulier – Complexe si plusieurs offres standard activées sur la même EDA (plusieurs prix d'offre standard)

Articulation préqualification/valorisation

	VALORISATION des ajustements	PRÉQUALIFICATION des capacités	
		Produits standards	Produits spécifiques
Objectifs	• **Rémunérer les offres activées** • Valoriser l**es écarts** entre la **livraison physique** (CdC) et la **livraison physique théorique** par l'acteur d'ajustement • Pénaliser les défaillances	• Valider la **capacité technique des EDA** participant au MA à fournir des offres standard • S'assurer que, de manière générale, la **livraison physique** par les acteurs d'ajustements des offres standard activées (Cdc) **n'est pas trop éloignée de l'offre déposée sur le MA** (gabarit par rapport au PA)	Pour les produits spécifiques, les acteurs d'ajustement déclarent leurs contraintes techniques à RTE qui doit les respecter lors des activations
Données suivies / comparées			
Périodicité du suivi	• Pour chaque offre activée	• Mensuellement, pour un ensemble d'offres activées sur une EDA donnée	
Conséquence	• Financières : associées à l'écart constaté	• « administratives » : renouvellement de la qualification du site pour une durée donnée	



4

Modalités de calcul du PRE

Modalités actuelles de calcul du PRE

Si le PMP est positif :

	Tendance du système électrique français à la Hausse et PMP_H positif ou nul	Tendance du système électrique français à la Baisse et PMP_B positif ou nul
Ecarts positifs	$PMP_H * (1-k)$ Nota 1	$PMP_B * (1-k)$
Ecarts négatifs	$PMP_H * (1+k)$	$PMP_B * (1+k)$ Nota 2

Depuis avril 2017, le Prix Moyen Pondéré prend en compte l'ensemble des énergies ayant contribué à l'équilibre du système France :

- Énergies d'ajustement motif P=C
- Énergies d'ajustement autres motifs dans la limite du PME
- Energies de réserve primaire et secondaire valorisées au prix spot
- Energies demandées par RTE dans le cadre des contrats de secours
- Energies nettées au titre d'IGCC valorisées au prix spot
- Energies en écart aux frontières valorisées au prix spot

Exigences du règlement EB

EBGL, Article 55.4

The imbalance price for negative imbalance shall not be less than, alternatively:

(a) the weighted average price for positive activated balancing energy from frequency restoration reserves and replacement reserves;

(b) in the event that no activation of balancing energy in either direction has occurred during the imbalance settlement period, the value of the avoided activation of balancing energy from frequency restoration reserves or replacement reserves.

EBGL, Article 55.5

The imbalance price for positive imbalance shall not be greater than, alternatively:

(a) the weighted average price for negative activated balancing energy from frequency restoration reserves and replacement reserves;

(b) in the event that no activation of balancing energy in either direction has occurred during the imbalance settlement period, the value of the avoided activation of balancing energy from frequency restoration reserves or replacement reserves.

EBGL, Article 55.6

In the event that both positive and negative balancing energy from frequency restoration reserves or replacement reserves have been activated during the same imbalance settlement period, the imbalance settlement price shall be determined for positive imbalance and negative imbalance based on at least one of the principles pursuant to paragraphs 4 and 5.

Implémentation au plus tard 1 an après l'EIF

Possibilité de demande de dérogation 6 mois après l'EIF

Exigences du règlement EB

Activation aFRR/mFRR/RR à la hausse	Activation aFRR/mFRR/RR à la baisse	PREn	PREp
Non	**Non**	= Valeur de l'énergie non activée	
Oui	**Non**	≥ PMP_H(aFRR, mFRR, RR)	≤ Valeur de l'énergie non activée
Non	**Oui**	≥ Valeur de l'énergie non activée	≤ PMP_B(aFRR, mFRR, RR)
Oui	**Oui**	≥ PMP_H(aFRR, mFRR, RR) ou ≤ PMP_B(aFRR, mFRR, RR)	

Mise en conformité

Les modalités actuelles de calcul du PRE ne permettent pas de respecter les critères précités dans certaines situations.

- Intégration au PMP d'**énergies hors aFRR/mFRR/RR** (FCR) valorisées à des prix pouvant être supérieurs ou inférieur au prix moyen des énergies de aFRR/mFRR/RR
- Définition d'un PMP_H lorsqu'aucune énergie de aFRR/mFRR/RR n'est activée à la hausse. Lorsqu'aucune énergie n'est activée dans la tendance, d'autres énergies (FCR) font le prix.

Pistes :

- Ajout, au sein du PRE, d'un cap/seuil par rapport au prix moyen des énergies de aFRR/mFRR/RR
- Révision des prix de valorisation de la FCR (passage au PME)
- Une demande de dérogation est possible. RTE propose d'évaluer avec les acteurs de marché les pistes permettant la mise en conformité.



5

Contrôlabilité du flux d’échanges transfrontaliers

Introduction

Contexte

Dans le cadre du projet TERRE, afin de résoudre des contraintes réseau entre zones et maximiser le *social welfare*, les GRT du projet proposent une fonction permettant de contrôler les flux aux interconnexions pour la plateforme LIBRA (GRT-GRT).

Pensée à l'origine pour les liaisons HVDC, cette fonctionnalité a été proposée pour l'ensemble des frontières AC.

A l'inverse du *counter-trading* explicite ou l'échange est initié pas les GRT des deux zones de prix où la contrainte doit être levée, cet échange transfrontalier est converti en contrainte dans l'algorithme.

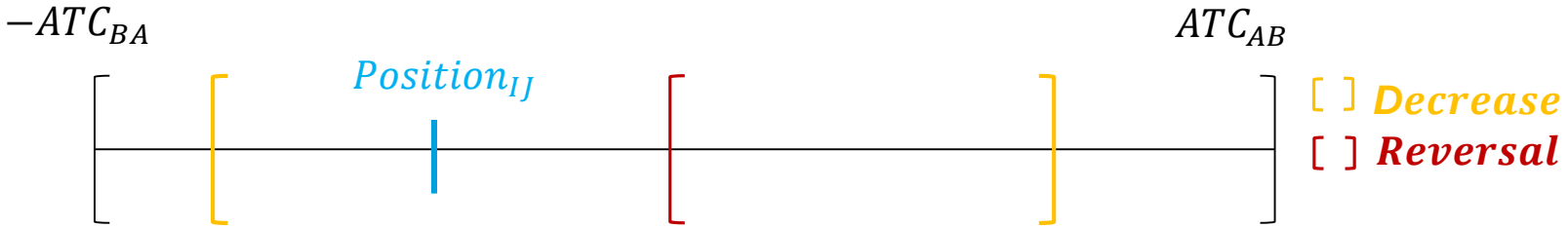
Il a été consulté dans le cadre de la consultation, liée au projet TERRE, qui s'est déroulée du 30 juin 2017 au 16 aout 2017.

La contrôlabilité des interconnexions

Chaque GRT peut définir de nouvelles limites pour les échanges commerciaux bilatéraux autorisés sur la plateforme TERRE :

1. Si cela ne consiste qu'en une diminution des ATC, cela sera déjà pris en compte avant TERRE, comme aujourd'hui ;
2. Si cela consiste en un renversement de l'échange, le GRT peut définir un échange minimal souhaité dans une direction spécifique. Cela créera une contrainte sur les variables de l'échange dans l'algorithme.

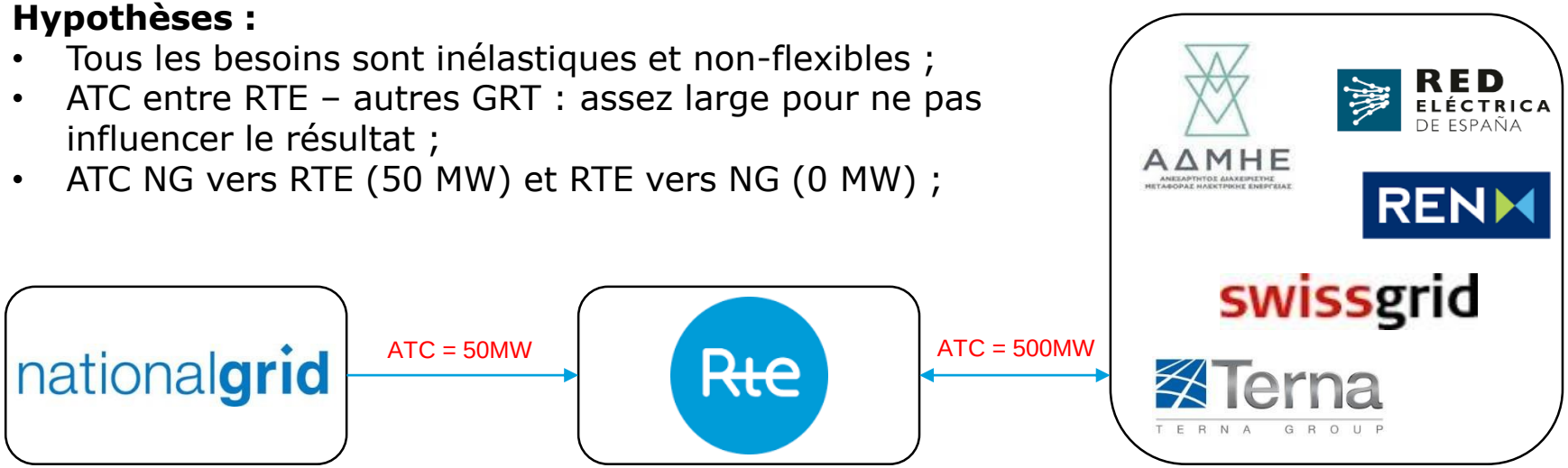
Comme la contrainte est stricte, cela correspond à un besoin « à tout prix ».



Exemple d'une interconnexion à contrôler

Hypothèses :

- Tous les besoins sont inélastiques et non-flexibles ;
- ATC entre RTE – autres GRT : assez large pour ne pas influencer le résultat ;
- ATC NG vers RTE (50 MW) et RTE vers NG (0 MW) ;



Besoin : +20MW, inélastique

Offres : OH 40MW @ 50€/MWh
OH 50MW @ 60€/MWh

Besoin : +50MW, inélastique

Offres : OH 60MW @ 60€/MWh
OB 50MW @ - 35 €/MWh

Besoin : +50MW, inelastique

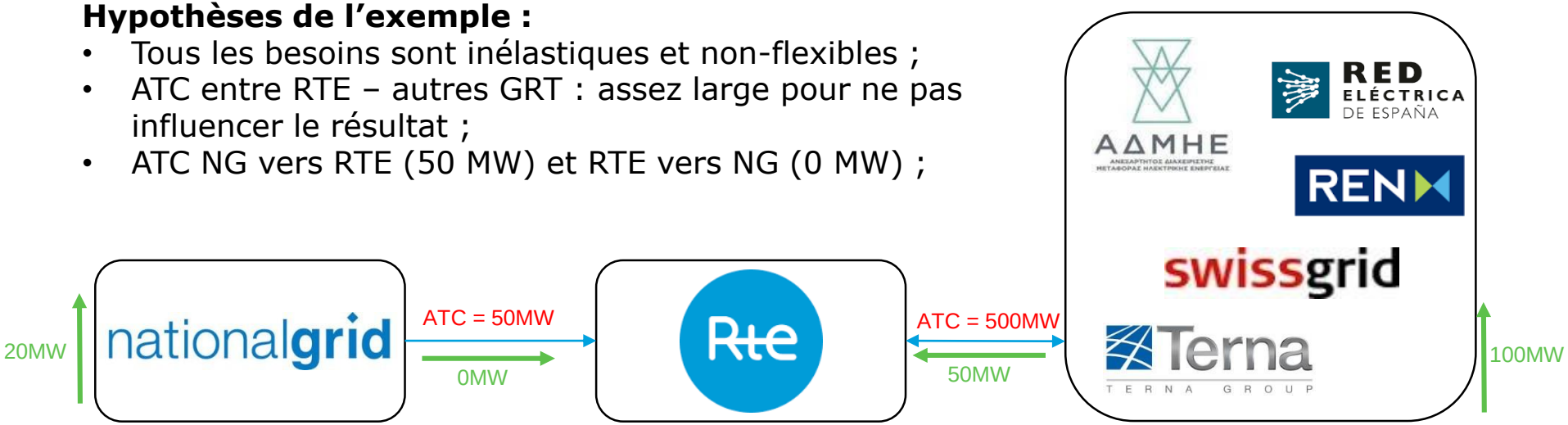
Offres : OH 80MW @ 30€/MWh
OH 90MW @ 40€/MWh
OB 50MW @ -5€/MWh

Exemple d'une interconnexion à contrôler

S'il n'y avait pas eu de contraintes

Hypothèses de l'exemple :

- Tous les besoins sont inélastiques et non-flexibles ;
- ATC entre RTE – autres GRT : assez large pour ne pas influencer le résultat ;
- ATC NG vers RTE (50 MW) et RTE vers NG (0 MW) ;



Besoin : +20MW, inélastique

Offres : OH 40MW @ 50€/MWh > 20 MW
OH 50MW @ 60€/MWh

Prix issu de la simulation sans contrainte pour cette zone : 50€/MWh

Besoin : +50MW, inélastique

Offres : OH 60MW @ 60€/MWh
OB 50MW @ - 35 €/MWh

Prix issu de la simulation sans contrainte pour cette zone : 40€/MWh

Besoin : +50MW, inélastique

Offres : OH 80MW @ 30€/MWh > 80 MW
OH 90MW @ 40€/MWh > 20 MW
OB 50MW @ -5€/MWh

Prix issu de la simulation sans contrainte pour cette zone : 40€/MWh

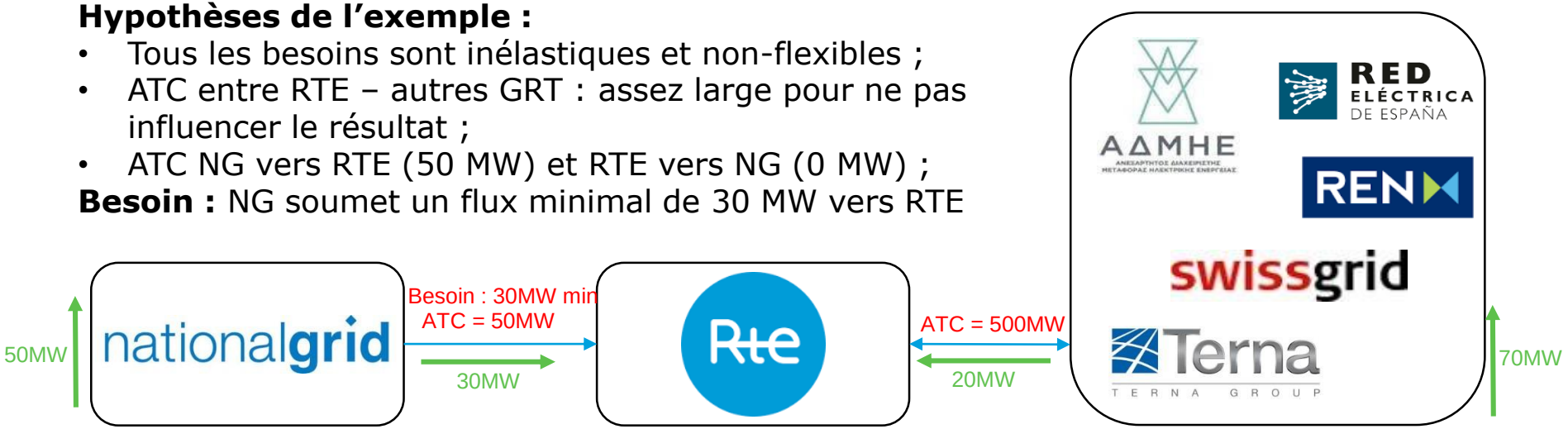
Exemple d'une interconnexion à contrôler

Avec une contrainte de 30 MW

Hypothèses de l'exemple :

- Tous les besoins sont inélastiques et non-flexibles ;
- ATC entre RTE – autres GRT : assez large pour ne pas influencer le résultat ;
- ATC NG vers RTE (50 MW) et RTE vers NG (0 MW) ;

Besoin : NG soumet un flux minimal de 30 MW vers RTE



Besoin : +20MW, inélastique

Offres : OH 40MW @ 50€/MWh > 40 MW
OH 50MW @ 60€/MWh > 10 MW

Prix issu de la simulation avec contrainte pour cette zone : 60€/MWh

Besoin : +50MW, inélastique

Offres : OH 60MW @ 60€/MWh
OB 50MW @ - 35 €/MWh

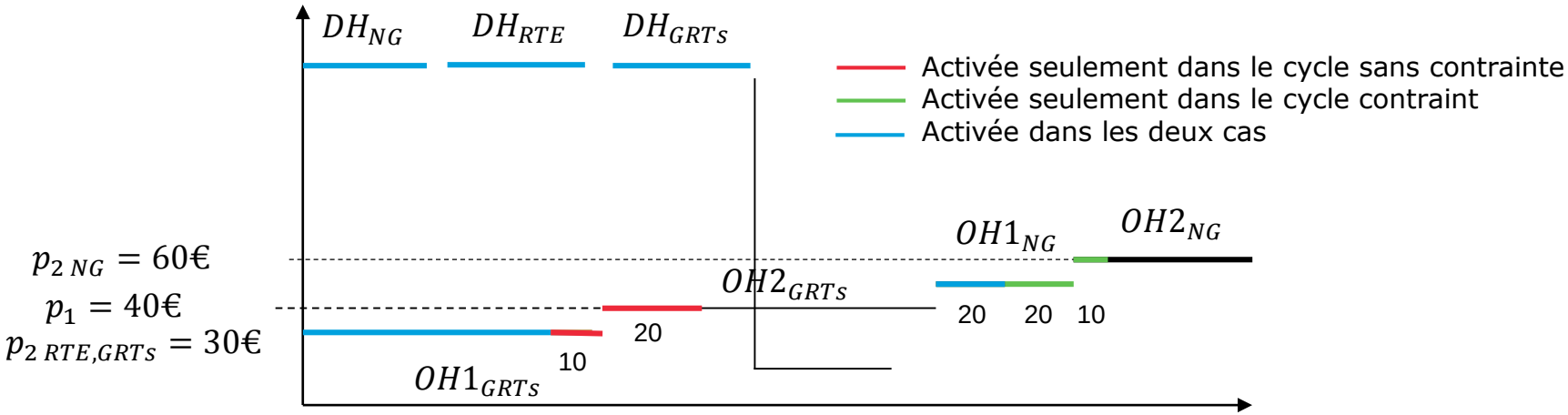
Prix issu de la simulation avec contrainte pour cette zone : 30€/MWh

Besoin : +50MW, inélastique

Offres : OH 80MW @ 30€/MWh > 70 MW
OH 90MW @ 40€/MWh
OB 50MW @ -5€/MWh

Prix issu de la simulation avec contrainte pour cette zone : 30€/MWh

Règlement

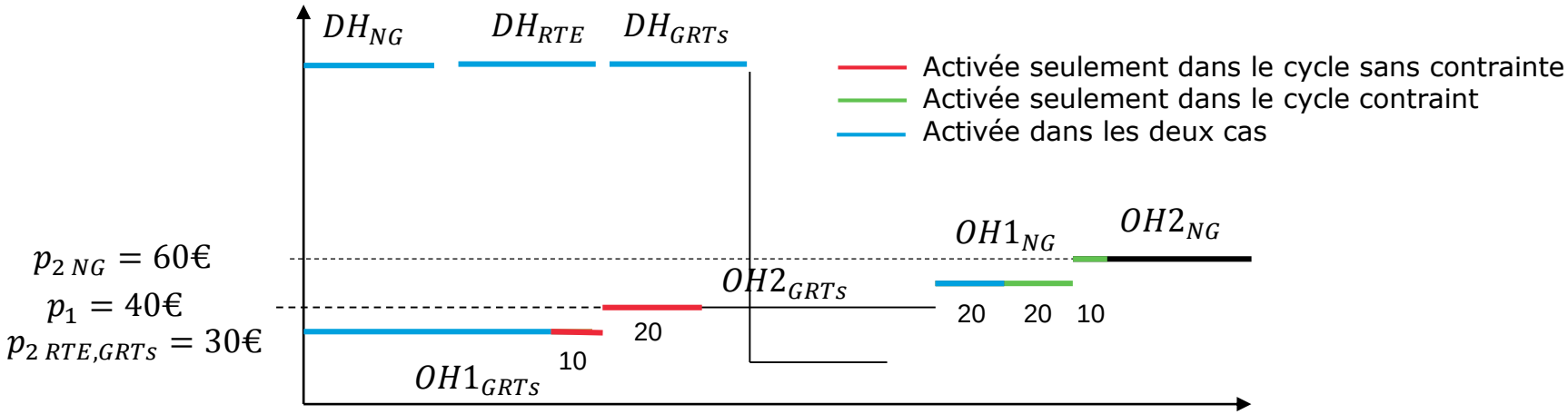


Les GRT ont proposé de retenir le prix issu d'une simulation avec ATC nulle

L'offre OH1(NG) et OH2 (NG) sont alors paradoxalement acceptées et rémunérées au prix d'offre.

Les autres offres activées sont rémunérés au prix marginal.

Règlement



Les flux financiers sur la plateforme avec la contrainte

NG paie à la plateforme au prix marginal :	50€/MWh*(20MW-40MW-10MW) = -1500€
RTE paie à la plateforme :	40€/MWh*50MW = 2000€
GRTs paient à la plateforme :	40€/MWh*(50MW-70MW) = -800€
Rente de congestion :	(50€/MWh – 40€/MWh)*30MW = 300€

Total = -1500 + 2000 – 800 + 300 = 0 €

Règlement

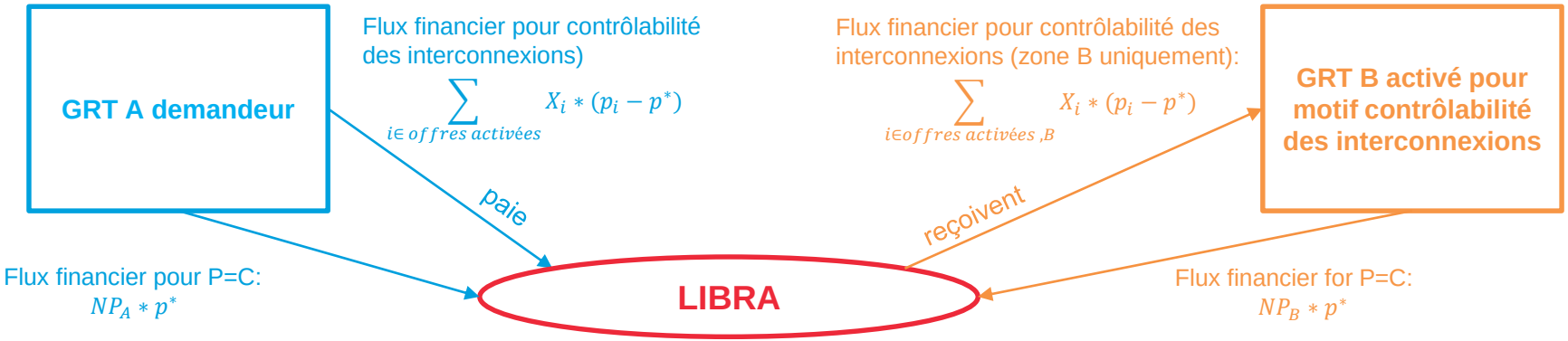
Les sorties fournies par le clearing :

- Liste des offres activées et non activables lors du cycle contraint ;
- Les prix marginaux des cycles contraint et non contraint.

Les sorties fournies par le module financier après qu'il a reçu les sorties du clearing et qu'il a effectué les calculs:

- Le volume total que le GRT demandeur doit payer aux autres GRT ;
- Le cout pour chaque offre activée.

Si plusieurs GRT sont demandeurs, le cout est divisé au prorata du volume de « contrôlabilité » (en MW) de la congestion transfrontalière.



Merci de votre participation