GT Effacement

Réunion du 26 juin 2018

Sommaire

1. **Mise à jour des thématiques du GT suite à réunion du 29/05**
2. **Pistes de réflexions sur certaines thématiques**
    1. Point de suivi des pistes de réflexion débattues en mai
    2. Seuil de participation au MA (EDA < 10 MW)
    3. Multi-opérateurs
    4. Publication des écarts en S+1 - Impact sur le modèle corrigé sur les sites RPD
    5. Indicateurs de performance des effacements
3. **Prochaine Réunion**

1

Mise à jour des thématiques du GT effacement transverse

Mise à jour

Synthèse des grandes thématiques pré-identifiées

Les travaux menés ces derniers mois, ainsi que les échanges bilatéraux ont permis d'identifier plusieurs thématiques prioritaires de travail, qu'il semble possible de structurer selon 4 enjeux.

Lisibilité du cadre de participation des effacements aux marchés

- Pédagogie, simplification
- Visibilité, transparence
- Demande de REX sur les mécanismes et sur les évolutions passées

Flexibilité et souplesse / Rôle de l'agrégateur

- Articulation (différences / complémentarité) techniques et financières entre les mécanismes
- Flexibilité dans la constitution des entités ; aspects opérationnels de la gestion des périmètres
- Point de contact unique
- EDA < 10 MW
- Simultanéité MA / NEBEF
- Sous-mesure

Contrôle et fiabilité des effacements

- Contrôle de la disponibilité et tests d'activation
- Contrôle du réalisé (harmonisation, critères, nouvelles méthodes…)
- Régime de pénalités
- Indicateurs de fiabilité

Perspectives

- Perspectives sur certains segments (EIF, diesels, fin du soutien..)
- Versement (part capacitaire ; barèmes)
- Versement mutualisé
- Thermosensibilité
- Pluri-annualité
- Articulation / intégration européenne



2

Pistes de réflexions sur certaines thématiques

2.1

Point de suivi des pistes de réflexion débattues en mai

Rappel des sujets

Flexibilité sur la composition des EDC d'effacement

- évolution des règles relatives aux EDC d'effacement en projet ;
- introduction d'une notion de « nouvelle capacité d'effacement ».

Liaisons des EDC d'effacement et méthodes de valorisation via le MA et NEBEF

- types de liaisons ouverts aux EDC d'effacement et évolution en cours d'AL ;
- prise en compte de la « simultanéité MA/NEBEF » sur le mécanisme de capacité.

Tests d'activation

- transparence sur les tests d'activation dans le cadre du mécanisme de capacité ;
- valorisation de la disponibilité lors des tests et portage des coûts.

Effacements et fournisseurs

- cas identifié de double valorisation d'un effacement dans le mécanisme de capacité ;
- Introduction d'un mandat pour la gestion de l'obligation de capacité.

1) Flexibilité sur la composition des EDC d'effacement (1/3)

RAPPELS

- S'agissant des capacités d'effacement, il n'existe pas de date limite de demande de certification particulière s'agissant des « nouvelle capacité d'effacement en service » (pour la production, la date limite de demande de certification s'effectue en cours d'AL, « deux mois après la mise en service de la capacité »).
- La notion de « nouvelle capacité d'effacement » est plus complexe à déterminer que pour une capacité de production, ainsi que la notion de « mise en service ».
- **Tous les sites de soutirage souhaitant participer explicitement au mécanisme de capacité pour une AL donné doivent être certifiés avant le 31 octobre AL-1.**
- Les règles introduisent d'ores et déjà 2 dispositions majeures permettant la flexibilité des EDC d'effacement, et notamment le rajout de sites à une EDC existante en cours d'AL :
  - le transfert de sites entre OE ;
  - la certification « en projet ».

1) Flexibilité sur la composition des EDC d'effacement (2/3)

Quelles flexibilités sont offertes aux titulaires d'EDC d'effacement s'agissant de l'évolution de la composition de leur EDC en cours d'AL ?



1) Flexibilité sur la composition des EDC d'effacement (3/3)

RTE souhaiterait recueillir rapidement les contributions des acteurs de marché sur les questions suivantes, pour intégration dans les futures règles du mécanisme de capacité :

Certification « en projet »

- En termes de volume, la certification dans une EDC séparée des sites non identifiés à la date limite de certification apparaît plus intéressante en termes de volume à sécuriser. Par la suite, l'EDC pourrait être fusionnée avec une autre EDC en cours d'AL. → **Voyez-vous des inconvénients à cette solution ?**
- En termes de prix, certains acteurs ont précisé qu'ils trouvaient le recours au prix administré disproportionné. → **Partagez-vous ce constat ?** → **Quel serait selon vous un prix adéquat ?** → **Que pensez-vous de l'introduction potentielle d'un barème** (basé sur le NCC global en projet ou le NCC global de l'acteur) **?**

Nouvelle capacité d'effacement

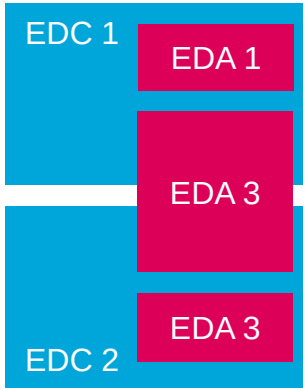
- → Si la faisabilité d'une telle solution était avérée, **seriez-vous en faveur d'une évolution dans la notion de « nouvelle capacité d'effacement en service »** (sites de soutirage n'ayant jamais fait partie d'une EDA et d'une EDE, du – depuis une durée minimale **[→ quelle durée ?]), et de l'introduction d'une nouvelle date limite de certification pour ces capacités (→ comment la définir ?) ?**

2) Liaisons des EDC d'effacement et méthode de valorisation via le MA et NEBEF (1/2)

1 Problématiques liées aux liaisons des EDC d'effacement

RTE a présenté lors du précédent GT effacement les types de liaison actuellement autorisés pour les EDC d'effacement : **EDC/multiEDA**, **EDC/multiEDE**, **EDC/multiEDA/multiEDE**. Il a également été proposé d'étendre la liaison **multiEDC/multiEDA** au cas des EDC d'effacement.

→ En accord avec les réactions positives des acteurs de marché, RTE proposera dans les prochaines règles du mécanisme de capacité que la liaison multiEDC/multiEDA soit autorisée dans le cas des EDC d'effacement (pour application à partir de l'AL 2019).



Lors du GT, a également été évoqué l'impossibilité de pouvoir changer de type de liaison en cours d'AL. Dans le cadre des réflexions sur les futures règles du mécanisme de capacité, RTE souhaiterait recueillir les contributions des acteurs sur les questions suivantes :
→ **Pensez-vous qu'il serait souhaitable de permettre de tels changements de type de liaison en cours d'AL ?** → **Quelles modalités de notification au GR envisageriez-vous ?**

2) Liaisons des EDC d'effacement et méthode de valorisation via le MA et NEBEF (2/2)

2 Problématiques liées à la « simultanéité MA/NEBEF »

- Los du dernier GT effacements, il a été précisé que le mécanisme de capacité permet déjà la valorisation de la participation d'un effacement à la fois sur le MA et via NEBEF, via la liaison EDC/multiEDA/multiEDE.
- Les règles actuelles permettent déjà une valorisation « simultanée » de la disponibilité d'une EDC via le MA et NEBEF :
  - dans le cas où EDA et EDE sont non liées au sein de l'EDC ;
  - mais également dans le cas où EDE et EDA sont liées au sein d'une même EDC (valorisation « simultanée » sur le MA et NEBEF via un même site de soutirage : collecte d'un coefficient de répartition permettant de déterminer si l'OE valorise son disponible résiduelle via le MA ou via NEBEF).

→ **Dans le cadre de la future révision des règles du mécanisme de capacité, pensez-vous que d'autres évolutions sont toutefois à considérer s'agissant de l'articulation MA/NEBEF ?**

3) Tests d'activation (1/2)

Au vu des nombreuses questions posées par les opérateurs d'effacement lors du dernier GT effacements, mais également par les acteurs de marché en général, RTE a développé le cadre spécifique aux tests d'activation dans le cadre du GT Mécanisme de capacité du 1er juin 2018. En particulier :

- La prise en compte des activations via les Ssy sur le calcul de la probabilité d'être soumis à un test d'activation a été rappelée.
- Il a été proposé que les prochaines règles intègrent le principe que les CUO du MA doivent être compatibles avec les conditions d'activation par test.
- Il a été rappelé que lors d'un test via le MA, il n'existe pas de délai de prévenance, mais il a été proposé que les futures règles intègrent l'information ex post à l'acteur que son activation via le MA a été réalisée dans le cadre d'un test. S'agissant des tests via NEBEF, les acteurs ont été interrogés sur le maintien du délai de prévenance à 20h ou l'alignement avec les délais de l'AOE (21h).
- RTE a demandé l'opinion des acteurs de marché sur les dispositions actuelles du mécanisme de capacité portant sur la rémunération des tests et le portage des coûts.

A la demande des acteurs, RTE a détaillé un cas pratique en GT, permettant d'illustrer l'impact des contrôles sur le calcul du NCE.

3) Tests d'activation (2/2)

Mutualisation des tests entre plusieurs mécanismes

Engagement d'une réflexion sur la mutualisation des tests d'activation des capacités d'effacement.

Questions :

→ Dans quelles conditions la mutualisation des tests vous parait-elle compatible avec la préoccupation de fiabilisation de la filière ?
→ Quels acteurs devraient supporter le coût de ces tests ? Quels sont les objectifs que devraient poursuivre les modalités de couverture du coût de ces tests pour envoyer de bonnes incitations aux différents acteurs ?
→ Vous semble-t-il pertinent de différencier les conséquences d'un test selon qu'il est réussi ou non ? Si oui, de quelle manière ?

4) Effacements et fournisseurs

- RTE a évoqué lors du dernier GT effacement un potentiel biais dans les règles du mécanisme de capacité, permettant à un effacement d'être valorisé à la fois implicitement (réduction de l'obligation de capacité) et explicitement (certification).
- Les dispositifs de contrôle du mécanisme de capacité doivent déjà permettre de détecter ce type de pratique a posteriori. Ils pourraient toutefois être renforcés a priori.
- Dans un premier temps, les prochaines règles du mécanisme de capacité intégreront, de manière explicite, l'interdiction pour un effacement de bénéficier d'une telle double valorisation sur un même pas de temps demi horaire.

Une étape supplémentaire du contrôle a priori pourrait résider dans un dispositif de déclaration des effacements implicites. Dans le cadre des discussions sur les futures règles du mécanisme de capacité, et de manière plus prospective, RTE souhaiterait recueillir l'opinion des acteurs sur la question suivante : → **Quelle serait selon vous la méthode la + adéquate pour parer au biais identifié, pouvant conduire à une double valorisation des effacements ?**

Comme suggéré par certains acteurs, notamment au dernier GT effacement, RTE proposera dans les futures règles du mécanisme de capacité que le fournisseur puisse mandater un acteur tiers (par ex., un OE) pour la gestion de l'obligation de capacité.

2.2 Seuil de participation au MA (EDA < 10 MW)

Seuil de participation au MA

Rappel du contexte et de l'historique

- Les règles de participation au MA imposent historiquement un seuil minimum de puissance de 10 MW pour proposer des offres sur le mécanisme d'ajustement. Du point de vue des opérateurs au CNES, les enjeux se situent à plusieurs niveaux :

Enjeu lors de la visualisation

Enjeu lors de l'interclassement

Enjeu lors de l'activation

- Depuis plusieurs années, des discussions ont lieu dans le cadre de la concertation sur les règles MA-RE sur des demandes d'abaissement de ce seuil de participation, pour faciliter l'entrée de nouveaux acteurs sur le mécanisme d'ajustement.

→ En 2015, RTE a ouvert, de manière restreinte, l'accès du MA aux EDA dont la puissance est inférieure à 10 MW (production et consommation). Pour cela, 10 petites EDA ont été mises à disposition des acteurs pour faire des offres < 10 MW sur le MA, sur la base de la règle du « premier arrivé, premier servi ». En 2017, l'ensemble de ces 10 EDA était attribué.

Seuil de participation au MA

Fin 2017 : une 1ère évolution pour assouplir la participation des petites EDA

→ Fin 2017, suite à la consultation sur l'évolution des règles MA-RE V8.3 et à la délibération de la CRE, l'évolution suivante (à l'article 4.3.1.3.5.1) a été apportée :

- **les AA peuvent « construire » autant d'EDA de moins de 10 MW qu'ils le souhaitent**
- **pour une journée donnée, ils ne peuvent proposer des offres qu'avec deux petites EDA max**
- **les offres de ces EDA doivent avoir des caractéristiques techniques standardisées (DMO ≤ 30 min ; DOmin ≤ 60 min)**

- L'évolution cible prévue à l'horizon TERRE début 2020, doit permettre de lever la limitation sur le nombre d'EDA < 10 MW et de lever la contrainte sur la standardisation des offres rattachées à ces EDA.

Lors de la consultation sur les règles MA-RE v8.4, **certains acteurs ont appelé à de nouvelles évolutions, par ex** :

- augmenter le nombre d'EDA de moins de 10 MW,
- enlever les conditions d'utilisation des offres spécifiques aux EDA de moins de 10 MW.

Seuil de participation au MA

La recherche d'une solution partagée

→ **Afin d'identifier d'autres pistes d'amélioration concrètes, RTE a réengagé une nouvelle réflexion pour proposer une solution transitoire,** sans attendre la solution cible (TERRE), afin que les acteurs de marché aient la possibilité de proposer des offres spécifiques sur le MA par un plus grand nombre d'EDA < 10 MW

→ **Plusieurs impératifs préalables :**

- → La solution devra **respecter les principes fondés sur la préséance technico-économique** qui régissent l'utilisation des offres d'ajustement par RTE (déclinés dans les Règles RE-MA)
- → Toute évolution sur les modalités de participation des petites EDA doit **s'articuler finement avec le processus de l'appel d'offres effacement**, de fréquence annuelle. Ceci pour offrir la visibilité nécessaire aux acteurs sur les règles applicables sur le marché, au moment où ils élaborent leurs candidatures à l'AOE
- → Toute évolution doit s'inscrire dans une optique de rationalisation des efforts et des moyens de chacun ; **le rapport coûts / bénéfices doit être équilibré**.

Seuil de participation au MA

RTE propose une solution qui lève les contraintes sur les EDA < 10 MW du point de vue des acteurs d'ajustement

Grands principes de la solution proposée aujourd'hui :

1. Cette proposition vient élargir les dispositions actuelles
2. Les acteurs de marché seront autorisés à disposer d'autant d'EDA < 10 MW qu'ils le souhaitent
3. Ces EDA<10 MW ont pour seules contraintes imposées :
   - DMO + DOmin <= 2h (cohérence avec l'AOE)
   - DMO et DOmin divisibles par 30 mn.
4. Ces EDA seront traitées en dehors de la chaîne opérationnelle principale. Les offres qui en dessous des prix des offres activées pour le futur pour motif P=C seront activées automatiquement.

→ En conséquence, les activations ne pourront pas prendre en compte de manière aussi précise qu'aujourd'hui les caractéristiques des offres (contraintes de stock, nbre d'activations…).

Seuil de participation au MA

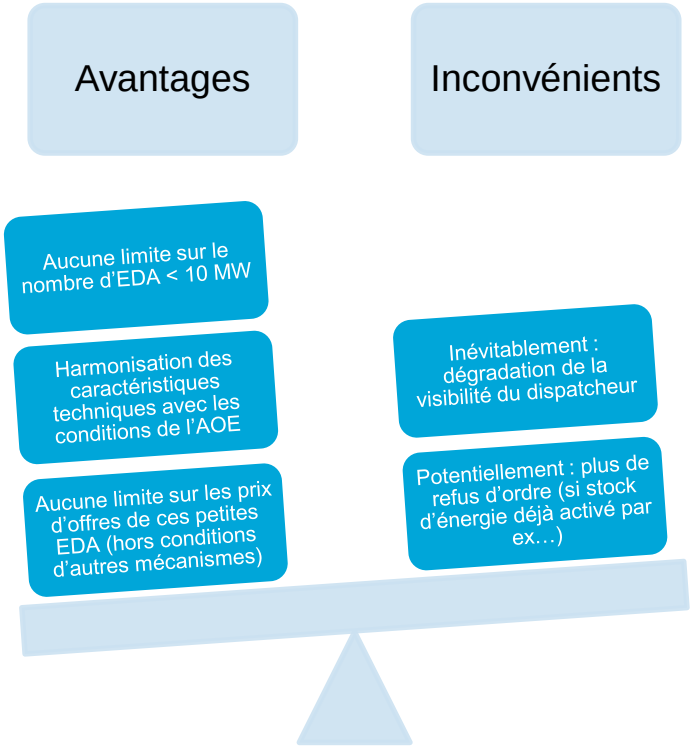
RTE propose une solution qui lève les contraintes sur les EDA < 10 MW du point de vue des acteurs d'ajustement

Concrètement :

- L'activation de ces EDA sera décidée à H-35' et H-5' pour la période [H → H+30], [H+30 → H+60] et [H+60, H+90] et [H+90 → H+120].
- Pour décider de l'activation d'une offre :
  - → *On regarde le premier pas demi-horaire où une activation est possible en fonction du DMO.*
  - → *Si des offres plus chères ont déjà été activées sur ce pas, alors on regarde le nombre de pas demi-horaires qu'il est nécessaire d'activer en fonction du DOmin.*
  - → *Si sur tous ces pas demi-horaires, des offres plus chères ont été activées pour motif P=C, alors on active la capacité.*
  - → *On active la capacité à Pmax lorsqu'elle doit être activée.*
- Pour limiter les effets sur l'interclassement général, il serait fixé un plafond sur le volume automatiquement activable total de ces petites EDA (par ex 100 MW). Ce plafond pourrait être ajusté ultérieurement en fonction du retour d'expérience des effets constatés sur l'équilibre temps réel.

Seuil de participation au MA

Une piste à valider collectivement



→ **Les modalités techniques de déclinaison opérationnelle sont encore en cours d'étude**

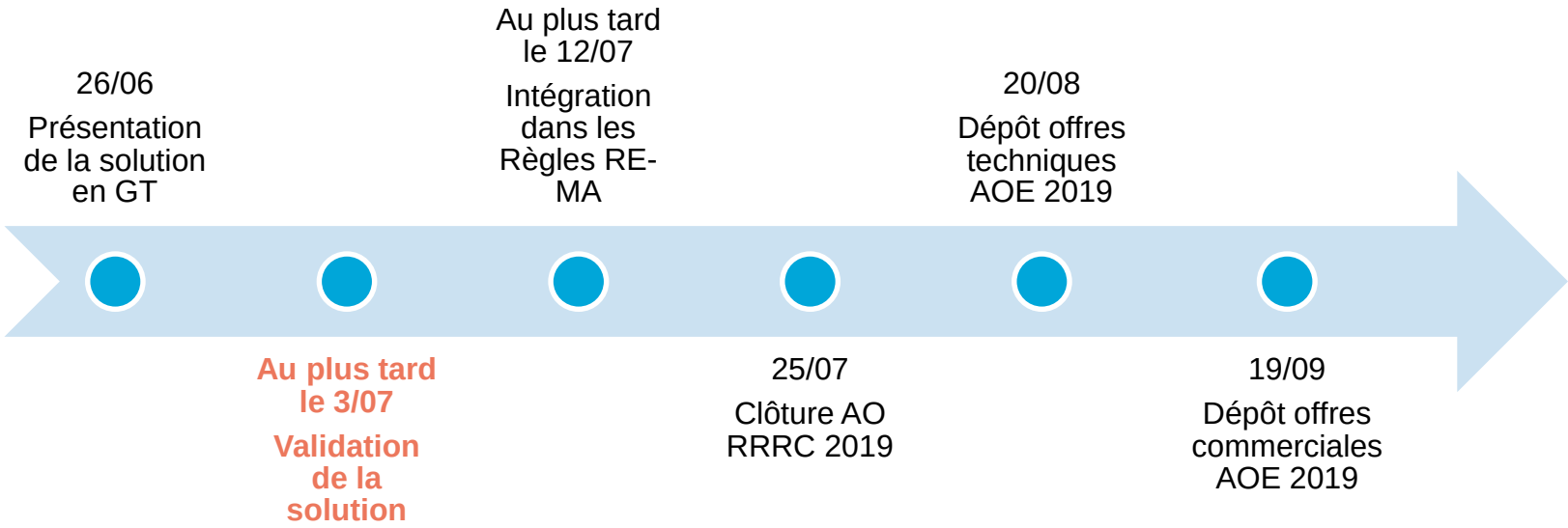
→ **Objectif : dispositions utilisables pour l'AOE 2019**

→ **Que pensez-vous de la solution proposée ?**

→ **Voyez-vous d'autres avantages / inconvénients à cette solution ?**

Seuil de participation au MA

RTE propose un calendrier qui s'articule avec les échéances des autres mécanismes



2.3 Multi-opérateurs

La question du multi-opérateurs par site

Rappel des règles actuelles – Schéma illustratif

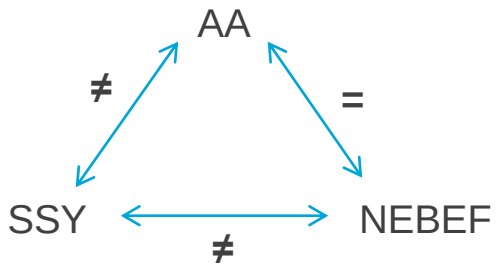
Par mécanisme

MA 1 site ⇔ 1unique AA

SSY 1 site ⇔ 1unique RR

NEBEF 1 site ⇔ plusieurs OE

Entre mécanismes



Multi-opérateurs par site

Problématiques rencontrées dans le cadre actuel

1 Coordination des différents opérateurs sur un même site

RTE considère que des évolutions sont nécessaires pour garantir la **fiabilité des capacités flexibles** proposées sur le système électrique

2 Répartition des volumes pour les multi-opérateurs

Il n'est techniquement pas possible de distinguer les volumes réalisés par plusieurs opérateurs différents sur une même plage temporelle à l'aide d'une même mesure ou d'une même donnée de comptage

Multi-opérateurs par site

Coordination des opérateurs (SSY+MA ou SSY+NEBEF ou NEBEF NEBEF)

Situation actuelle

État des lieux

- Le multi-opérateur NEBEF-NEBEF, SSY-AA ou SSY-NEBEF est autorisé.
- Il y a eu des situations de multi-opérateur par le passé. Il n'y en a pas actuellement.

Problématiques rencontrées

- Lors de la concertation RR/RC, des opérateurs ont indiqué que la coordination des opérations n'est pas toujours possible et ont demandé à RTE d'intégrer au contrat RR/RC des éléments qui auraient du être traités dans des contrats entre opérateurs et sites.
- Des demandes de clarification du CRMA ont été formulées sur des situations de multi-opérateurs, montrant qu'un opérateur n'avait pas connaissance de l'activité d'un autre opérateur au même périmètre.

Analyse de RTE

- Une valorisation d'un site par deux opérateurs requiert une parfaite coordination (soit directement entre opérateurs soit via le site) pour (1) délivrer le bon volume global sur un pas de temps donné et (2) garantir le bon fonctionnement du système électrique.
- Il n'est pas du ressort de RTE de coordonner les actions des différents opérateurs avec le site ou les regroupements de sites.
- La possibilité de déclarer des NEBEF en IJ avec un préavis de 1h avant le temps réel conduit à ce que, en cas de NEBEF refusée, l'opérateur dont la NEBEF est refusé ne peut rééquilibrer ses positions, ce qui a des conséquences sur le système électrique.

→ Les dispositions qui permettent actuellement le multi-opérateur ont montré que la coordination entre les opérateurs agissant sur un même site n'est pas réalisée .

→ RTE considère que la coordination est indispensable et considère que des évolutions sont nécessaires pour garantir la fiabilité des effacements.

Multi-opérateurs par site

Quelle répartition des volumes pour les multi-opérateurs ?

Situation actuelle

Répartition des volumes à partir d'une unique mesure

RTE doit délivrer des volumes réalisés sur les SSY par un autre opérateur, ce qui conduit à transmettre des informations commercialement sensibles sur les effacements réalisés et/ou la programmation en service système

Cas des services système

Aujourd'hui, Les contrôles SSY et MA/NEBEF sont sensiblement indépendants et peuvent s'apparenter à deux systèmes de mesures différents:

- Le contrôle des SSY est réalisé à partir de données (pas 10s) relativement insensibles aux effacements MA et NEBEF
- Le contrôle des effacements MA et NEBEF est faiblement dépendant de l'activité SSY

Analyse de RTE

Analyse de RTE

- Il n'est techniquement pas possible de distinguer les volumes réalisés par plusieurs opérateurs différents sur une même plage temporelle à l'aide d'une même mesure, ou d'une même donnée de comptage.
- Les méthodes arbitraires d'affectation des volumes ne permettent pas de garantir l'indépendance de l'activité d'un opérateur vis-à-vis des autres opérateurs actifs sur un même site sur une même plage temporelle
- Avec les évolutions du Code EB, en particulier l'activation au *merit order* de l'aFRR et la réduction de la durée des ajustements unitaires (15 minutes), les contrôles SSY et MA seront beaucoup moins indépendants, ce qui nécessite de réinterroger la faisabilité de dissocier les volumes SSY et MA

→ Une unique mesure ne permet pas de distinguer l'activité de deux opérateurs distincts

2.4

Publication des écarts en S+1 Impact sur le modèle corrigé sur les sites RPD

Publication des écarts en S+1

Rappel du contexte

RAPPELS

- Dans sa délibération du 22 juin 2017, la CRE a demandé que les écarts soient publiés en S+1 dès 2019.
- RTE et l'ADEeF ont concerté afin de faire évoluer les échanges de données pour atteindre un premier calcul d'écart dès S+1.
- Ces échanges ont mis en évidence la nécessité d'adapter les modalités cible du modèle corrigé RPD.

Impacts sur le modèle corrigé sur les sites RPD

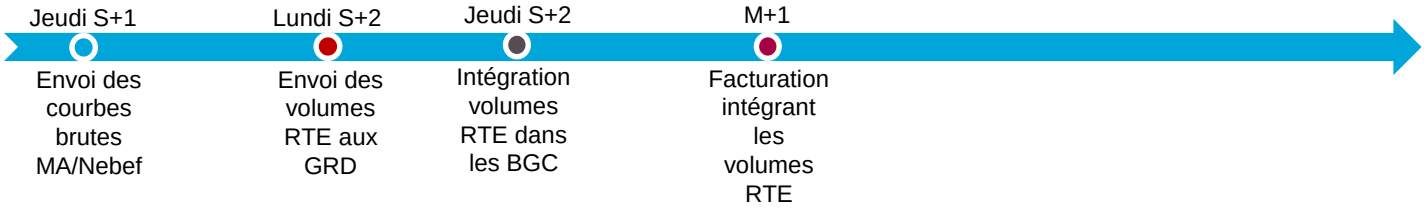
1. **Le fonctionnement transitoire du modèle corrigé sur les sites RPD, tel que défini dans les règles actuelles, sera en vigueur jusqu'à fin décembre 2019**
   - Le premier BGC s'appuie sur l'estimation de l'effacement faite par le GRD
   - Cette estimation est utilisée pour la publication M+1
2. **Le processus cible tel que défini dans les règles actuelles sera remplacé par le processus défini (cf slide suivant) et sera applicable au 1er janvier 2020**
   - Le premier BGC s'appuie sur l'estimation de l'effacement faite par le GRD
   - Pour les sites RPD au modèle corrigé, la facture envoyée par RTE aux RE en M+1 s'appuiera sur les volumes certifiés par RTE

Impacts sur le modèle corrigé sur les sites RPD

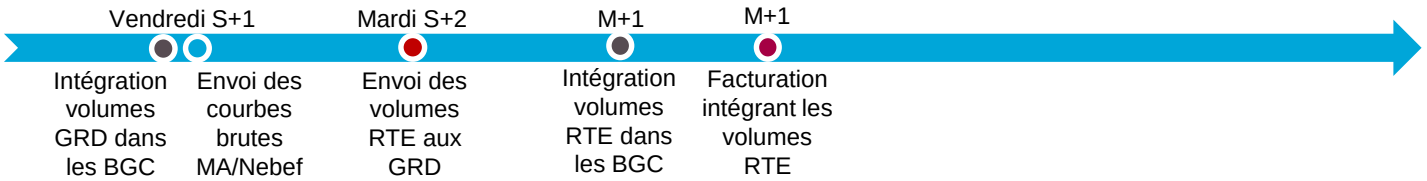
Fonctionnement actuel (phase transitoire) :



Cible indiquée dans les règles, incompatible avec le S+1 :



Nouvelle cible proposée, compatible avec le S+1 (cf slide suivant) :



2.5 Fiabilité des effacements et indicateurs de suivi

Contexte de la mise en place d'indicateurs

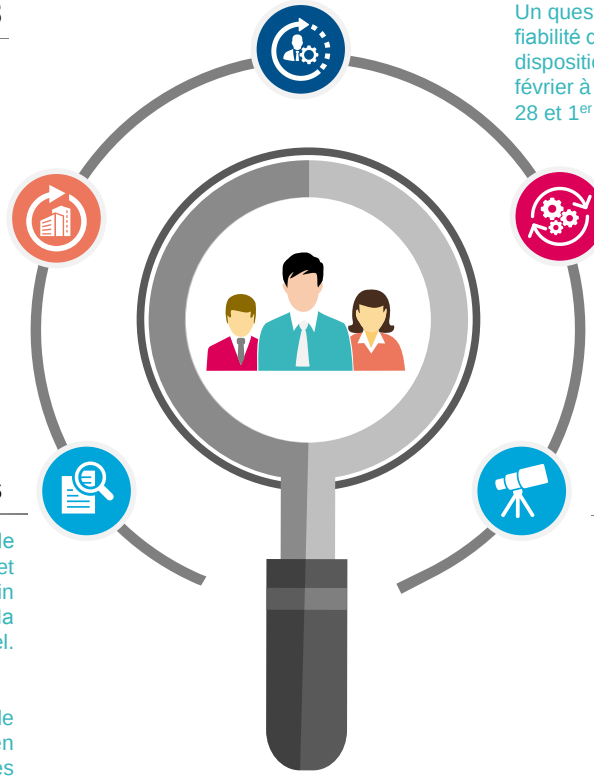
Hiver 2017-2018

Sollicitation de nombreux moyens dont les acteurs d'effacement du fait d'une tension sur le système électrique français.

Les acteurs d'effacement ont contribué pleinement à l'équilibrage du système électrique.

Fiabilité des moyens à disposition

Un questionnement depuis 2016 sur la fiabilité des moyens d'effacement à disposition renforcé suite à la période février à Mars 2018 (journées des 27, 28 et 1er mars).



Suivi Temps Réel

Consolidation et renforcement du suivi temps réel des défaillances d'acteur au sens des règles.

Périodes Hivernales

Depuis l'hiver 2016-2017, l'ensemble des moyens à disposition sont et seront de plus en plus sollicités afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en temps réel.

Ceci dans un contexte de besoin et de flexibilité de la demande en lien avec la transition énergétique et les politiques associées.

Indicateur de performance

Construction d'indicateurs de performance veillant à la bonne disponibilité et donc de la fiabilité des moyens d'effacement.

Un partage de ces indicateurs avec l'ensemble des parties prenantes lors de moments de concertation.

Types d'indicateurs de Performance

	Description	Construction de l'indicateur	Compléments
Pénalités vs Primes fixes	Financier	› Pénalités entérinées liés à l'AOE / Prime fixe contractualisée en amont	› Indicateur de performance similaire à la pénalisation RR/RC
Volume de défaillance	Volume	› Cumul de MW Défaillants liés à l'AOE et suivi en Temps réel / MW "offert" et contractualisé	› Les MW offerts : puissance x Nombre de jours de sollicitation autorisés
Pistes à étudier ?	1- Nombre d'activations 2- Fiabilité de l'offre. proche Temps Réel. 3- Taux de réussite aux tests.	› Nombre d'activations défaillantes / Nombre d'offres › Evolution de la fiabilité de l'offre du J-1 au Temps Réel › Nombre de tests conformes	Présentation des résultats par acteur ?

Quid de la pertinence des indicateurs et quid de vos propositions ?



3

Prochaine réunion

Prochain GT Effacement transverse

Proposition de date

Mardi 18 Septembre 2018

09h30-12h