Le réseau de transport d'électricité

GT RR-RC

11 mars 2022

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

SOMMAIRE

1. Actualités et Planning prévisionnel pour la consultation RR-RC V3 / AOA 2023

2. Lancement de la consultation des Règles RR-RC V3 :
   - Rappel des sujets à intégrer aux règles RR-RC V3 (présentés aux précédents GT)
   - Retour sur le sujet des cas particuliers de défaillances lorsque avec des caractéristiques supérieures à l'engagement
   - Proposition de révision de la notion « d'aléas » dans les règles
   - Publications
   - Autres évolutions

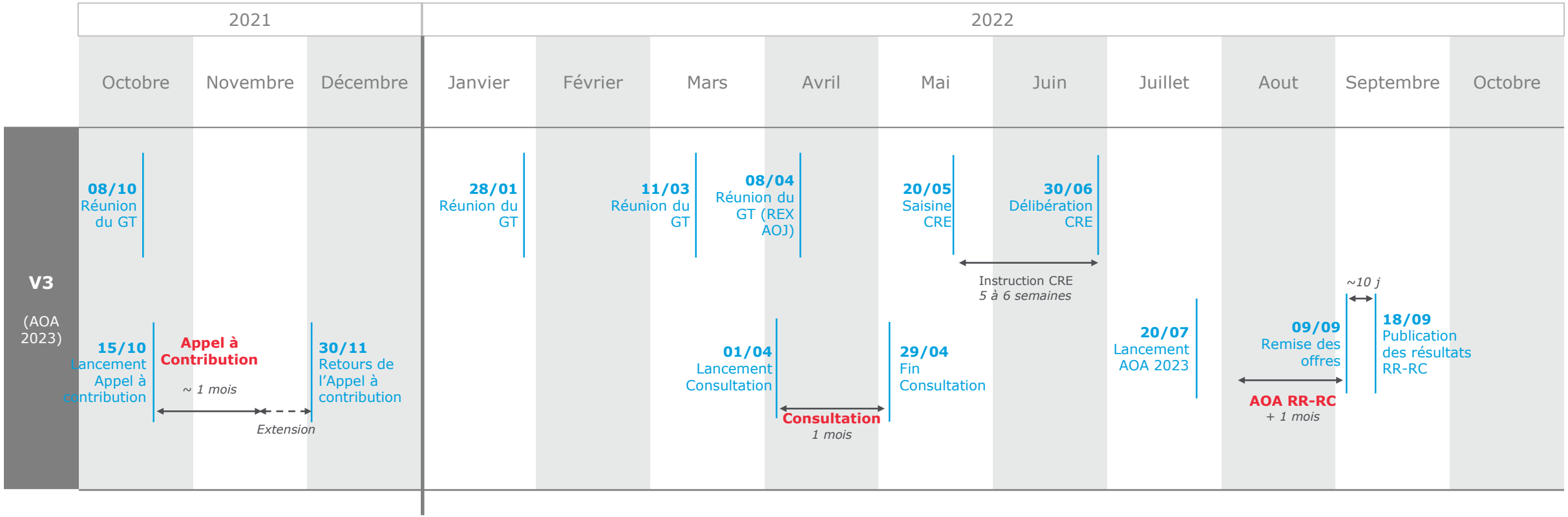
3. Présentation de l'algorithme d'optimisation RR-RC (journalier)

1 Actualités et Planning

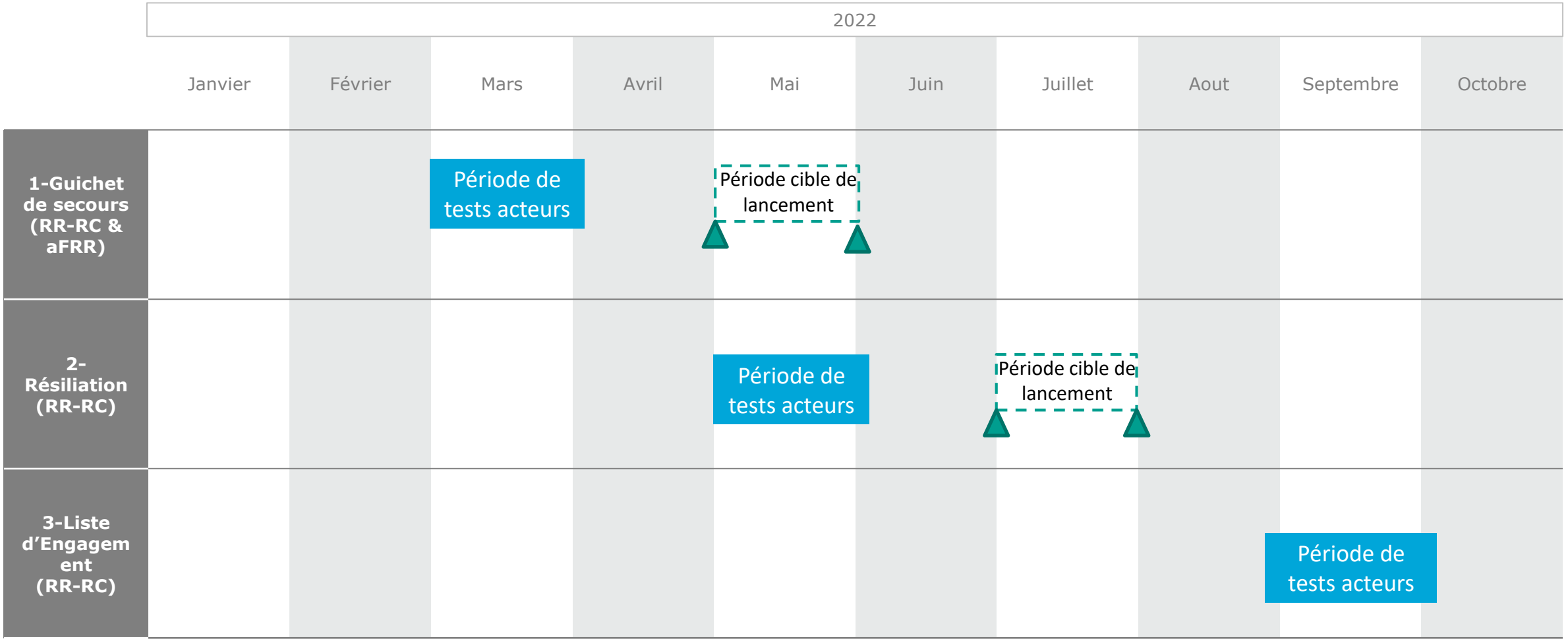
Actualités RR-RC

- **Lancement de la consultation RR-RC 2023 (Règles RR-RC V3) prévue le 1er avril**
- **Lancement de l'appel d'offres annuel RR-RC pour l'année 2023 prévu pour fin juillet (date limite de remise des offres prévu mi septembre)**
- **Information pour les acteurs RR-RC concernant les tests acteurs pour le guichet de secours**
- **Forte augmentation des prix sur la RR sur quelques journées début mars (très forte volatilité) :**
  - Livraison 07/03 : 233,66 €/MW
  - Livraison 08/03 : 1088,36 €/MW
  - Livraison 09/03 : 2775,54 €/MW
  - Livraison 10/03 : 1,52 €/MW
  - Livraison 11/03 : 1,52 €/MW

Planning RR-RC indicatif



Planning SI – Evolutions Plateforme RACOON - Indicatif



2 Lancement de la consultation des Règles RR-RC V3

1 Rappel des sujets à intégrer aux règles RR-RC V3

Périmètre des règles RR-RC V3 (1/2)

Sujet	Consistance	Concertation
Alignement du DN pour la LE avec celui des offres sur le MA	• La rédaction actuelle liée au « délai de neutralisation » de la LE dans les règles RR-RC n'est pas parfaitement alignée avec le DN applicable pour le dépôt des offres sur le MA • Un décalage de 30' entre les deux DN peut conduire à générer des cas de défaillance non désirées **Proposition à discuter en GT**	GT 28/01/2022
Calcul des défaillances à l'activation dans le cas particulier où la puissance offerte est supérieure à la puissance engagée	• Dans sa délibération N°2021-229 du 8 juillet 2021, la CRE demande à RTE *« […] soit de modifier le calcul de détection des défaillances à l'activation pour qu'il ne puisse détecter une défaillance que sur l'engagement contractuel de l'acteur au titre des RR-RC, soit que RTE considère les données à disposition des acteurs (télérelève, comptage) pouvant justifier du respect de leurs engagements au titre des RR-RC »* **RTE est prêt à mettre en œuvre une logique de pénalisation sur la Pengagée uniquement, mais cela demande des évolutions conséquentes, et propose donc de l'intégrer dans le prochain jeu de règles (cf slides suivantes)**	GT 28/01/2022 GT 11/03/2022
Publications détaillées des offres	• Lors de la précédente consultation, certains acteurs ont demandé à ce que les offres soient publiées avec toutes leurs caractéristiques (Pseuil, plages de puissance, offres mensuelles-annuelles, etc.) afin de pouvoir mieux analyser les résultats des AO **RTE propose de s'aligner avec la position partagée en GT SSYf pour les publications des offres d'aFRR (cf slides suivantes)**	GT 11/03/2022
REX sur le démarrage de l'AOJ	• RTE a proposé d'effectuer un REX 6 mois après le démarrage de l'AOJ afin de juger de la pertinence de passer à 50% de contractualisation en journalier pour les années 2023-2024 (contre 33% aujourd'hui) **RTE propose d'élargir le REX présenté en fin d'année 2021 en début d'année 2022 pour pouvoir faire une proposition pour les années 2023 et 2024**	GT 08/10/2021 GT 28/01/2022 GT 08/04/2022 (à venir)
REX sur l'utilisation des offres à Domin 15'	**Suite à l'utilisation assez faible des acteurs de cette modalité, RTE propose de ne pas conserver cette possibilité pour l'année 2023 (et suivantes) pour l'AOA et l'AOJ**	GT 08/10/2021

Périmètre des règles RR-RC V3 (2/2)

Sujet	Consistance	Concertation
Notion d'Aléas dans les règles	**RTE propose de parler de « nombre d'activations » et non plus de « nombre d'Aléas » dans les règles (cf slides suivantes)**	GT 11/03/2022
Référence AOE	**Suite à la suppression des offres P120 pour l'appel d'offres effacements, RTE propose de supprimer la référence dans les règles RR-RC**	11/03/2022
Reprise des LE par RACOON	**RACOON reprendra le dépôt des LE, RTE propose de supprimer la référence à SYGA dans les règles RR-RC**	28/01/2022
Modification du format de l'annexe 9	**Afin de simplifier la lisibilité pour les acteurs et pour RTE, RTE propose de revoir le format de l'annexe 9 (cf slides suivantes)**	11/03/2022

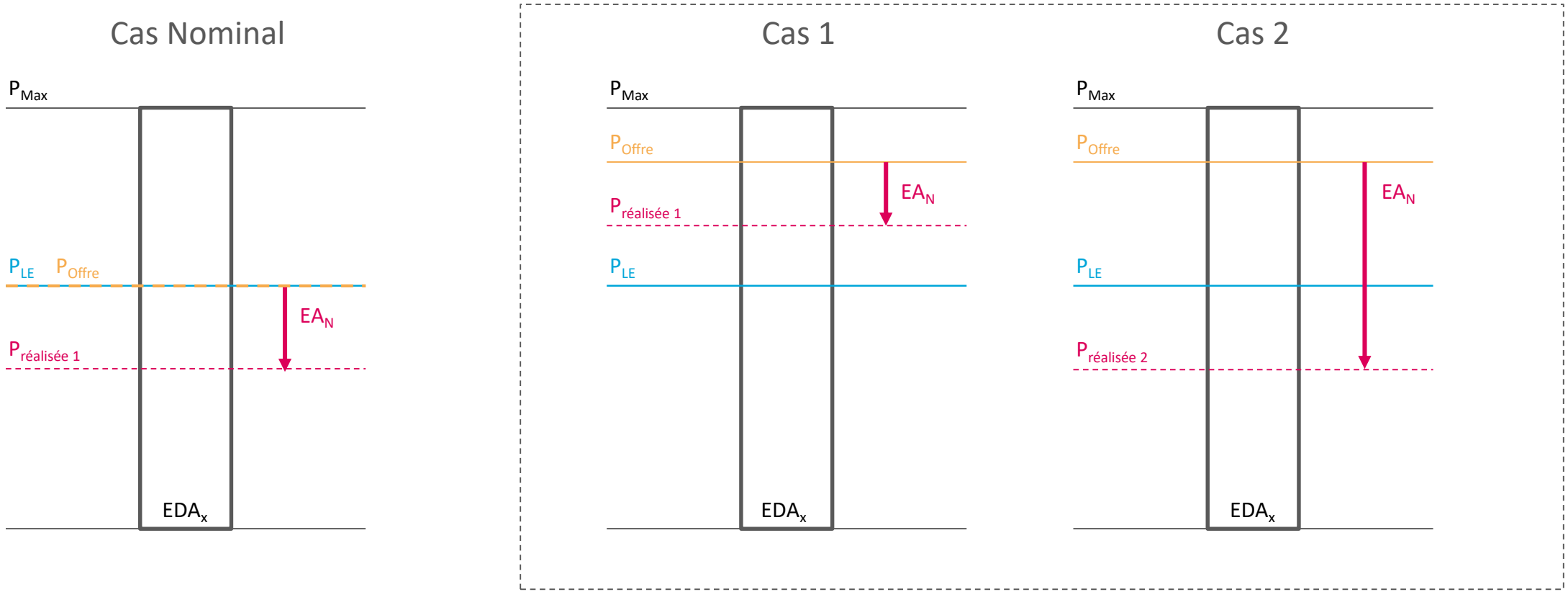
2 Sujet « Pofferte > pengagée »

Calcul des défaillances à l'activation dans le cas particulier où la puissance offerte est supérieure à la puissance engagée

- Dans sa délibération N°2021-229 du 8 juillet 2021, la CRE demande à RTE *« […] soit de modifier le calcul de détection des défaillances à l'activation pour qu'il ne puisse détecter une défaillance que sur l'engagement contractuel de l'acteur au titre des RR-RC, soit que RTE considère les données à disposition des acteurs (télérelève, comptage) pouvant justifier du respect de leurs engagements au titre des RR-RC »*

→ **Les slides suivantes rappellent ces cas particulier**

Puissance offerte supérieure à la puissance engagée

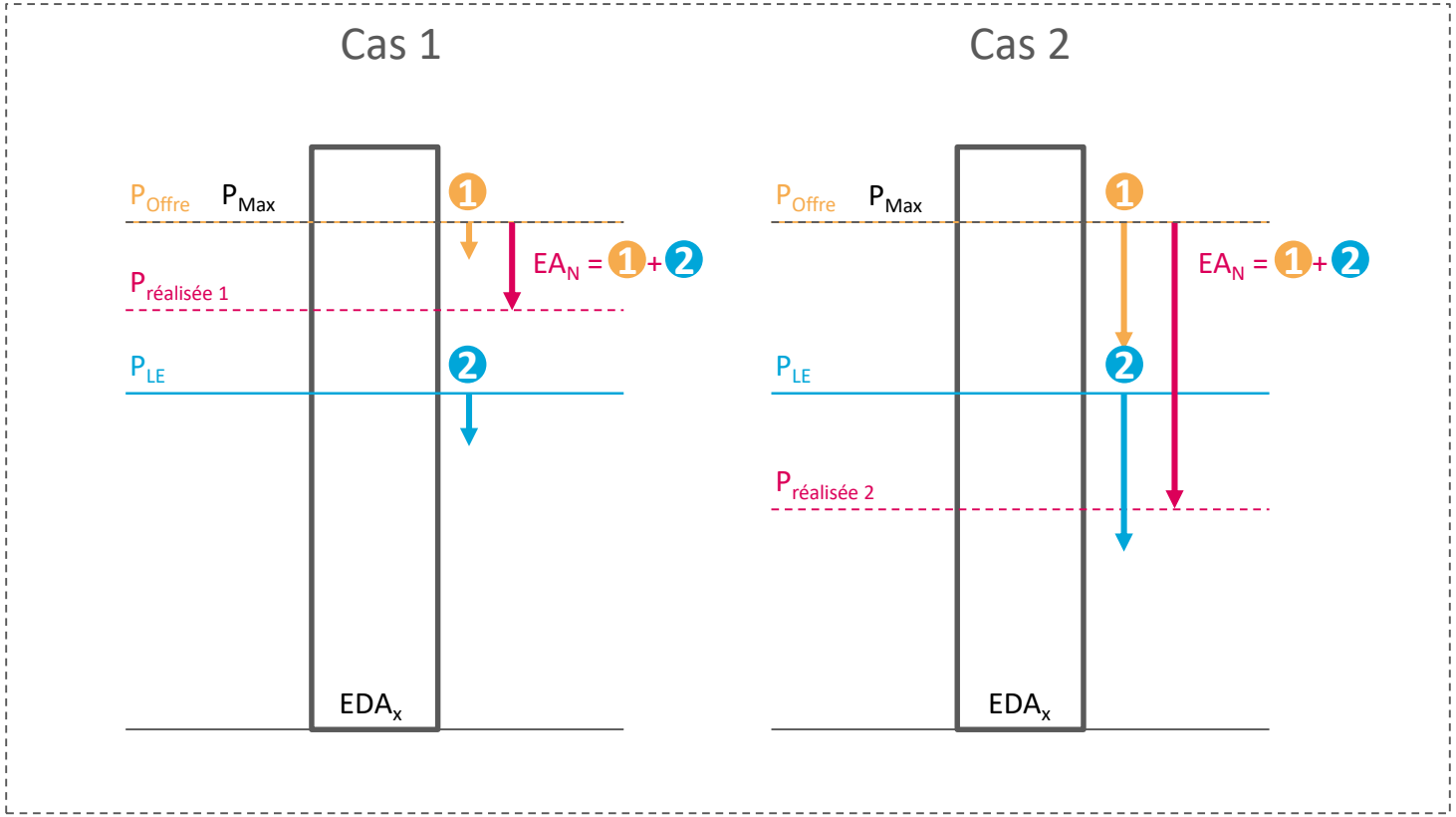


Traitement actuel : dans tous les cas, l'écart d'ajustement considéré dans la détection de la défaillance est celui calculé par le contrôle du réalisé MA (capé à P_{LE})

Puissance offerte supérieure à la puissance engagée - Implicite

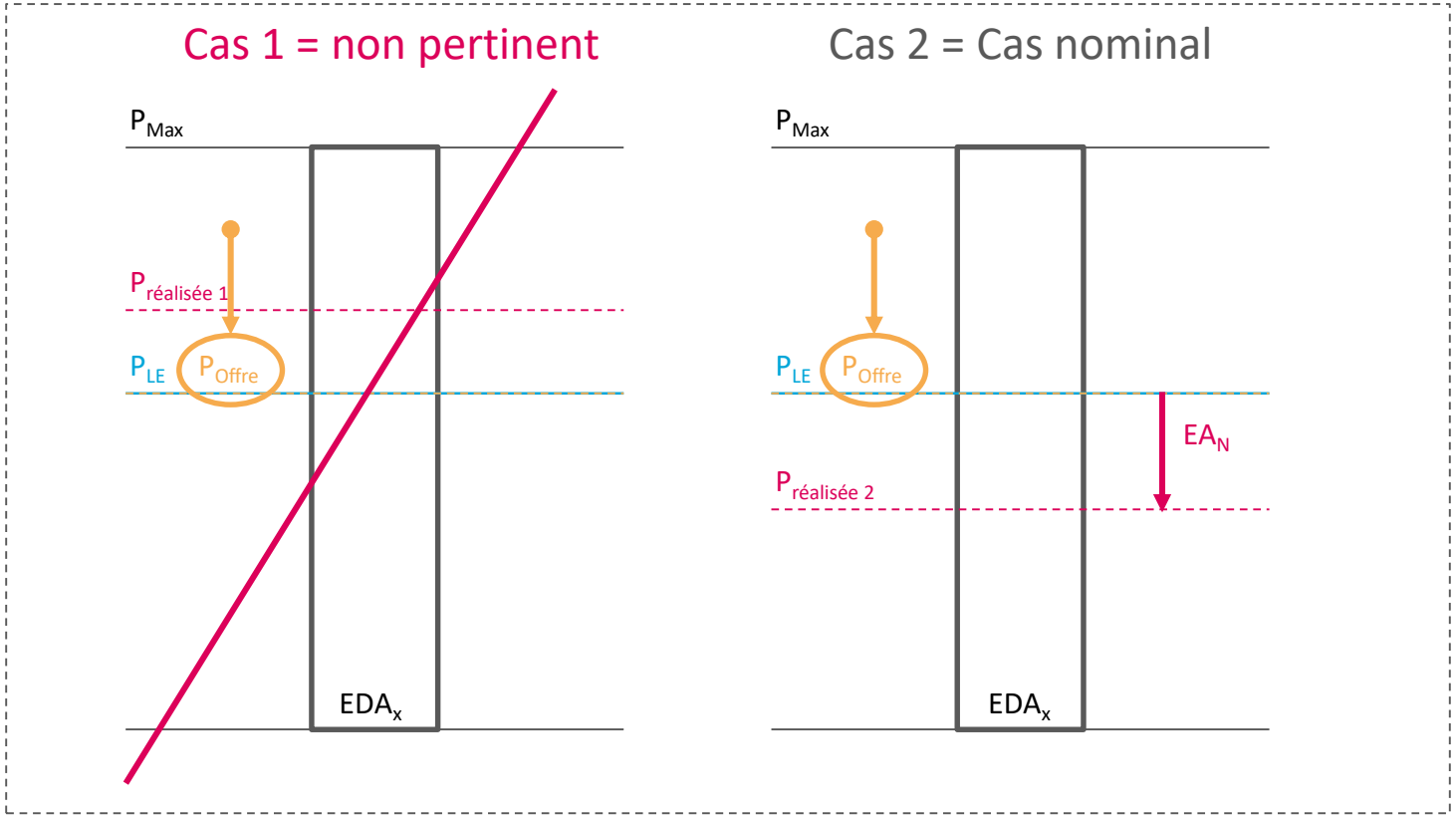
On est dans le cas où l'acteur ne nous prévient pas en amont (redec en IJ des CT prod)

Dans le cas des offres implicites, l'acteur ne maitrise pas sa puissance offerte qui est directement calculée à partir de la Pmax



Puissance offerte supérieure à la puissance engagée - Explicite

L'acteur propose sa puissance offerte



Puissance offerte supérieure à la puissance engagée - Proposition

D'un point de vue exploitation et back office :

- RTE ne dispose pas en d'outil TR ni BO permettant de détecter ces écarts (Pengagée/Pofferte/Préalisée).

Concernent les EDA a énergie limitée sur la journée (ex hydro ou consommateur) :

- Si l'utilisation des volumes offerts en plus de l'engagement ne remet pas en cause le volume RR-RC restant pour la journée → la pénalisation sur la puissance engagée uniquement parait légitime
- Si l'utilisation des volumes offerts en plus de l'engagement remet en cause le volume RRRC restant pour la journée alors à mon sens → la pénalisation sur la puissance offerte semble nécessaire

→ **D'un point de vue des règles RR-RC, l'activation à un instant donné ne doit pas remettre en cause une future activation de la même EDA à hauteur de l'engagement à un instant ultérieur (dans la limite du stock / nb d'activation maximal)**

→ **RTE propose donc de travailler (techniquement) à la mise en œuvre des outils nécessaires pour pouvoir pénaliser à hauteur de la $P_{engagée}$ (date non sécurisée vue des planning actuels)**

→ **Afin d'éviter de laisser une date pivot sur une période trop longue dans les règles, RTE propose de n'intégrer ce changement que lors du prochain jeu de règles RR-RC**

3 Sujet « Publications »

Rappels

- Lors de la précédente consultation, certains acteurs ont demandé à ce que les offres soient publiées avec toutes leurs caractéristiques (Pseuil, plages de puissance, offres mensuelles-annuelles, etc.) afin de pouvoir mieux analyser les résultats des AO journalier
- Ce type de publication n'étant pas réglementaire, il convient que l'ensemble des acteurs partagent ce besoin
- De plus une analyse juridique plus approfondie a été menée afin de considérer si ces informations sont assimilables à des ICS

→ **RTE propose d'aligner la décision sur ce sujet à celle qui a été prise côté SSYf (voir slide suivante)**

Publications liées à l'AOJ RR-RC

Article 6.4.7. Transparence

Conformément à l'article 17.1 du règlement (UE) No 543/2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) no 714/2009 du Parlement européen et du Conseil, appelé code « Transparency » et à l'article 12 du Règlement EBGL, RTE publie, pour chaque appel d'offres, sur la Plateforme ENTSO-E Transparency. :
- Les offres déposées (volume et prix proposés, plage de validité) qui ont été acceptées de manière anonyme ;
- Le prix marginal et la capacité totale contractualisée par Sens de Réserve et par pas 30 minutes.

RTE publie également sur son site internet :
- Le besoin en Réserve Secondaire par Sens de Réserve pour les 8 jours à venir ;
- Le prix marginal des offres retenues par Sens de Réserve et par pas 30 minutes ;
- La capacité totale contractualisée par Sens de Réserve et par pas 30 minutes ;
- L'ensemble des offres déposées anonymisées : volume et prix proposés, divisibilité ou non de l'offre, liens d'exclusivité si il y en a.

➔ Suite à l'analyse de la direction juridique de RTE, il est proposé de **ne pas publier le détail de toutes les offres anonymisées déposées** à l'appel d'offres afin d'éviter :
- un risque de publication de donnée commercialement sensible (relevant de la liste de l'art. R.111-26 du code de l'énergie)
- un risque de distorsion de concurrence

Il est conseillé de se limiter aux publications demandées par les textes règlementaires. L'anonymisation simple des offres individuelles ne respecte pas le secret statistique.

4 Sujet « Notion d’Aléas »

Notion d’aléas

- Lors de la précédente consultation, RTE a procédé à une **clarification de la définition de l’Aléa** dans les règles et a amendé la rédaction du **préambule** pour clarifier les « motifs » d’activation de la RR-RC

- **Rappel de la définition d’Aléa** : *Désigne une période de temps nécessitant l’activation par RTE de capacité(s) engagée(s) en Réserve Rapide ou en Réserve Complémentaire nécessaire(s) pour maintenir l’état normal du système électrique tel que défini par le règlement (UE) 2017/1485 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport (« System Operation guideline ») (ci-après le « Règlement SOGL »)*

- Les règles RR-RC font par ailleurs intervenir le terme NB_ALEAS : *désigne le paramètre correspondant à l’Engagement de l’EDA pour couvrir un (1) ou deux (2) Aléas.*

- Ce terme, directement lié au paramètre « nombre d’activation » intervenant dans les CUO des offres peut parfois porter à confusion

➔ **Dans le contexte où l’application RACOON va reprendre les LE, RTE propose de continuer la rationalisation /simplification des Règles RR-RC et de parler de « nombre d’activations » et non plus de « nombre d’aléas (ou NB_ALEAS) »**

➔ **Dans ce cas, un facteur 2 interviendra dans les formules faisant intervenir le terme NB_ALEAS, le nombre d’aléas étant égal à 2 activations**

Engagement RR-RC - Principe

➔ Dans ce cas, la période de contractualisation sera (comme proposé dans le cadre de la concertation RR baisse) égale à :

Engagement sur la journée + …

Stock 4h

L'acteur ne peut voir ses capacités activées que pour une durée maximale de 4h sur la journée dans le cadre de son engagement RR-RC.

- *Exemple :*
  - *Activation 1 : 10h pour une durée de 2h*
  - *Activation 2 : 16h pour une durée de 2h*

→ **Durée totale = 4h**, l'engagement de l'acteur est considéré comme rempli par RTE (2 activations)

OU

4 activations

L'acteur ne peut voir ses capacités activées que 4 fois maximum sur la journée dans le cadre de son engagement RR-RC.

- *Exemple :*
  - *Activation 1 : 10h pour une durée de 15' (DOmin 15)*
  - *Activation 2 : 11h pour une durée de 15' (DOmin 15)*
  - *Activation 3 : 16h pour une durée de 60'*
  - *Activation 4 : 22h pour une durée de 60'*

→ **4 activations**, l'engagement de l'acteur est considéré comme rempli par RTE (durée totale = 2h30)

5 Autres évolutions

Modification du format de l'Annexe 9

Format actuel

1. Objet
2. Capacité correspondant aux engagements initiaux
    1. Réserve Rapide

Type d'Engagement	Période de Disponibilité	Puissance (≥10 MW)

    2. Réserve complémentaire

Type d'Engagement	Période de Disponibilité	Puissance (≥10 MW)

3. Conditions financières
- Tableau des Prix Marginaux par Type d'Engagement
- Tableau des surcoûts DO_{min} 15 minutes (uniquement pour les offres à DO_{max} ≥ 90 minutes)

4. Entrée en vigueur

Format cible

1. Objet
2. Capacité correspondant aux engagements initiaux

		Engagements contractualisées (MW)			
Date	**Période**	**13120**	**13120C**	**30090**	**30090C**
01/01/2022	(2022, 1, 1, 2)	XXX			
…	…	…	…	…	…

3. Conditions financières

	Prime Fixe (€)		
Mois	**Engagements**	**Surcoûts D0min15**	**Total**
1	xxxx,xx	-	xxxx,xxx
…	…	…	…

4. Entrée en vigueur

+ Excel de détail (yc avec les prix marginaux)

3 Présentation de l’algorithme d’optimisation RR-RC

(AO journalier)

Design du besoin

- Besoin minimal en RR (ex : 333 MW) et un besoin minimal (RR+RC) (ex : 500 MW), en complément du besoin déjà contractualisé en AO annuel pour arriver à 1500 MW au total
- Pas de contractualisation de **1 journée : 1 seul pas de temps**
- **Offres à la hausse**
- Offre **minimum : 10MW**
- **Granularité : 1MW**

Design des produits proposés

Une offre proposée par un acteur doit avoir le design suivant :

- Type de l'offre RR ou RC
- Si l'offre a un Domin 15', bonus de 5€ (voué à disparaitre cf slides partie précédente)
- Si l'offre bénéficie de l'observabilité statistique, malus de 5€
- Puissance min (>= 10 MW) (ou inférieur à 10MW pour les offres retenues à l'annuel)
- Description de l'offre en plage de puissance avec un coût par plage de puissance
- Le coût doit être croissant

Exemple 0 : Offre RTE1 , type RR sans bonus

Pmin = 10 MW

10 – 11 MW : 5 €/MW

12 – 45 MW : 30 €/MW

46 – 70 MW : 90 €/MW

Fonction objectif

- Préambule : les coûts marginaux de RR (resp. de RC) sont les coûts des plages de puissance les plus chères retenues
- On veut minimiser le coût de contractualisation qui est défini par :

$$C^{marginal,RR} * \sum_{offre\ type\ RR} P_{offre} + C^{marginal,RC} * \sum_{offre\ type\ RC} P_{offre}$$

- **Problème complexe car les coûts marginaux et les puissances des offres sont des résultats de l'optimisation**

Principes des offres retenues

- Contraintes pour les offres :
  - Respect des Pmin (et des Pmax)
  - Si une offre a une Pmin ≤ 10 MW : les plages de puissance strict. inférieures au CM doivent être prises à leur maximum
  - Si une offre à une Pmin strict. Supérieure à 10 MW : elle est peut être rejetée (entièrement ou en partie) même si elle est inférieure au CM

Exemple 1 :

- Besoin : 45 MW
- Offre 1 : Pmin =Pmax 10 MW à 5 €/MW
- Offre 2 : Pmin=10 MW et Pmax = 15MW à 6 €/MW
- Offre 3 : Pmin=Pmax = 35 MW à 10€/MW

Offre 3 nécessaire pour satisfaire le besoin : fixe le CM

Et obligation de prendre 1 à 10 MW et 2 à 15 MW → 60 MW retenus

Coût (10+15+35) * 10 = 600 €

Exemple 2 :

- Besoin : 45 MW
- Offre 1 : Pmin =Pmax 10 MW à 5 €/MW
- Offre 2 : Pmin=Pmax = 15MW MW à 6 €/MW
- Offre 3 : Pmin=Pmax = 35 MW à 10€/MW

Offre 3 nécessaire pour satisfaire le besoin et on prend l'offre 1 → 45 MW retenus (Offre 2 paradoxalement rejetable donc rejetée)

Coût (10+35) * 10 = 450 €

Cas de solutions identiques (1/2)

- Le problème d'optimisation peut avoir plusieurs solutions identiques (en particulier s'il y a plusieurs offres paradoxalement rejetables en dessous du coût marginal)

Exemple 3 :

- Besoin : 45 MW
- Offre 1 : Pmin =Pmax 15 MW à 5 €/MW
- Offre 2 : Pmin=Pmax = 15MW à 6 €/MW
- Offre 3 : Pmin=10 MW et Pmax = 100 MW à 10€/MW

Offre 3 nécessaire pour satisfaire le besoin → fixe le CM à 10€/MW

4 solutions identiques en terme de coût :

a) Offre 1 et 2 et 15 MW de l'offre 3
b) Offre 1 et 30 MW de l'offre 3
c) Offre 2 et 30 MW de l'offre 3
d) 45 MW de l'offre 3

- Dans ce cas, une contrainte d'ordre inférieur a été ajoutée à l'algorithme pour privilégier les offres les moins chères. Dans l'exemple ci-dessus, l'algo doit aboutir à la solution a)

Cas de solutions identiques (2/2)

- Autre cas de solutions sont identiques

Exemple 4 :

- Besoin : 45 MW
- Offre 1 : Pmin =Pmax 15 MW à 5 €/MW
- Offre 2 : Pmin=Pmax = 15MW MW à 5 €/MW
- Offre 3 : Pmin=Pmax = 35 MW à 10€/MW

Offre 3 nécessaire pour satisfaire le besoin → fixe le CM à 10€/MW

Prendre offre 1 ou offre 2 pour satisfaire le besoin est identique en terme de coût

Et offre 1 et offre 2, on n'a pas de moyen de définir laquelle prendre

- Dans ce cas, la solution retenue est la 1ère solution donnée par l'algorithme