Réponse ENGIE – Consultation MARE v9 – Septembre 2018

ENGIE salue l'effort fourni par RTE pour l'élaboration de cette évolution majeure des règles MA/RE, fruit d'un travail de longue haleine ayant nécessité une grande opiniâtreté.

Nous tenons également à remercier RTE pour son accompagnement et sa disponibilité tout au long de la phase préparatoire, nous permettant d'appréhender TERRE dans les meilleures conditions.

ENGIE a fait part dans sa réponse de l'ensemble de ses remarques de fond ou de forme.

Parmi elles, 5 points revêtent une importance particulière qu'il nous semble utile de rappeler en avant-propos :

- La mise en place d'un mécanisme de **compensation financière suite à filtrage**
- La **suppression du coefficient k** du calcul du prix des écarts, en lien avec le transfert de déséquilibres de RE à AA.
- **L'assouplissement des exigences** de qualification.
- La définition de **fenêtres de contrôle restreintes** aux seuls ajustements de l'AA
- Une totale **transparence** des hypothèses prises par RTE et une **formalisation** détaillée et exhaustive des règles de gestion appliquées par RTE (gestion de la liste de préséance économique, cas d'exclusion, de filtrage ou de non-transmission d'ordres).

Les remarques nécessitant un descriptif plus détaillé sont décrites dans un document Word à part.

ENGIE remercie RTE de bien vouloir organiser une réunion bilatérale RTE/ENGIE à l'issue de cette consultation pour échanger sur les points remontés et obtenir des réponses aux questions posées.

* * *

1) Besoin élastique du TSO

Situation actuelle :

- Pour rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande (en amont du temps réel ou en temps réel), RTE active continument des offres au MA au motif P=C.
- Les offres activées sont les offres les plus performantes économiquement parmi les offres pouvant répondre au besoin (notamment celles dont le DMO est compatible avec l'échéance du besoin).

Evolutions :

- Avec TERRE, RTE exprimera en premier lieu son besoin P=C pour [H ; H+1[à la plateforme TERRE, 40 minutes avant l'heure de livraison (aucune activation au MA pour motif P=C ne sera effectuée avant).
- Ce besoin représentera 100% de son besoin P=C tel que perçu à H-40'.

- Ce n'est qu'après Clearing TERRE à H-30 que RTE pourra solliciter le MA pour motif P=C sur la fenêtre [H ; H+1[.
- RTE propose d'exprimer son besoin TERRE par tranche de 100 MW et d'associer un prix limite à chaque tranche.
- De notre compréhension, ce prix limite représente le prix que RTE serait amené à payer via un mécanisme alternatif (MARI ou MA) et après Clearing TERRE.
    - En dessous de ce plafond, TERRE est plus performant
    - Au-dessus de ce plafond, l'alternative disponible après Clearing est plus performante.
    - Nota : l'arbitrage face à MARI était évoqué dans les précédentes consultations comme une solution cible. Nous ne le retrouvons pas dans cette consultation. Si cette possibilité d'arbitrage est maintenue par RTE, nous demandons à ce qu'elle soit décrite explicitement dans les documents.
- Chaque prix limite est en outre pondéré par un facteur reflétant la probabilité de réalisation dudit besoin de 100 MW (poids faible pour un besoin peu probable et inversement).

Position ENGIE :

- ENGIE rappelle son opposition à la formulation d'un besoin élastique au prix par les GRT, que ce soit pour arbitrer face à un produit alternatif disponible (MA) ou face à un produit standard disponible ultérieurement (MARI, PICASSO).
- Parmi les effets indésirables :
    - Conduit les TSO à créer des caps de prix dans les plateformes européennes d'équilibrage ;
    - Peut conduire à un manque de transparence pour les acteurs (sur la méthodologie utilisée par RTE pour définir sa courbe de demande) ;
    - Réduit automatiquement l'usage de TERRE ;
    - Le TSO se base sur des prix escomptés pour déterminer sa stratégie d'achat. Il devient Trader (arbitrage, prise de risques). Suite à une mauvaise estimation, un acteur lésé pourrait être en droit de demander compensation : RTE a fait le prix de clearing TERRE, notre offre n'a pas été retenue à cause de ce plafond, et finalement RTE s'équilibre à plus cher sur MARI.
- Si ce besoin élastique devait être maintenu :
    - L'arbitrage avec MA **doit rester provisoire**, le temps que MARI arrive ;
    - **Le cap de prix issu du MA devrait plutôt prendre en compte le prix marginal du MA** (similaire au Prix de Clearing de TERRE) **vu de H-40**, indépendamment du fait que les offres soient partagées ou non sur TERRE. Cela représente le vrai cout de l'alternative locale à H-40' via un mécanisme de ce fait similaire.
    - A la cible, le mécanisme MA doit évoluer vers une rémunération au prix marginal d'activation.
    - Une **transparence totale** est attendue de la part de RTE : volume exprimé, cap de prix associé et publication de la méthodologie de détermination de la courbe de demande.

- ENGIE n'est enfin pas en faveur d'une pondération du prix fonction de la probabilité du besoin, difficile à évaluer et à contrôler. ENGIE considère que RTE devrait simplement acheter la partie qu'il considère comme certaine et attendre les mécanismes suivants (MARI, PICASSO) pour la partie restante.
- Si cette pondération devait être maintenue, ENGIE attend une publication vers le marché de la méthodologie de détermination du coefficient « p » ainsi qu'une publication immédiate de sa valeur.

2) Filtrage sans compensation

Contexte :

- En cas d'insuffisance de Marge, de capacité de réglage SSY ou de Congestion, RTE pourra filtrer les offres TERRE.
- Le calcul de perte d'opportunité potentielle n'est pas prêt.
- RTE ne prévoit pas de mécanisme de compensation dans la version des règles susceptible de s'appliquer à l'arrivée de TERRE.

Position ENGIE :

- RTE n'a pas donné de réponse à nos propositions faites en avril 2018.
- ENGIE regrette que les discussions sur ce sujet, d'une importance clé (et qui le deviendra de plus en plus dans les années à venir), n'évoluent pas depuis plusieurs années.
- ENGIE avait déjà fait part de ses inquiétudes dans la consultation sur le livre vert:
    - *ENGIE estime nécessaire la mise en place d'un mécanisme de compensation des offres non choisies dans la préséance économique pour quelque raison (marges, congestion ou autre) qui soit avec une compensation au prix marginal si celui-ci est supérieur à l'offre. Ainsi, RTE sera d'avantage incité à choisir préférentiellement les offres standards proposées par TERRE et sera motivé sur la qualité et la performance des actions prises.*
    - *De façon concrète, dans le cas d'une offre non choisie qui était dans la préséance économique, l'offre doit être rémunérée au prix maximum entre le prix d'offre et le prix marginal du produit standard de ce pas de temps.*
      Dans le cas d'un motif marge, l'acteur est ainsi rémunéré pour un service de marge qu'il a réellement fourni.
      Dans le cas d'un motif de congestion, la compensation est payée par RTE à l'acteur représente un éventuel besoin d'investissement dans le réseau. Cet investissement peut prendre la forme d'un CAPEX (installation de nouvelles lignes) ou d'OPEX (contractualisation de flexibilité). Ce choix d'investissement dans le réseau doit être défini par RTE de façon transparente. Cela permettra ainsi d'identifier les congestions sur le réseau, et de définir les pertes pour le système et d'arbitrer concrètement entre une dépense d'investissement ou de compensation.
    - *ENGIE comprend que RTE présente comme avantage le fait qu'un même mécanisme soit utilisé pour différentes causes à moindre coût : P=C, Marge, Congestion.*

Pour ENGIE, ces différentes causes étant de la responsabilité d'acteurs différents, il est indispensable que les coûts réels soient clairement identifiés et que les flux financiers associés soient respectés. De plus, cette optimisation ne peut se faire au détriment des acteurs de marchés. En particulier, il n'est pas acceptable que des actifs ne puissent être valorisés pleinement pour des problèmes de congestion.

- ENGIE souhaite également rappeler que dans sa délibération, la CRE demandait à RTE une étude quantitative pour Q4 17 portant notamment sur les offres filtrées. ENGIE demande à nouveau que cette étude soit publiée.
- ENGIE rappelle sa proposition de calcul de compensation exprimé lors du dernier appel à contribution pour les capacités à stock d'énergie limité :
    - Si une offre est filtrée et son prix est inférieur au prix de Clearing, alors elle est éligible à une compensation financière. Dans le cas des capacités avec stock d'énergie, on pourrait considérer que la compensation vaut :

Clearing – Offre pour les N premières offres refusées pour cette capacité

avec :

N = Min (heures stock –heures activées ; heure non partagées avec Prix < Clearing)

    - Cette rémunération n'est pas complètement satisfaisante car elle ne couvre pas l'AA si la rémunération pour l'activation « de substitution » est moins élevée que la rémunération de l'offre non partagée.
    - Il est dans le même temps pertinent également de chercher à réduire la potentialité de ces offres non partagées avec prix TERRE compétitif (cf. recommandation de filtrer préférentiellement les prix hausse les plus bas et baisse les plus élevés).

- ENGIE demande à RTE que ce point soit traité urgemment dès les prochaines semaines, en impliquant les différents acteurs concernés, afin d'inscrire ce dispositif dans le jeu de règles soumis à saisine CRE.

<u>Cas particulier du filtrage SSY</u> :

Notre compréhension :

- Pour le bon fonctionnement du système électrique, RTE doit garantir un volume de SSY.
- Avec l'arrivée de TERRE, RTE craint que l'activation d'une offre FR par un TSO étranger impacte la programmation en services système (notamment pour les capacités à cout marginal élevé).
- A court terme, RTE propose de filtrer systématiquement les offres TERRE émanant d'entités fournissant des services système, sauf lorsqu'elles déclarent explicitement qu'il n'y a pas d'impact.
- A la cible, RTE pourra détecter si l'acteur est en mesure ou non de reconstituer ses engagements SSY par ailleurs, bloquera l'offre en question si besoin.

Position d'ENGIE :

- ENGIE rappelle sa position exprimée lors des consultation précédentes : le fait d'offrir sur TERRE doit implicitement signifier que l'activation ne conduit pas à une dégradation de la programmation en Services Système (responsabilité de l'acteur AA). Une démarche explicite est lourde et inutile. Les mesures de pénalisation en place sont suffisamment dissuasives.
- Si la proposition de RTE devait être maintenue, il conviendrait de davantage détailler le processus de signalement pour s'assurer qu'il n'alourdisse pas exagérément les opérations. En l'état, il est difficile de se prononcer.

3) Transfert des déséquilibres d'ajustement aux Acteurs d'Ajustement

Situation actuelle :

- Dans la version actuelle des règles, un écart d'ajustement au MA se retrouve dans le calcul d'écart du périmètre d'équilibre du RE, et bénéficie à ce titre de l'effet « foisonnement » de son portefeuille
- L'effet foisonnement conduit à ce que, sur un pas de temps 30' donné (ISP), le cout des écarts nettés des éléments constitutifs du périmètre d'équilibre soit inférieur à la somme des couts d'écart pris individuellement.
- L'intérêt financier du foisonnement pour les acteurs provient d'une dissymétrie entre cout des écarts positifs et cout des écarts négatifs, créé artificiellement par la présence d'un facteur « k » dans la formule de calcul du prix des écarts :
    - Le prix des écarts positifs est obtenu par pondération par (1-k) du prix moyen pondéré (PMP) des ajustements (Hausse ou Baisse selon la tendance du système sur le pas considéré)
    - Le prix des écarts négatifs est obtenu par pondération par (1+k)
- Le gain de foisonnement est donc proportionnel à 2.k.PMP, par construction strictement positif, et d'autant plus important que le périmètre d'équilibre est gros.
- Effet direct : comptabiliser un sous-ensemble d'écarts séparément coute plus cher au global que le coût de l'écart global d'un périmètre donné.

Compréhension de l'évolution :

- Le nouveau projet de règles MA/RE v9 prévoit d'affecter les écarts d'ajustement aux acteurs d'ajustement (BSP).
- Le périmètre du RE serait désormais corrigé de l'ajustement réalisé et non plus attendu, ce qui immuniserait le Responsable d'Equilibre de toute défaillance d'ajustement.
- Le déséquilibre d'ajustement, affecté aux BSPs, serait en outre désormais calculé EDA par EDA, au pas de temps 10'.
- Les calculs d'écarts deviennent de la sorte très individualisés, sans netting possible sur 30', avec un surcout non négligeable lié à la perte du gain de foisonnement.

- De plus, les plages de contrôle ont été largement étendues par rapport aux règles en vigueur (cf. plage de 1h30 pour un produit standard qui peut ne durer que 15').
- Le volume transféré englobe donc les déséquilibres d'ajustement, mais également une part des déséquilibres usuels de programmation (liés aux écarts entre programmation ou Courbe de Référence et Réalisé). Des écarts sont donc transférés au BSP alors que son ajustement a été correctement réalisé. Le volume transféré de BRP à BSP et traité individuellement est donc significatif.

Position ENGIE :

- Pour ENGIE, la comptabilisation séparée des déséquilibres en fonction de leur nature et leur transfert de BRP à BSP doivent a minima **être neutres** pour la communauté BRP/BSP.
- ENGIE propose donc que ce changement soit **adossé à une suppression du coefficient k dans la formule de calcul du prix des écarts** (Single Price) et invite à mener urgemment des réflexions pour voir comment apurer autrement et plus simplement le Compte Ajustement Ecart (CAE) en fin d'année.
- En terme de calendrier, la CRE a d'ailleurs indiqué que la suppression du k était inscrite à l'ordre du jour des concertations 2019.

4) Rampes de démarrage/arrêt des groupes de Production

Situation actuelle :

- Les rampes ne sont pas prises en compte dans la fenêtre de contrôle des ajustements. Seule la période entre Instant d'activation et Instant de désactivation est prise en compte.
- Les rampes sont donc comptabilisées en écarts dans le Périmètre d'Equilibre du RE (ISP 30', effet foisonnement).
- Aucune pénalité n'est prévue sur ces périodes de rampe.

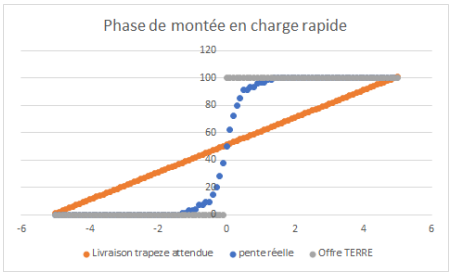
Evolutions :

- Les phases de rampe sont désormais contrôlées au titre de l'ajustement.
- L'Acteur d'Ajustement (AA) s'expose donc à des écarts et à des pénalités pendant ces rampes.
- Les rampes attendues sont de 2 types :
    - Rampe linéaire sur 10' pour les produits standards
    - Rampe linéaire de durée DMO pour les produits spécifiques (injection).
- Si l'EDA n'est pas en mesure de suivre ces pentes, il sera possible de générer notre PM avec les vraies pentes réalisables par l'EDA
    - Activation standard : Ce PM sera pris en compte dans le calcul des pénalités uniquement (le calcul des écarts continue à se baser sur la trapèze standard) ;

- Activation spécifique : Ce PM sera pris en compte pour écarts et pénalités mais au plus tôt à partir de mi-2020.

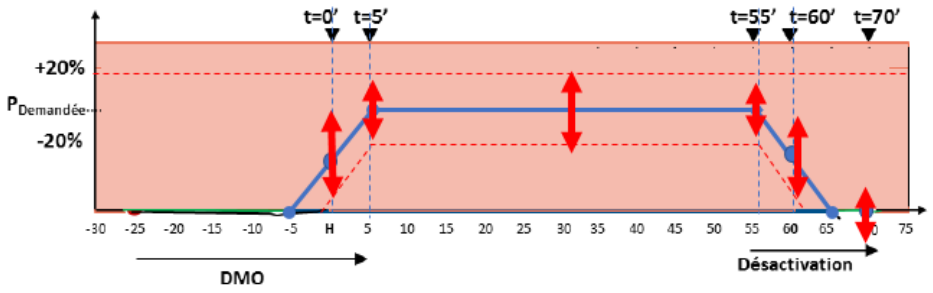
Position ENGIE :

- Activation spécifique :
  - Les groupes de Production thermique d'ENGIE ont des rampes de démarrage d'une durée qui varie entre 13' pour les plus rapides à plusieurs heures (démarrage à froid d'un Cycle Combiné).
  - La durée de ces rampes est déclarée dans les fichiers échangés et prise en compte par RTE, mais sous forme linéaire (cf. « trace RTE »).
  - Nos rampes sont pour autant rarement linéaires pendant la DMO (phase avant synchronisation sans injection sur le réseau, puis montée en charge après synchronisation). La phase de montée en charge est souvent subie, propre à la machine, et difficilement pilotable par *setpoints*.
  - ENGIE devra donc déclarer sa meilleure vision de ses rampes, de sorte qu'elle serve de référence pour le calcul des écarts et des pénalités.
  - Or il semble que le PM de l'acteur ne sera pas pris en compte dans un premier temps, bien que les contrôles de pentes s'appliquent. Bien qu'ENGIE comprenne que cela puisse poser des difficultés côté RTE en terme d'implémentation SI, ce n'est pas aux AA d'en faire les frais et demande que le **contrôle des pentes spécifiques introduit en v9 soit concomitant avec la prise en compte du PM de l'acteur.**
- Activation standard :
  - ENGIE pourrait être en mesure d'offrir certains démarrages sur TERRE (cas des groupes à démarrage rapide).
  - Pour limiter les écarts, ENGIE visera vraisemblablement une montée en charge centrée sur le point à mi-pente (soit 50% de la Puissance 5 minutes avant DMO et 5 minutes après l'instant de désactivation), que la montée en charge s'effectue en 10 minutes ou moins de 10 minutes.



  - Pour que cela soit compatible avec le gabarit de qualification, ENGIE estime qu'il est nécessaire d'y **apporter certaines tolérances,** sans pour autant aller contre les exigences du règlement *System Operation* (cf. bon respect du DMO et l'instant de désactivation).
  - Ces tolérances sont représentées par les flèches rouges ci-dessous. Elles sont proportionnelles à l'ajustement demandé, et symétriques par rapport à la Puissance attendue :
    - A mi-pente

- Aux instants d'activation et désactivation
- 15' après désactivation (cf. remarque sur le retour au programme des EDA soutirage)



- Ce modèle a l'avantage d'assouplir sensiblement les conditions de participations à TERRE. Des REX permettront de décider ultérieurement si ces tolérances sont correctement dimensionnées et n'occasionnent pas d'écarts excessifs induits par la différence entre profil livré et profil échangé aux frontières.

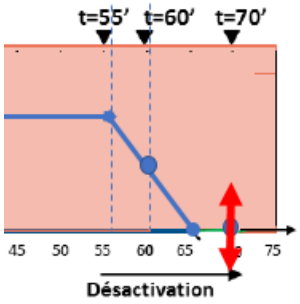
5) Retour au Programme en 15' sur les offres standards – cas des effacements

Compréhension :

- RTE contrôlera le profil en Puissance de toute activation standard.
- Si le profil réalisé ne remplit pas les exigences en Puissance sur plus de 50% des dernières activations, l'EDA perd sa qualification et ne peut plus offrir sur TERRE pendant 3 mois.
- De notre compréhension, le profil réalisé est calculé en déduisant les relevés réalisés de Puissance (10 secondes) de la courbe de référence.
- Pour les EDA soutirage, cette courbe de référence est approximée via la méthode certifiée pour l'EDA (rectangle, prévisions ou historique)
- Parmi les exigences, l'une concerne le fait d'avoir une **puissance réalisée nulle** 15' après l'instant de désactivation

Position ENGIE :

- Il n'est pas réaliste, pour une EDA soutirage, d'atteindre une valeur strictement nulle 15 minutes après désactivation (ce n'est pas la priorité d'un site industriel d'atteindre une Puissance de consommation donnée).
- Ce qui peut être applicable dans le cas des entités programmables (et encore, le P = 0 ne sera jamais précisément atteint) ne fonctionne pas pour les entités non programmables.
- ENGIE propose **d'assouplir l'exigence en Puissance à t = Désactivation + 15' en intégrant une tolérance proportionnelle à la Puissance d'ajustement demandée.**



- ENGIE considère enfin qu'un retour au Programme en 15 minutes n'est pas adapté aux équipements tertiaires à « inertie thermique » style groupe froid, ventilation, air conditionné… A la fin de l'effacement, il va y avoir un « rebond », c'est-à-dire un pic de consommation dû au fait que l'équipement se remet en service et « rattrape » ce qu'il n'a pas assuré durant l'effacement. ENGIE demande donc à reculer ce point de contrôle.

6) Fenêtre de contrôle des ajustements

Situation actuelle :

- Il n'y a pas d'écarts d'ajustement à proprement parler pour l'Acteur Ajustement (pénalités mises à part).
- Les écarts ne sont pas différentiés par nature d'écart (pas de distinction entre Ajustement et Suivi de programme).
- Ils sont intégralement à la charge du RE, nettés sur un pas de temps 30' et foisonnés au sein de son portefeuille.

Compréhension de l'évolution :

- RTE distingue désormais les écarts d'ajustement des écarts de suivi de Programme d'Appel ou de Chronique de Référence.
- Les écarts d'une activation standard [H ; H+1[sont attribués à l'AA, calculés sur une fenêtre fixe de durée 1h30 allant de H – 30' à H + 60'.

Position ENGIE :

- Au-delà de la non neutralité du transfert BRP -> BSP lié au coefficient k (cf. point 1), la découpe des écarts par type d'acteur/d'action est clairement en défaveur des AA, tout au moins sur activation standard.
- La fenêtre ainsi dimensionnée va en effet bien au-delà de l'ajustement lui-même.
- Elle englobe un volume significatif d'écarts, potentiellement sans lien avec l'ajustement, alors même que l'AA n'a pas forcément les moyens d'agir.
- L'impact peut être significatif également pour les EDA de type soutirage (cf. courbe de référence approximée par méthode Rectangle ou Historique).

- Le volume résultant est en outre calculé et facturé individuellement, à un prix dépendant de facteurs indépendant de l'ajustement standard (Rémunération au prix d'offre au MA, susceptible de rehausser sensiblement le Prix Moyen Pondéré).
- ENGIE souhaite que la fenêtre de contrôle de l'ajustement soit **davantage concentrée sur l'ajustement** (et éventuellement ses rampes) et **prennent en compte les particularités des ajustements des EDA non programmables**.
- Proposition (sur activation standard) : fenêtre définie par les valeurs non nulles du PM (ou de PM – PA), d'autres mécanismes étant prévus pour inciter l'AA a déclarer un PM le plus réaliste possible.

7) Transparence

- ENGIE accueille favorablement les nouvelles mesures proposées, qui sont la mise en œuvre de prérogatives de transparence issues de la guideline.
- Engie souhaite cependant rappeler qu'un élément crucial manque à la proposition. En 2017 lors de la consultation livre vert, ENGIE avait signalé que le "modèle marge" ne peut fonctionner efficacement que si une transparence totale est garantie sur les actions prises par RTE en amont de la fenêtre opérationnelle, afin de reconstituer les marges, sont publiées.
- Ces publications doivent avoir lieu au moment de l'activation (et pas ex post). ENGIE souhaite donc savoir quand ce point pourra être traité. Cela fait maintenant un an et demi qu'ENGIE attend une réponse à cette proposition.
- RTE pourrait également améliorer les publications sur l'état du système (de la zone) en temps réel, comme le font ELIA et TENNET.

8) Articulation PM / PA

ENGIE alerte sur le fait que l'articulation PM / PA telle que prévue dans les règles pose de réelles difficultés d'implémentation aux acteurs.

En l'état, ENGIE avoue ne pas savoir comment solutionner ces problèmes et se demande, bien que n'ayant pas d'alternative immédiate, s'ils n'auraient pas pu être évités.

Enfin, ENGIE considère que ces cas ne sont pas suffisamment décrits dans les règles.

Cas 1 : jonction PM/PA après livraison standard

- Les acteurs doivent prévoir un « raccord ».
- Le PM ne résulte plus dans ce cas d'une superposition du PA avec l'ajustement demandé mais une règle spécifique est à prévoir dans l'implémentation (cf. chapitre 6.9.2 du document d'accompagnement)

Cas 2 : Fin d'ajustement au-delà de H + 1h + 5'

- L'AA doit envoyer un PM suite à activation sur [H ; H+1h[
- Cette activation sera contrôlée sur [H-30' ; H+1h[pour calculer les écarts et pénalités
- Les pénalités prendront comme référence notre PM
- Le PM doit a minima couvrir [H – 30' ; H+1h+5'[
- Il peut aller au-delà mais RTE ne regardera pas (intérêt ?)
- SI l'ajustement n'est pas fini à H+1h+5', il faut prendre en compte la fin de l'ajustement dans le PA à partir de H+1h+5' (cf. cas décrit lors de l'AT du 14/03/2017)
- Cela signifie que moins de 2 minutes après activation, il faut construire et renvoyer PM et PA
- Le cas échéant (pas de mise à jour du PA), la fin d'ajustement partira aux écarts de RE (si pas d'ajustement derrière) ou pire encore aux écarts d'AA si un autre ajustement est activé sur [H+1 ; H+2[

9) Convention de programmation

- La convention de Programmation choisie par RTE est celle du « pas finissant ».
- L'avantage de cette convention est visiblement avant tout « opérationnelle » pour RTE
- Pour les acteurs :
    - Elle est moins intuitive
    - Elle génère artificiellement des écarts (même si ils se nettent sur un ajustement symétrique. Est toujours le cas ?)

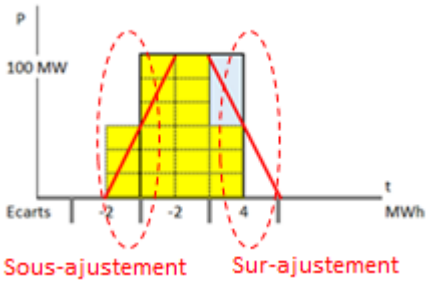


Figure 1 - convention RTE

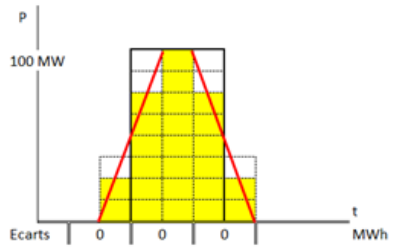
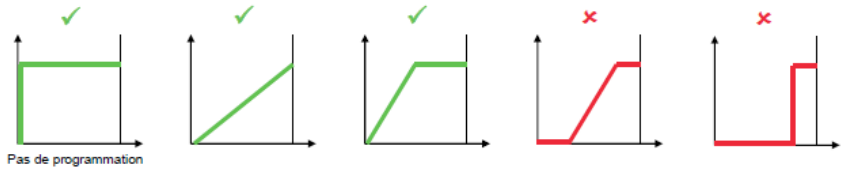


Figure 2 - Préférence ENGIE

- L'intérêt d'une telle convention se pose, particulièrement dans le cas d'une programmation au pas 5'.
- Dans quel cas cette convention s'applique ? dans quel calcul est-elle prise en compte ?
- Que se passe-t-il lorsque nous ne sommes pas conformes à cette convention ? Cela semble décrit/utilisé nulle part ailleurs dans les règles.



10) Publication des écarts en S+1

- Lors des dernières consultations sur ce sujet, ENGIE faisait part de ses craintes quant à une possible dégradation de la qualité des données publiées en anticipé (S+1).
- ENGIE comprend que les éléments ci-dessous seront mis en place avant bascule en 01/2021 :
    - Généralisation des compteurs IP pour les postes sources RTE ainsi que chez ENEDIS. Ces dispositifs de télérelève fiabilisent sensiblement, d'après les premiers REX, la collecte des données, en nombre de courbes de charges reçues à J+1 et en complétude de données.
    - Généralisation de la collecte par courbe de charge (totale pour sub-110 kVA, partielle pour les sub-36kVA)
    - Mise en place des moyens permettant aux GRD d'absorber ces nouvelles données télérelevées
    - Refonte totale du processus de reconstitution des flux
- ENGIE comprend d'autre part que des REX réguliers seront organisés à partir de 2020 en GT Recoflux pour contrôler et suivre la qualité des données remontées. ENGIE encourage fortement cette proposition.
- Au vu de ces nouveaux éléments, ENGIE appuie la proposition de RTE de remplacer le processus actuel par un processus en S+1 pour l'ensemble des GRD pour les livraisons postérieures au 02 janvier 2021.

11) Evolution des modalités de mise en œuvre du modèle corrigé pour les sites RPD

- Actuellement, les règles prévoient des modalités transitoires jusqu'à fin juin 2019 (volumes estimés par les GRD en S+2 et M+1) puis des modalités cibles au-delà (volumes certifiés par RTE dès S+2).

- RTE et l'ADEeF proposent de décaler la mise en œuvre des modalités cibles à janvier 2020 et attendent, à la cible, des volumes certifiés par RTE dès M+1 (1ère facture).
- ENGIE approuve ces évolutions. ENGIE propose de suivre en GT Recoflux la qualité des effacements estimés par les GRD pour s'assurer qu'elles ne diffèrent pas trop des volumes certifiés in fine par RTE. En effet, si ces volumes diffèrent, cela peut occasionner des erreurs sur le coefficient de calage calculé en S+1 et qui sert de base pour les process internes de d'élaboration des prévisions.

12) GCT dépôt des offres

Rappel de la solution proposée :

- Clôture des marchés Intraday transfrontaliers : H – 1h (« XZ ID GCT »)
- Dépôt des offres TERRE par les BSP : H – 1h (« BEGCT »)
- Transmission des offres à TERRE et expression du besoin TSO : H-40'

Position ENGIE :

- Comme déjà remonté lors des dernières consultations, ENGIE déplore que la BEGCT soit concomitante avec l'heure de clôture du marché intraday.
- Les acteurs auront tendance à clore de manière prématurée leurs opérations Intraday pour préparer leurs offres TERRE : la XZ ID GCT s'éloigne d'autant du temps réel, ce qui semble en contradiction avec l'article 59.3 du CACM qui prévoit une ID XZ GCT à H-60 minutes.
- De la même manière que le guichet de dépôt des besoin d'équilibrage par RTE est passé de H-45' à H-40, ENGIE souhaiterait que le dépôt des offres des AA passe de H-60' à H-55'.

* * * *