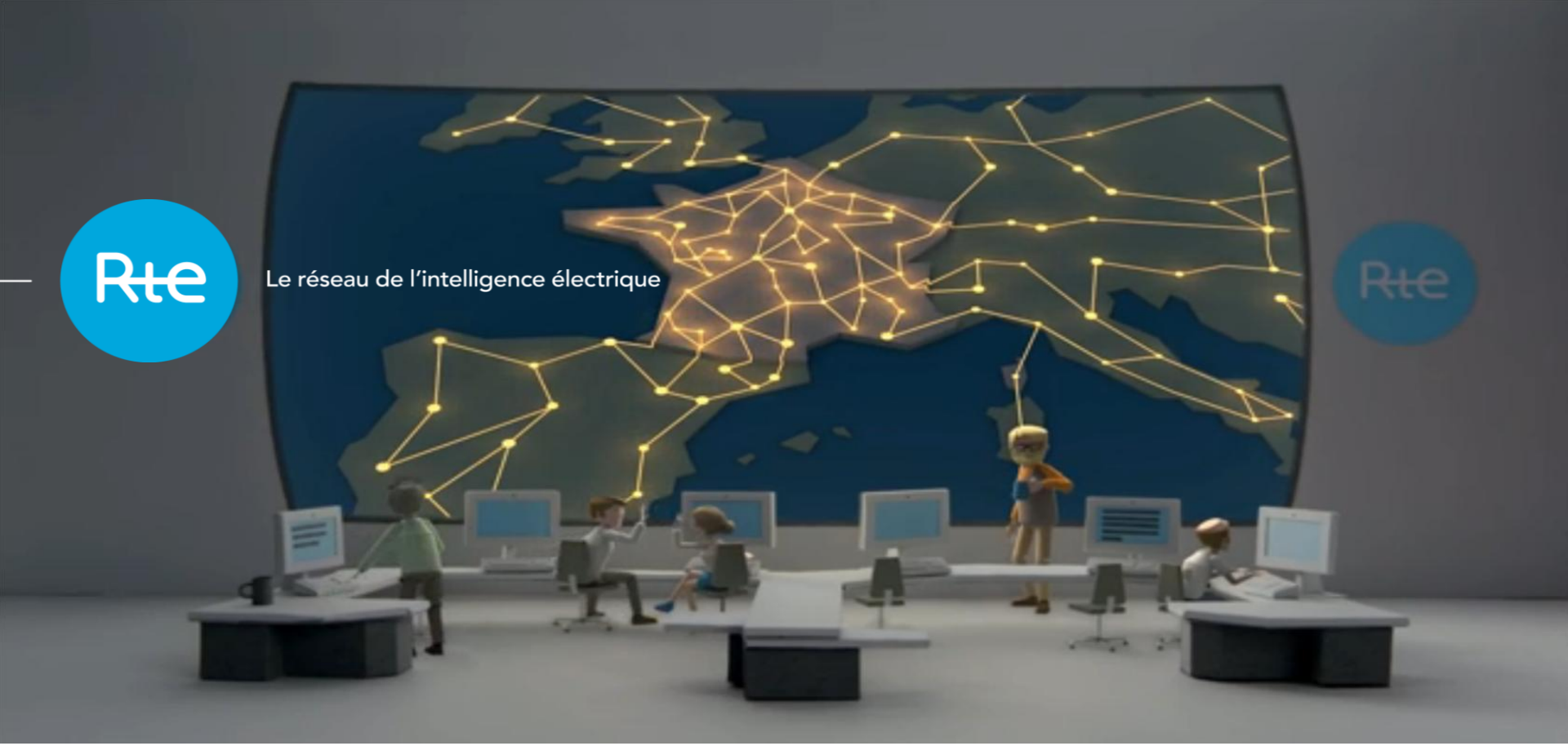


Groupe de travail
« Evolution des Règles MA-RE »

16 avril 2015

SOMMAIRE

1 RÈGLES V7 – RETOUR SUR LA DÉLIBÉRATION DE LA CRE DU 26 FÉVRIER 2015

2 RÈGLES V8

3 MODÉLISATION DES OFFRES ET DES CAPACITÉS D'AJUSTEMENT

4 DISPOSITIF DE PROGRAMMATION

5 PÉRIMÈTRE DE MESURE DES AJUSTEMENTS

1

RÈGLES V7

RETOUR SUR LA DÉLIBÉRATION DU 26 FÉVRIER 2015 ET RAPPEL DES ÉLÉMENTS DONT L'ENTRÉE EN VIGUEUR EST CONDITIONNÉE À UNE DATE D

Retour sur la délibération de la CRE du 26 février 2015

LA GRANDE MAJORITÉ DES DISPOSITIONS PROPOSÉES PAR RTE DANS LE PROJET DE RÈGLES V7 ONT ÉTÉ APPROUVÉES PAR LA CRE.

+

LA CRE A DEMANDÉ LA MODIFICATION DES DISPOSITIONS SUIVANTES :

« suppression des contrôles à réaliser par les responsables d'équilibre dans la cadre de la reconstitution des flux »

« modification des règles de recours au profilage »

+

LA CRE RECOMMANDE LA POURSUITE DES TRAVAUX ENGAGÉS EN V7

Retour sur la délibération de la CRE du 26 février 2015

Elargissement des conditions d'accès au MA et CRMA

	Instruction	Mise en œuvre prévisionnelle
EDA gérées de manière plus dynamique	*En cours d'instruction en interne RTE*	*S1 2017*
Participation simultanée d'un même site à plusieurs mécanismes de marché	*En cours de traitement au sein du GT « Contrôle du réalisé »*	*Principes établis pour les règles v8 et entrée en vigueur mi-2016*
Compléter le catalogue de méthodes pour le contrôle du réalisé	*En cours de traitement au sein du GT « Contrôle du réalisé »*	*Premières méthodes pour l'entrée en vigueur des règles v8*
Prise en compte des effets de bord	*En cours de traitement au sein du GT « Contrôle du réalisé » Rapport sur effets de bord*	*?*
Rémunération au réalisé généralisée aux entités d'injection	*Nécessite d'être réinterrogée au regard du code de réseau européen « EB » (Art 23)*	*?*

Retour sur la délibération de la CRE du 26 février 2015

Modalités relatives au versement et financement des réserves

	Instruction	Mise en œuvre prévisionnelle
Déterminer la granularité pertinente des barèmes versement fournisseur	*En cours d'instruction Discussions à prévoir dans le cadre de la concertation NEBEF (post LTE)*	*Pour l'entrée en vigueur des prochaines règles NEBEF*
Poursuivre la concertation sur le financement des réserves	*Premières discussions sur le sujet le 26/05/2015*	*NA*

Retour sur la délibération de la CRE du 26 février 2015

Modalités relatives au dispositif de sécurisation financière des RE

	Instruction	Mise en œuvre prévisionnelle
Diminuer les délais de transmission des écarts aux RE	*Sujet non encore traité* *Au sein du GT « Evolution des règles MA-RE »* *Premières discussions fin 2015*	*A définir en collaboration avec les parties prenantes*
Compléter le périmètre de suivi des volumes d'énergie journaliers	*Au sein du GT « Evolution des règles MA-RE »* *Première présentation le 05/05/2015*	*Pour l'entrée en vigueur des règles v8 (début 2016)*
Simplifier le dispositif d'échanges de blocs	*Au sein du GT « Evolution des règles MA-RE »* *Première présentation le 05/05/2015*	*Courant 2017*

Retours d'expérience prévus sur les règles MA-RE v7

Fin 2015

Données transmises par les GRD

« La CRE considère que la transmission des données des gestionnaires de réseau de distribution à RTE à la maille du site permet à ce stade de répartir les flux de façon adéquate »

A définir

Affectation des volumes ajustés

La participation simultanée de sites télérelevés dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 250 kW et de sites profilés au sein d'une même entité nécessitera un suivi particulier de la part de RTE

Annuellement à chaque bilan « Recotemp » (transmis à la CRE)

Responsabilité des acteurs

Transmission de courbes de charges télérelevées en M+14 par les GRD.

1er avril 2016

Activations EDA RPD

Analyse d'impact sur le RPD des activations d'offres d'ajustement sur des EDA RPD

Rappel des éléments dont l'entrée en vigueur est conditionnée à une date « D »

01/06/2015

Puissance maximale offerte 1 MW

Cinq EDA identifiées lors de leur création auront la possibilité de faire des offres explicites dont la puissance maximale offerte est un entier inférieur à 10 MW et supérieur ou égal à 1 MW

07/10/2015

Transmission automatique des ordres

RTE transmet par le dispositif technique TAO, un ordre d'ajustement au receveur d'ordre dont le nom et les coordonnées sont indiquées pour chaque EDA dans le périmètre d'ajustement

07/10/2015

Informations à destination GRD

RTE fournit en temps réel au GRD un fichier contenant, pour chaque ordre d'ajustement envoyé à une EDA qui comporte au moins un site raccordé au réseau dudit GRD, les informations énumérées à l'article 4.8.3 des règles

Rappel des éléments dont l'entrée en vigueur est conditionnée à une date « D »

T4 2015 (à confirmer)

EDA multi sites d'injection RPT

Une EDA peut être composée d'une ou plusieurs EDP localisée(s) sur des sites d'injection différents lorsque les conditions cumulatives énumérées à l'article 4.2.1.1.2 des Règles sont respectées

T4 2015 (à confirmer)

Mix profilé / télérelevé

Une EDA soutirage profilée est constituée d'au moins un site de soutirage profilé et, éventuellement de sites de soutirage télérelevés dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 250 kW

S1 2016

CdC site de soutirage profilé

Si les GRD peuvent fournir les données nécessaires, la courbe de charge d'un site de soutirage profilé sera établie à l'aide des données transmises par les GRD



2

RÈGLES V8

De la v7 à la v8 des règles MA-RE

POURSUITE DES TRAVAUX ENGAGÉS EN V7

+

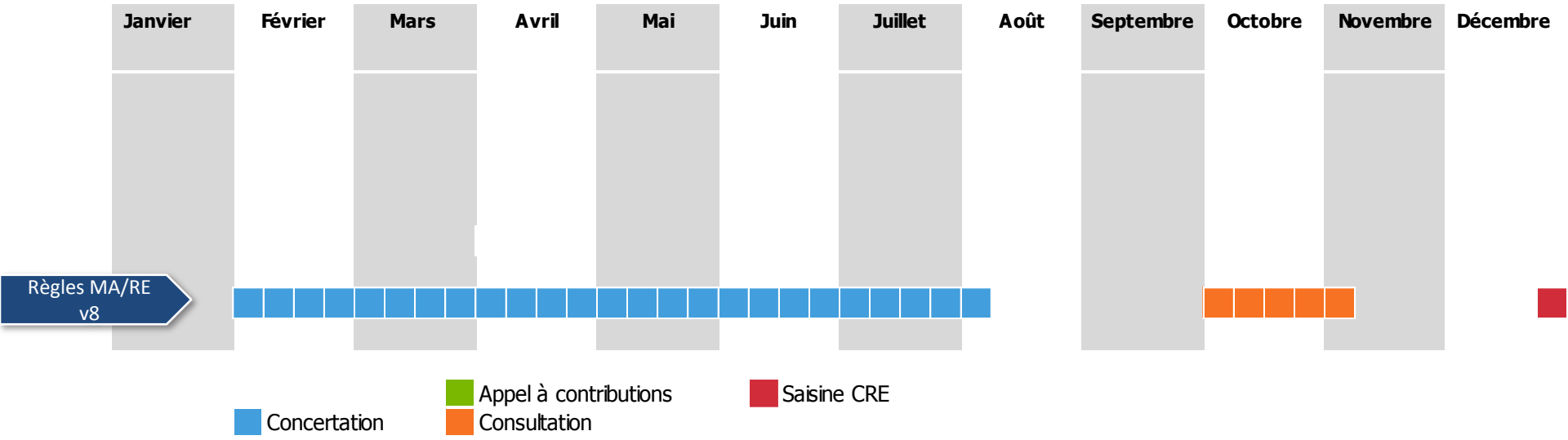
PREMIÈRE PRISE EN COMPTE DES CODES DE RÉSEAU EUROPÉENS

Mise en adéquation des flux financiers avec les exigences du code de réseau européen relatif à l'équilibrage du système électrique

Evolutions supplémentaires envisagées par RTE pour la v8 des règles MA-RE

	Instruction	Mise en œuvre prévisionnelle
Modification des flux financiers	*Au sein du GT « Evolution des règles MA-RE » Premières discussions 12/02/2015*	*Principes établis pour les règles v8 et entrée en vigueur avant fin 2016*
Homogénéiser les définitions entre les différents mécanismes	*Au sein du GT « Evolution des règles MA-RE »*	*Pour l'entrée en vigueur des règles v8 (début 2016)*
Introduction du modèle corrigé sur les sites RPD	*Sujet non encore traité Au sein du GT « Evolution des règles MA-RE » Premières discussions mi-2015*	*?*
Réflexion sur le périmètre de mesure utilisé pour le contrôle	*Au sein du GT « Evolution des règles MA-RE » Premières discussions 16/04/2015*	*?*

Calendrier des travaux des règles MA-RE en 2015



Evolutions supplémentaires envisagées par RTE pour une version ultérieure à la v8 des règles MA-RE

	Perspectives de travail
1 **OFFRES EXPLICITES**	*Gérer la transition vers des offres explicites et des produits standards,* *Passage aux offres explicites pour la RR (en lien avec TERRE)* *Repenser le lien entre les offres et la programmation*
2 **PROGRAMMATION**	*Redéfinir les modalités de programmation* *(en lien avec les offres explicites et les services système)*
3 **MODÉLISATION DES CAPACITÉS**	*Repenser la notion d'EDA pour apporter plus de souplesses aux acteurs d'ajustement et favoriser l'émergence de nouvelles capacités*
4 **INSERTION DE LA CMOL TERRE**	*Partager les offres de réserve tertiaire au sein d'une liste de préséance économique commune (CMOL) et gérer son articulation avec le dispositif d'équilibrage actuel (principes de soumission, d'activation, de rémunération)*



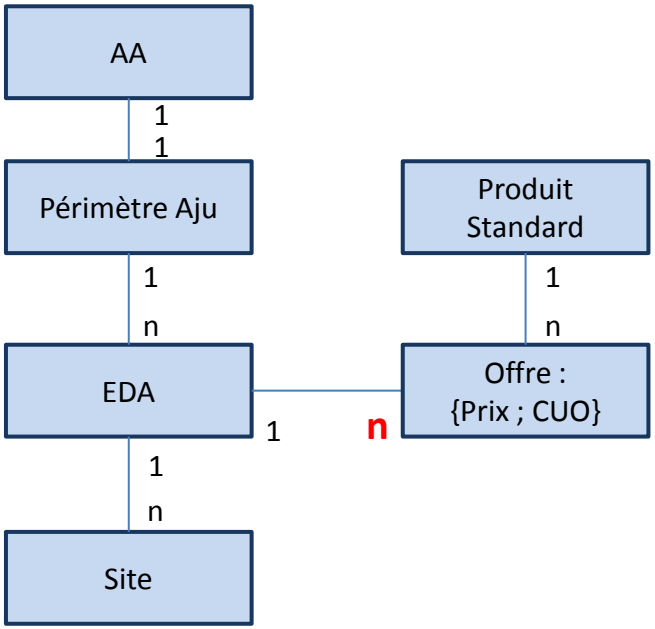
3

MODÉLISATION DES OFFRES ET DES CAPACITÉS D'AJUSTEMENT

De nouvelles modalités pour favoriser le passage aux produits standards : rappel des pistes présentées

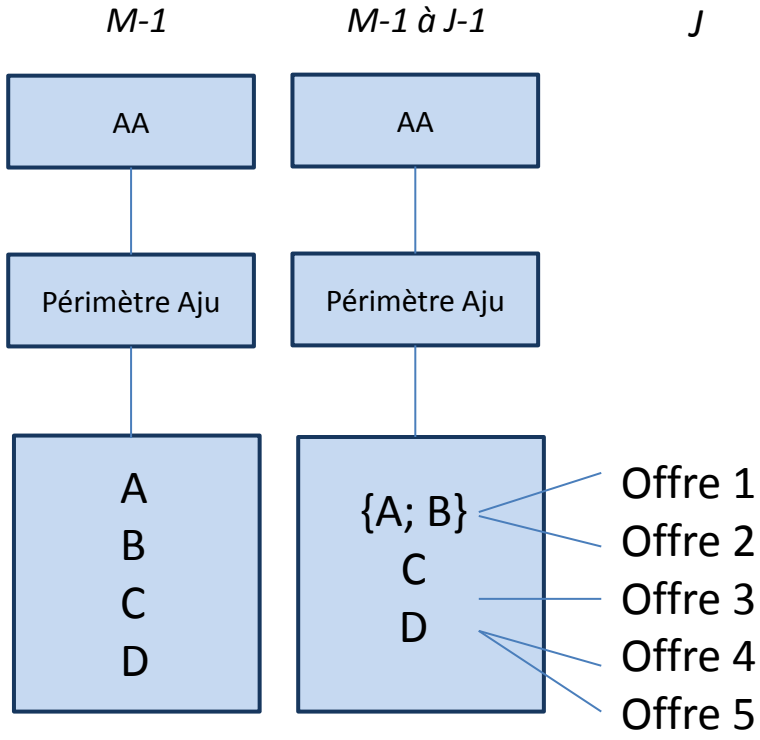
SUPPRESSION LIEN D'EXCLUSIVITÉ

- C'est la possibilité de faire plusieurs offres {Prix ; CUO} sur une même EDA et sur une même plage de temps
- Cela ne veut pas dire qu'il est possible d'offrir sur plusieurs produits standards en même temps (ce point doit encore être instruit).

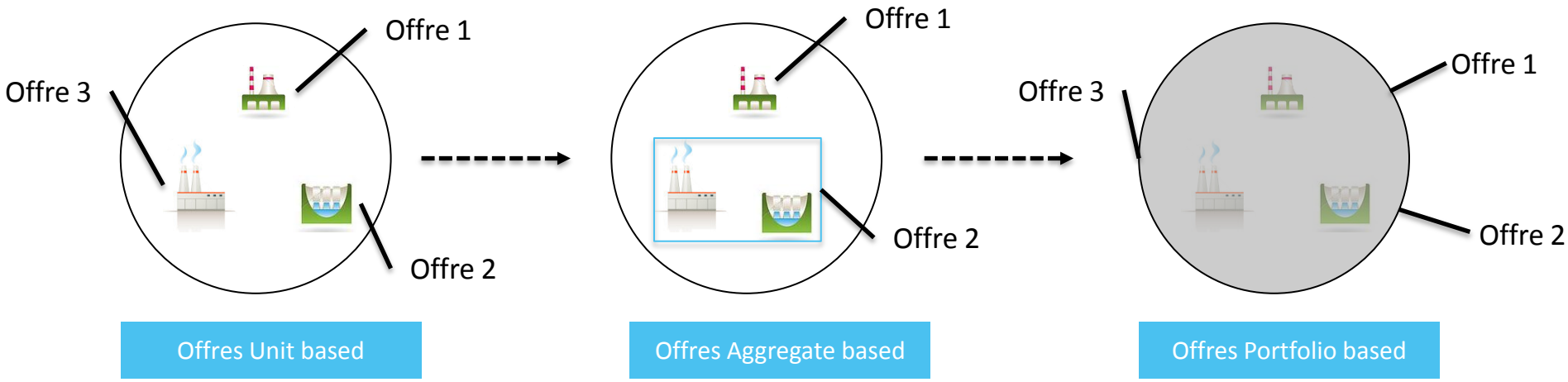


AGRÉGATS PLUS PROCHES DU TEMPS RÉEL

- C'est l'évolution du Périmètre d'ajustement d'un ensemble d'EDA vers un ensembles de sites
- C'est la possibilité de faire une offre sur un ensemble de sites directement.
- Cela ne veut pas dire qu'il est possible d'agréger tous les sites entre eux



Une étape supplémentaire pour favoriser le passage aux produits standards : le portfolio ?



Unit based

Chaque offre est associée à un groupe de production ou un site de soutirage. L'ordre d'ajustement envoyé par le TSO doit être mis en œuvre par l'acteur d'ajustement sur le groupe/site identifié dans l'offre, sur lequel sera mis en œuvre le contrôle du réalisé.

Portfolio based

L'offre n'est pas associée à un groupe de production ou un site de soutirage, mais directement à un périmètre d'ajustement. L'acteur d'ajustement démarre / arrête / prolonge les groupes/sites de son périmètre afin de mettre en œuvre le service rendu à l'échelle de l'ensemble de son périmètre, sur lequel sera mis en œuvre le contrôle du réalisé.

La gestion des contraintes réseau doit être réinterrogée dans le MA de demain

Comment anticiper une contrainte réseau ?

L'insertion d'un CMOL pouvant résulter en l'activation simultanée d'un grand nombre d'offres pour des besoins français et étrangers, nécessite de réinterroger les modalités actuelles de gestion des flux et d'études d'impacts de l'activation des ajustements sur le réseau.

Comment résoudre une contrainte réseau ?

L'activation d'une offre « Unit-based » permet à RTE de résoudre d'éventuelles contraintes sur le réseau RPT.

Un passage en offres « Porfolio based » ne permet cette possibilité et pourrait impliquer un « découpage » entre la gestion de l'équilibre du système et la gestion des flux sur le réseau. L'activation d'un groupe ou d'un ensemble de groupes pour contraintes réseau pourrait être portée par un dispositif adhoc.

Motif d'ajustement	Energie activée (H+B) par motif sur 2014	Offres Unit-based	Offres Portfolio-based
P=C	88%	X	X
Réseau	1%	X	
SSY	9%	X	X (sous conditions)
Marges	2%	X	X

Appels à contributions

1. Quelle est votre vision du Portfolio based à ce stade ? Quel modèle imaginez-vous pour le mécanisme d'ajustement français ?

2. Quels avantages / inconvénients voyez-vous au passage au « Portfolio based » dans le cadre du passage aux produits standards explicites ?

3. Quels impacts organisationnels chez vous du passage du Unit based au Portfolio based ? »

4. Dans le cadre d'une passage en Porfolio based, quelles informations pourriez-vous transmettre afin d'anticiper l'impact de l'activation d'une offre ou d'un ensemble d'offres sur le réseau ? *(ex : Clé de répartition par site /zone pertinente, ordre d'activation prévisionnelle des groupes/sites…)*

4

EVOLUTION DU DISPOSITIF DE PROGRAMMATION

Actuellement : Les programmes d'appel et les traces des ordres d'ajustement ont une résolution différente

Programmation par le RP

Chronique de MW au pas 30 minutes

Principe de réalisation au plus « tard »

Pentes non tracées

Traçabilité des Programmes PA

Chroniques de MW au pas 5 minutes établie par RTE

A partir des Chroniques de PA Puissance au pas 5 min= Puissance du Pas demi-Horaire dans lequel il est inclus

Traçabilité des Ordres d'Ajustement

En MW au pas 5 minutes*

Traçabilité établie par RTE

Règles d'arrondi définies dans les Règles MA-RE

*Particularité des EDA Injection RPT (offrant en implicite) :

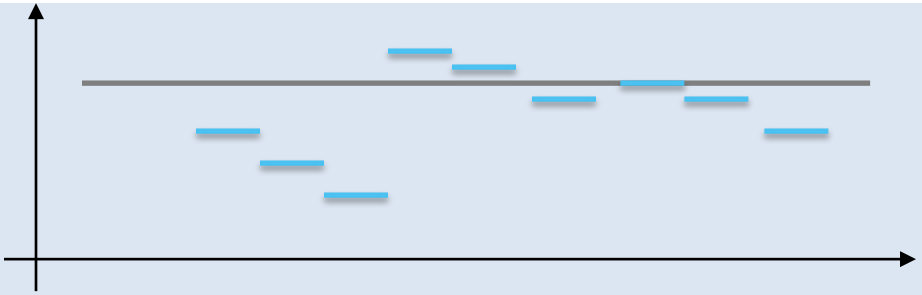
Ordre traduit directement au sein d'un Programme PM au pas 5 minutes pour les EDA Injection RPT (ordre d'aju = différence entre PM et PA)

Cette différence de finesse peut s'avérer problématique

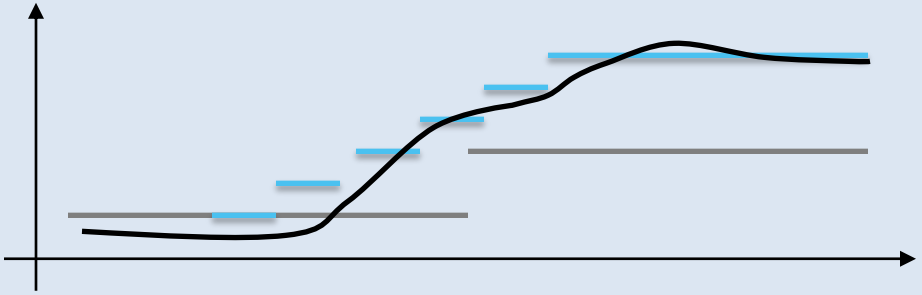
PM
PA
P réalisée

Pour l'affectation des flux

Comparaison de deux chroniques établies à un pas différent influence le contrôle des ajustements et les bilans de RE

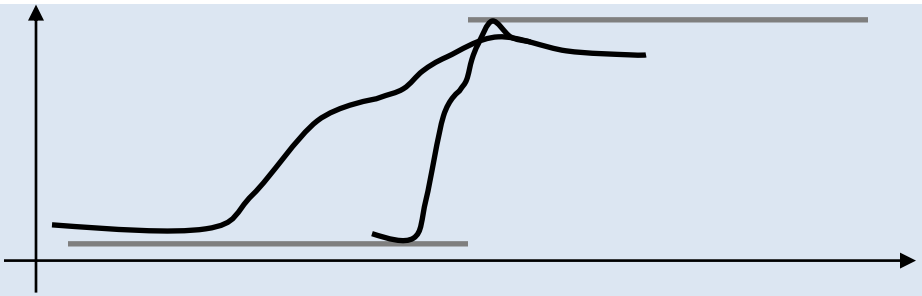


La gestion des pentes peut-être source de contestations



Mais aussi pour la gestion des flux sur le réseau

Lors des changements de point de consigne notamment



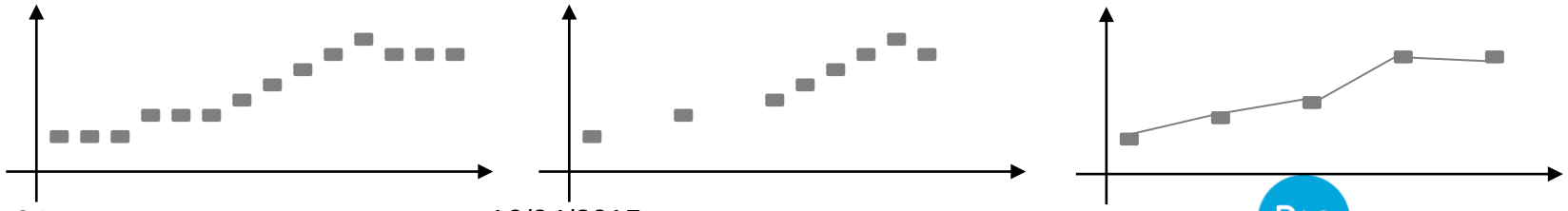
Une traçabilité plus fine des programmes est envisagée

- Activation possible d'un ordre à tout moment (Produits Direct Activated)
- Meilleure connaissance des flux sur le réseau et de l'équilibre du système
- Précision de la courbe de référence utilisée pour une meilleure affectation des énergies
- Passage aux ordres explicites (et le renseignement du PM par le responsable de programmation)

→ Concourt à la traçabilité la plus fine possible des programmes et des ordres

TROIS MODÈLES SONT ENVISAGEABLES POUR RÉPONDRE À CE BESOIN

Programmation au pas minute	Programmation en point de rupture	Programmation à l'aide de valeurs de consigne et rampes



Une programmation plus fine peut être obtenue de trois manières

Programmation au pas minute : chronique quotidienne de 1440 points	
+	-
Simplicité / Précision	Volume de données élevé à traiter et stocker
Compatibilité avec tout système où les ordres d'ajustement sont tracés à un pas supérieur ou égal à la minute	

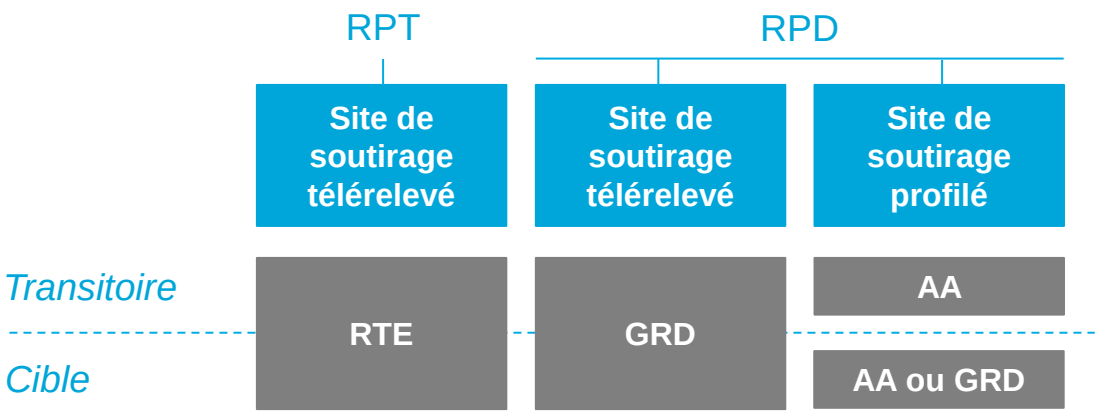
Programmation en point de rupture : chronique quotidienne entre 1 et 1440 points	
+	-
Volume de données optimal / Précision	Changement d'approche par rapport au modèle existant
Si nécessaire, le programme d'appel au pas 1 minute peut être établi	

Programmation à l'aide de valeurs de consigne et rampes : 48 points	
+	-
Simplicité : continuité par rapport au modèle existant	Faible compatibilité avec des systèmes à un pas différent
	Pas très proche de la réalité

5

PÉRIMÈTRE DE MESURE POUR LE CONTRÔLE

PERIMETRE DE MESURE POUR LE CONTRÔLE (1/5)



UTILISATION DE DONNÉES DE COURBES DE CHARGE SITE À SITE POUR LE CONTRÔLE DU RÉALISÉ

- Utilisation des données de tous les sites composant l'EDx
- La mesure utilisée est celle des gestionnaires de réseau lorsqu'elle est disponible et dispose des caractéristiques techniques nécessaires. Elle mesure le périmètre du site de consommation

Les mesures utilisées actuellement pour le contrôle correspondent au périmètre des sites constituant l'EDx

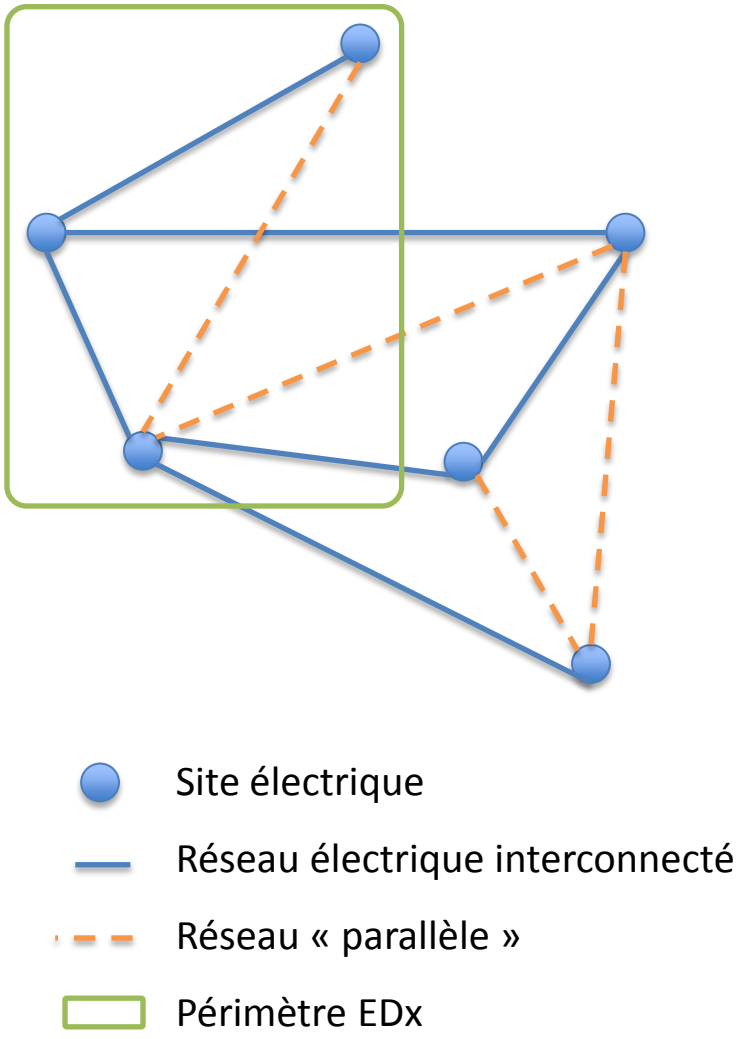
PERIMETRE DE MESURE POUR LE CONTRÔLE (2/5)

« Réseaux parallèles »

1. Certains sites électriques sont reliés entre eux par un réseau parallèle au réseau électrique (réseau de chaleur par exemple, mais pas seulement)

2. Il est dans certains cas possible (directement ou indirectement) de transférer la consommation électrique d'un site A à un site B

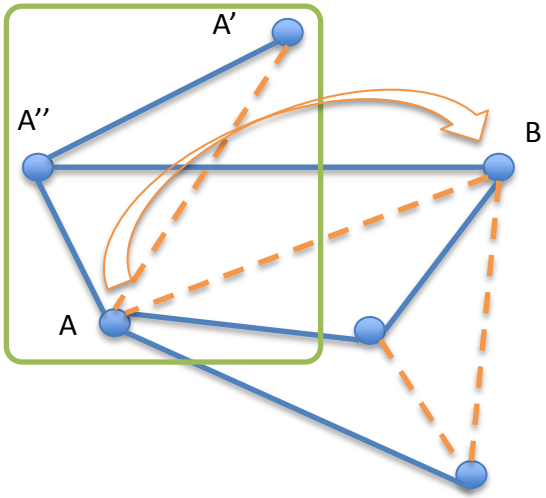
3. Les EDx sont constituées de sites indépendamment de leur appartenance à un réseau parallèle au réseau électrique

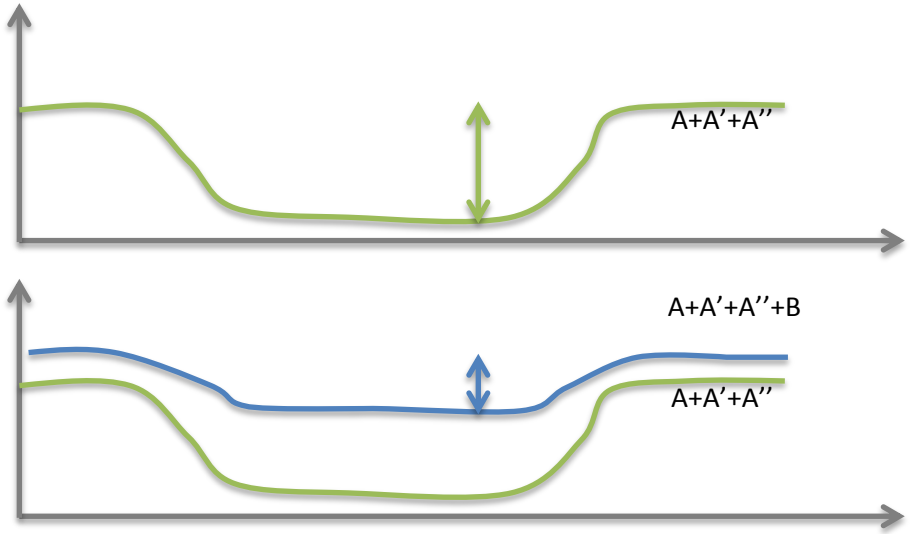


PERIMETRE DE MESURE POUR LE CONTRÔLE (3/5)

Conséquence sur le CR

Si un transfert de consommation (volontaire ou non) se produit d'un site A appartenant à l'EDx à un site B n'appartenant pas à l'EDx, alors le périmètre de mesure ne permet pas d'estimer correctement le volume pendant la période d'effacement et d'estimer correctement les effets de bord.





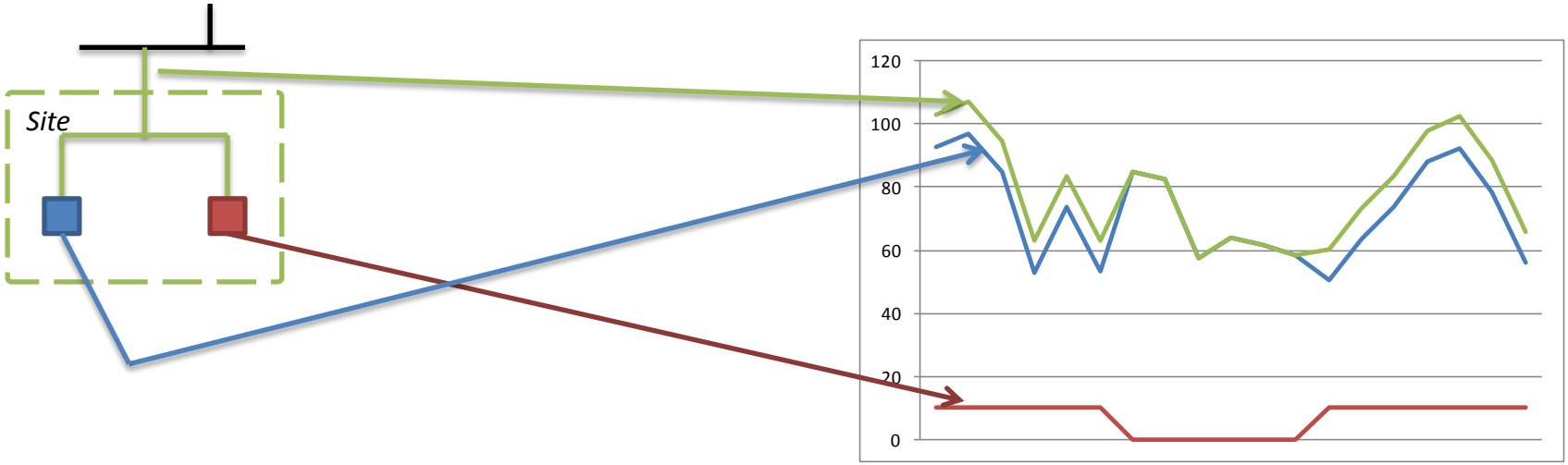
PERIMETRE DE MESURE POUR LE CONTRÔLE (4/5)

Ateliers effaçables intégrés au sein d'un site de consommation

Certains sites sont constitués de processus indépendants ({groupes + site de consommation}, ateliers différents et une partie des processus est effaçable/ajustable.
La mesure à la maille du site est perturbée par les autres processus du sites.

Cette problématique a été soulevée par Energy Pool dès 2011, lors du lancement du GT contrôle du réalisé, et elle n'a jamais été traitée. La recherche sur le site concerte de :

- « sous-mesure » pointe vers 9 documents distincts
- « sous-comptage » pointe vers 4 documents distincts



Le réseau de l'intelligence électrique

PERIMETRE DE MESURE POUR LE CONTRÔLE (5/5)

Il est possible que le périmètre de mesure des sites composant une EDx ne soit pas toujours pertinent pour le contrôle

RTE propose d'étudier une évolution des règles

« Réseaux parallèles »
Déclaration des réseaux parallèles par l'opérateur ?
Obligation d'analyse des potentiels transferts par l'opérateur ?
Identification préalable des types de réseau parallèle ?
Modalité de prise en compte des mesures des sites du réseau parallèle ?

« Ateliers intégrés au sein d'un site de consommation »
Comment caractériser les situations pour lesquelles la mesure à la maille site limite le gisement ?
Quelles sont les solutions envisageables ?
Quel cadre ?

6

ANNEXES

Définitions

Allocated Volume means an energy volume physically injected or withdrawn from the system and attributed to a Balance Responsible Party, for the calculation of the Imbalance of that Balance Responsible Party.

Imbalance means an energy volume calculated for a Balance Responsible Party and representing the difference between the Allocated Volume attributed to that Balance Responsible Party, and the final Position of that Balance Responsible Party and any Imbalance Adjustment applied to that Balance Responsible Party, within a given Imbalance Settlement Period.

Imbalance Adjustment means an energy volume representing the Balancing Energy from a Balancing Service Provider and applied by the Connecting TSO for an Imbalance Settlement Period to the concerned Balance Responsible Parties, for the calculation of the Imbalance of these Balance Responsible Parties.

Position means the declared energy balance of a Balance Responsible Party used for the calculation of its Imbalance.

Art 23 : Targets for imbalance settlement

1. No later than one year after the entry into force of this Network Code, all TSOs shall develop a proposal for harmonisation of the main features of Imbalance Settlement.

2. The proposal pursuant to paragraph 1 shall harmonise:
   (a) the calculation of Imbalance, Allocated Volume and Imbalance Adjustment;
   (b) the definition of a single Position for each Balance Responsible Party;
   (c) the definition of Imbalance Price Area equal to a Bidding Zone;
   (d) the calculation of Imbalance Price;
   (e) price components included in the Imbalance price; and
   (f) the use of single price for positive and negative imbalances.

3. Harmonisation of point (c) may distinguish between Self Dispatch and Central Dispatch model.

4. The proposal pursuant to paragraph 1 shall provide an implementation date no later than 1 July 2019.

5. No later than 1 July 2019, the Imbalance Settlement Period shall be set to 15 minutes in all Control Areas while ensuring that all boundaries of Market Time Periods shall coincide with boundaries of Imbalance Settlement Periods. *[this requirement is subject to the evidence provided by the ENTSO-E cost-benefit analysis that shall publish its findings before this Regulation enters Comitology proceedings].*