



Le réseau
de transport
d'électricité

Evolution des règles relatives à la
valorisation des effacements de
consommation sur les marchés de
l'énergie « Règles NEBEF 3.1 »
et des règles relatives au dispositif de
responsable d'équilibre
« Règles MA-RE 8.3 – Section 2 »

Rapport d'accompagnement de la
saisine CRE

10 novembre 2017



Table des matières

1	Evolutions des règles relatives à la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie « NEBEF 3.1 »	3
1.1	Contexte de la révision des règles NEBEF	3
1.2	Introduction du cadre de prise en compte du report déclaratif et physique	4
1.2.1	<i>Rappel du contexte</i>	4
1.2.2	<i>Cadre proposé dans le projet de règles NEBEF 3.1 soumis à la consultation publique</i>	4
1.2.3	<i>Retour des acteurs dans le cadre de la consultation publique et réponses de RTE</i>	7
1.3	Dispositions visant à améliorer l'articulation entre le mécanisme NEBEF et le mécanisme de capacité pour les capacités d'effacement diffus	9
1.3.1	<i>Contexte</i>	9
1.3.2	<i>Cadre proposé dans le projet de règles NEBEF 3.1 soumis à la consultation publique</i>	10
1.3.3	<i>Retour des acteurs dans le cadre de la consultation publique et réponses de RTE</i>	10
1.4	Evolutions des méthodes de contrôle du réalisé	12
1.4.1	<i>Cadre proposé dans le projet de règles NEBEF 3.1 soumis à la consultation publique</i>	12
1.4.2	<i>Retour des acteurs dans le cadre de la consultation publique et réponses de RTE</i>	14
1.5	Autres demandes des acteurs formulées au cours de la consultation publique	18
1.5.1	<i>Evolutions liées au versement</i>	18
1.5.2	<i>Reconduction des modalités transitoires des règles NEBEF 3.0 pour l'homologation des sites</i>	18
	18	
1.5.3	<i>Modèle corrigé pour les sites RPD</i>	19
1.5.4	<i>Echanges SI</i>	19
2	Evolutions des règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre « MA-RE 8.3 »	20
2.1	Evolution des dispositions relatives à la sécurisation financière du dispositif de responsable d'équilibre	20
2.1.1	<i>Exposé des motifs – introduction</i>	20
2.1.2	<i>Abaissement de la notation des garants</i>	20
2.1.3	<i>Evolution de la grille de Sécurisation Financière</i>	21
2.1.4	<i>Estimation de l'encours RPD</i>	24
2.1.5	<i>Ajout d'une clause de résiliation par RTE</i>	26
2.2	Autres évolutions relatives au mécanisme RE	26
2.2.1	<i>Révision de la clause de résiliation</i>	26
2.2.2	<i>Intégration des flux financiers relatifs aux écarts d'arrondi dans le CAE</i>	27
2.2.3	<i>Correction du Résidu financier national</i>	27
2.2.4	<i>Publication des données RPD à la maille nationale</i>	27
2.2.5	<i>Diminution des délais de publication des courbes de charges RPD</i>	28
2.2.6	<i>Prise en compte du report de consommation NEBEF dans le dispositif de responsable d'équilibre</i>	28
	Annexe 1 – Tableau récapitulatif des évolutions et des dates de mise en œuvre du mécanisme NEBEF	29
	Annexe 2 – Tableau récapitulatif des évolutions et des dates de mise en œuvre du dispositif de Responsable d'Equilibre	30
	Annexe 3 – Réponses détaillées de RTE aux remarques des acteurs sur le projet de règles RE soumis en consultation publique	31

1 EVOLUTIONS DES REGLES RELATIVES A LA VALORISATION DES EFFACEMENTS DE CONSOMMATION SUR LES MARCHES DE L'ENERGIE « NEBEF 3.1 »

1.1 Contexte de la révision des règles NEBEF

Le cadre réglementaire relatif aux effacements de consommation a évolué au cours de l'année 2017 avec la parution du *décret n° 2017-437 du 29 mars 2017 relatif à la valorisation des effacements de consommation d'électricité conduisant à des économies d'énergie significatives*, déclinant les dispositions prévues par l'article L. 271-3 du code de l'énergie. RTE a mené au second semestre 2017 une concertation portant sur la déclinaison de ces nouvelles dispositions réglementaires dans les mécanismes de marchés, dans l'objectif de partager des propositions et de recueillir les positions des différents acteurs. Toutefois, les dispositions présentées lors de cette concertation n'apparaissent pas dans les règles NEBEF soumises par RTE à l'approbation de la CRE. En effet, comme indiqué par la CRE dans sa délibération du 14 septembre 2016, *« l'article L. 271-3 du code de l'énergie, relève d'un choix de politique énergétique tendant au soutien de la filière des effacements. Le cas échéant, il appartiendra au gouvernement, de notifier ce dispositif à la Commission Européenne en tant qu'aide d'Etat »*. RTE proposera donc une version des règles du mécanisme NEBEF déclinant le nouveau cadre réglementaire dès que sa conformité avec les règles de l'Union Européenne en matière d'aides d'état aura été établie.

Pour autant, RTE propose de ne pas attendre que cette condition soit satisfaite pour faire évoluer les règles du mécanisme NEBEF sur d'autres thématiques, et a ainsi soumis à la consultation publique une nouvelle version des règles du mécanisme NEBEF visant à poursuivre la déclinaison du cadre réglementaire en vigueur sur les effets de bords liés aux effacements, à améliorer l'articulation du mécanisme NEBEF avec le mécanisme de capacité et à apporter diverses évolutions sur les méthodes de contrôle du réalisé.

RTE a organisé une consultation sur cette nouvelle version des règles NEBEF du 9 au 23 octobre 2017, ainsi qu'un groupe de travail le 13 octobre afin de présenter aux acteurs ces évolutions et de recueillir leurs avis préliminaires. Huit acteurs se sont exprimés dans le cadre de la consultation publique : l'ADEef, Direct Energie, EDF, Energy Pool, Engie, Eginov, Smart Grid Energy et Voltalis.

La nouvelle version des règles du mécanisme NEBEF élaborée à l'issue de ce processus est soumise par RTE à l'approbation de la CRE, avec une date d'entrée en vigueur proposée au 1^{er} janvier 2018. Le présent rapport d'accompagnement synthétise les principales évolutions proposées par RTE dans les règles NEBEF 3.1, les contributions des acteurs lors de la consultation publique ainsi que, le cas échéant, les évolutions proposées par RTE dans la version des règles soumise à l'approbation de la CRE. Il s'organise autour des trois principaux axes d'évolution des règles NEBEF. D'autres évolutions (rédactionnelles, de cohérence ou correction) ont également été apportées dans les règles NEBEF 3.1 : ces évolutions mineures, lorsqu'elles n'ont pas fait l'objet de remarques au cours de la concertation publique, ne sont pas détaillées dans le présent rapport.

1.2 Introduction du cadre de prise en compte du report déclaratif et physique

1.2.1 Rappel du contexte

Le décret n° 2016-1132 du 19 août 2016 modifiant les dispositions de la partie réglementaire du code de l'énergie relatives aux effacements de consommation d'électricité a fixé le cadre réglementaire pour la prise en compte des effets de bord liés aux effacements de consommation, en renvoyant la définition des modalités détaillées aux règles des mécanismes de marché. Les travaux menés au second semestre 2016 dans le cadre des groupes de travail NEBEF ont permis de préciser les enjeux, les modalités envisageables et les limites liées à la prise en compte du report de consommation dans le mécanisme NEBEF. Deux approches distinctes ont alors été envisagées :

- une approche « normative » du report, accompagnée d'un traitement « financier » (sans correction des périmètres des responsables d'équilibre) pour les capacités d'effacements diffus (sites « profilés ») ;
- une approche « déclarative » du report, accompagnée d'un traitement « physique » (correction des périmètres des responsables d'équilibre) pour le segment tertiaire et industriel (sites « télérelevés »).

L'approche proposée pour la prise en compte déclarative et physique du report avait fait l'objet d'un soutien fort de la part de certains acteurs, mais sa déclinaison dans les règles NEBEF 3.0 ne semblait alors pas atteignable. S'agissant du report pour le segment diffus, les modalités de prise en compte proposées ont rencontré des réticences assez marquées, portant aussi bien sur le traitement financier (l'absence de correction physique des périmètres) que sur le caractère normatif (en particulier, aucun consensus n'est apparu sur le taux de report normatif à retenir). Par ailleurs, l'analyse d'impact de la prise en compte du report « diffus » à cette période avait révélé un enjeu financier faible. Dans ce contexte, la proposition finale de RTE pour les règles NEBEF 3.0 n'intégrait pas de cadre de prise en compte explicite du report.

Pour autant, le traitement du report dans le mécanisme NEBEF reste un objectif prioritaire pour finaliser la déclinaison du cadre réglementaire. Cet objectif est partagé à la fois par la CRE, qui a demandé à RTE de poursuivre les travaux portant sur la prise en compte du report¹ et par plusieurs acteurs de marché qui ont indiqué que le traitement explicite du report leur paraissait prioritaire.

1.2.2 Cadre proposé dans le projet de règles NEBEF 3.1 soumis à la consultation publique

RTE a proposé, dans la phase de consultation publique, d'introduire dans les règles NEBEF 3.1 un cadre de prise en compte du report suivant des modalités « déclaratives » et « physiques », applicable aux consommateurs industriels et tertiaires (traduit dans les règles NEBEF par les entités d'effacements composées de sites « télérelevés »). Les propositions faites par RTE s'appuyaient largement sur les dispositions présentées lors de la concertation sur les règles NEBEF 3.0, dont les principales caractéristiques sont précisées dans les paragraphes suivants.

¹ Voir la *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 décembre 2016 portant approbation des règles de valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie*

Ces modalités sont particulièrement adaptées au report lorsque celui-ci est « pilotable », c'est-à-dire que le consommateur peut (au moins dans une certaine mesure) choisir les instants sur lesquels la consommation est reportée. En effet, elles créent dans ce cas une incitation à placer le report de consommation aux instants sur lesquels les prix de marché sont les plus faibles, afin d'optimiser le différentiel entre le prix de versement et le prix de marché, tout en neutralisant les effets liés au report pour les responsables d'équilibre et les fournisseurs. En conséquence, elles sont susceptibles de faire apparaître des gisements de maximisation du surplus collectif, de manière comparable au cadre mis en place pour l'effacement explicite. Pour autant, le caractère déclaratif du cadre proposé présente également des points d'attention qu'il convient de traiter par des mesures appropriées.

Dans le cadre des futures concertations, RTE proposera aux acteurs de marché de poursuivre les travaux relatifs à la prise en compte du report.

1.2.2.1 Traitement physique du report

Le traitement « physique » du report représente, de l'avis général, la manière la plus satisfaisante de traiter le report. Le traitement physique consiste :

- à corriger les périmètres du responsable d'équilibre du site effacé et du responsable d'équilibre de l'opérateur d'effacement du volume correspondant au report sur les pas demi-horaire concernés ; les volumes de report sont ainsi comptabilisés :
 - comme un soutirage dans le périmètre du responsable d'équilibre de l'opérateur d'effacement, incitant alors ce dernier à approvisionner l'énergie correspondant au report ;
 - comme une injection dans le périmètre du responsable d'équilibre des sites effacés pour les sites au modèle régulé ou contractuel (et comme une réduction du soutirage pour les sites au modèle corrigé, via la consommation ajustée), ces corrections « neutralisant » l'effet induit par le report sur l'écart du périmètre du responsable d'équilibre ;
- à déduire du versement dû par l'opérateur d'effacement aux fournisseurs des sites effacés au modèle régulé le montant correspondant à la valorisation des volumes de report aux barèmes forfaitaires applicables (calculé sur les pas demi-horaire sur lesquels ont lieu le report).

Cette prise en compte des volumes de report dans le calcul d'écart des responsables d'équilibre et dans le versement s'applique successivement aux volumes de report « déclaré » par l'acteur puis, suite aux opérations de contrôle du réalisé, aux volumes de report « réalisé ».

Le traitement « physique » du report induit des évolutions sur la reconstitution des flux du mécanisme de responsable d'équilibre, notamment dans le calcul des écarts RE et dans la prise en compte, par les GRD, des volumes de report pour les sites RPD au modèle corrigé. Ces évolutions sont portées dans la section 2 des règles MA-RE.

1.2.2.2 Caractère « déclaratif » du report

Le rapport de RTE de mars 2016 sur les effets de bord liés aux effacements de consommation établit que l'existence et les caractéristiques du report dépendent de plusieurs facteurs, et en particulier du type de processus effacé, du mode d'activation (autoproduction, capacité de stockage,...), de l'instant auquel a lieu l'effacement. Ainsi, si l'existence d'un report semble être le cas général pour les sites industriels et pour les sites tertiaires, il ne peut pour autant être considéré comme systématique. Par ailleurs, ses caractéristiques sont très hétérogènes et ne permettent pas d'envisager une approche normative. En conséquence, la seule modalité pertinente pour la prise en compte du report semble être que l'opérateur d'effacement « déclare » les plages temporelles sur lesquelles le report a lieu.

La modalité de report « déclaratif » sous-entend un caractère facultatif à sa déclaration. RTE propose alors que l'opérateur d'effacement s'engage, dès la déclaration de l'effacement, sur un « taux de report » associé à l'effacement² – cet engagement permettant de contrôler *ex post* la cohérence entre le taux de report déclaré et le taux de report réalisé. RTE propose de mettre en place un mécanisme de suivi de l'écart entre le report « théorique » et le report « réalisé » et de limiter le cas échéant la possibilité d'un acteur à déclarer du report si cet écart devenait significatif.

Par ailleurs, RTE propose plusieurs dispositions complémentaires permettant d'encadrer le caractère déclaratif du report : (i) limiter la puissance de report pouvant être déclarée à la capacité d'effacement maximale de l'entité d'effacement, (ii) limiter le volume d'énergie reportée au volume d'énergie effacée³, et (iii) limiter la fenêtre temporelle pour le placement du report à une période de sept jours suivant l'effacement - une « surconsommation » au-delà de cette fenêtre temporelle ne pouvant alors plus être considérée comme un report lié à un effacement.

1.2.2.3 Contrôle du réalisé du report

La prise en compte déclarative du report implique la mise en œuvre de méthodes de contrôle du réalisé permettant, de manière symétrique à l'effacement, de déterminer le volume de report effectif à partir d'une « courbe de référence » représentative de la consommation des sites en l'absence de report.

² Le terme « taux de report » utilisé dans ce chapitre fait référence aux conventions de calcul basées sur les ordres activés (et non les baisses de consommation constatées) et à la maille d'un ensemble de consommateur - en l'occurrence, l'entité d'effacement concernée (et non à la maille d'un consommateur individuel), telles que décrites dans le *rapport sur l'évaluation des économies d'énergie et des effets de bord associés aux effacements de consommation* publié par RTE en mars 2016.

³ Cette mesure est une convention visant à garantir que les dispositions relatives au report ne soient pas détournées de leurs fonctions. Cette mesure ne préjuge en aucun cas de l'impossibilité d'avoir physiquement un volume de report de consommation supérieur au volume d'effacement.

Pour cela, RTE propose d'utiliser le catalogue des méthodes de contrôle du réalisé existantes et déjà applicables aux entités télérelevées, à savoir la méthode du rectangle à double référence corrigée, la méthode par prévision de consommation et la méthode par historique de consommation. Pour les deux premières méthodes, la courbe de référence est élaborée de manière strictement similaire à l'effacement. Pour la méthode du « rectangle à double référence corrigée », la détermination de la courbe de référence est adaptée pour le report : de manière symétrique à l'effacement, pour lequel la courbe de référence est déterminée à partir de la plus petite des valeurs entre la courbe de référence initiale (avant l'effacement) et la courbe de référence finale (après l'effacement), la courbe de référence pour le report est déterminée à partir de la plus grande des valeurs entre la courbe de référence initiale et la courbe de référence finale.

Enfin, RTE propose d'utiliser systématiquement, pour déterminer le volume de report, la même méthode que celle choisie par l'opérateur d'effacement pour évaluer le volume d'effacement.

1.2.2.4 Informations des acteurs

S'agissant de la publication des informations relatives au report de consommation, RTE propose de reconduire à l'identique les modalités appliquées à la diffusion aux différents acteurs (opérateurs d'effacement, responsables d'équilibre, gestionnaires de réseau de distribution, fournisseurs, données publiques) des informations relatives aux effacements de consommation.

1.2.2.5 Echéance de mise en œuvre

RTE a indiqué au cours de la consultation publique que les dispositions relatives à la prise en compte du report entreraient en vigueur à une date ultérieure au 1^{er} janvier 2018, cette date devant être déterminée en accord avec les Gestionnaires de Réseau de Distribution.

1.2.3 Retour des acteurs dans le cadre de la consultation publique et réponses de RTE

1.2.3.1 Prise en compte du report dans les règles NEBEF pour les sites télérelevés

La majorité des acteurs qui se sont exprimés (Direct Energie, EDF, Energy Pool, Eginov) indiquent être favorables à la déclinaison de la prise en compte des effets liés au report de consommation dans les règles NEBEF, à l'exception de Smart Grid Energy qui se dit opposé à ces évolutions au motif qu'elles renforcent la complexité du mécanisme. RTE s'étonne de cette opposition de la part d'un acteur qui avait précédemment soutenu, au cours de la concertation NEBEF 3.0, l'intégration du report dans le mécanisme NEBEF selon des modalités tout à fait comparables, et rappelle que ces évolutions déclinent le cadre réglementaire en vigueur.

EDF regrette l'absence de prise en compte du report sur le segment diffus. RTE rappelle que, si le cadre proposé dans les règles NEBEF 3.1 se limite aux sites télérelevés, la prise en compte du report pour le segment « diffus » reste un objectif pour une version ultérieure des règles NEBEF.

1.2.3.2 Caractère déclaratif du report

Direct Energie regrette le caractère facultatif du report, et propose que la modalité par défaut consiste en la déclaration obligatoire d'un report non nul, accompagnée d'une possibilité de dérogation pour les sites d'effacement recourant à des moyens de production (pour lesquels il n'y pas de report). A l'inverse, Energy Pool estime que le report doit nécessairement être optionnel, et Smart Grid Energy considère que la possibilité de déclarer un report nul devra être conservée dans les futures évolutions des règles. RTE rappelle qu'en première intention, l'approche proposée pour la prise en compte du report de consommation se doit d'être pragmatique et mesurée. En particulier pour les sites pour lesquels le phénomène est pilotable, le cadre des règles ne doit être ni trop contraignant - au risque d'être contre-productif et de dissuader de réaliser des effacements, ni trop permissif - au risque de laisser des opportunités d'arbitrage permettant aux acteurs de choisir de déclarer ou non le report de consommation. A ce titre, RTE considère que les dispositions proposées sont un compromis acceptable et représentent une avancée positive dans la déclinaison du report. En fonction de l'utilisation constatée de ces dispositions et du comportement des acteurs, elles sont susceptibles d'être réévaluées à l'avenir.

Plusieurs acteurs (Energy Pool, Engie, Equinov) demandent par ailleurs à ce que les règles NEBEF prévoient qu'il soit possible que le report associé à une journée d'effacement puisse être réparti sur plusieurs jours de report (cette disposition visant notamment à couvrir le cas d'un effacement ayant lieu dans la journée et reporté la nuit, à cheval sur deux jours). Cette proposition n'ayant pas fait l'objet d'oppositions et ne faisant pas apparaître de risque pour la fiabilité du dispositif, RTE propose, dans les règles soumises à l'approbation de la CRE, de prévoir explicitement la possibilité de déclarer sur plusieurs journées distinctes le report associé à un jour d'effacement. En revanche, la possibilité de déclarer sur une journée donnée le report associé à plusieurs jours d'effacement restera limitée par la marge de tolérance associée à l'indicateur de contrôle de cohérence entre le taux de report déclaré et le report réalisé.

1.2.3.3 Traitement « physique » du report

La proposition de traitement « physique » du report fait l'unanimité pour les acteurs qui se sont exprimés sur ce sujet (Direct Energie, EDF, Energy Pool, Equinov).

1.2.3.4 Mesure d'encadrement

Engie interroge la pertinence de limiter la puissance des programmes de report déclarés à la capacité d'effacement maximale d'effacement, et demande si la limitation du volume de report déclaré au volume d'effacement n'est pas suffisante. RTE considère que cette disposition est une mesure d'encadrement du caractère déclaratif du report, peu contraignante et utile *a minima* dans un premier temps, et que si cette modalité s'avère limitante, elle pourra être réinterrogée ultérieurement.

EDF propose de calculer l'écart entre le taux de report déclaré et le report réalisé à une maille hebdomadaire, afin d'empêcher que, par exemple, le report associé à l'ensemble des effacements d'un mois ne puisse être déclaré en une seule fois, et ainsi de permettre un contrôle plus précis des volumes reportés. Selon RTE, les dispositions proposées permettront bien de vérifier la cohérence entre le taux de report proposé et le report réalisé, en comparant en valeur absolue le volume de report réalisé et le volume de report théorique à la maille de chaque jour, même si l'indicateur calculé correspond à une valeur moyennée de ces écarts à la maille d'un mois. RTE propose donc de maintenir la proposition faite en concertation de calcul d'un indicateur à la maille mensuelle, tout en soulignant que les dispositions relatives à la déclaration et la réalisation du report, et notamment de l'indicateur de cohérence entre taux report déclaré et report réalisée et des mesures restrictives associées, seront susceptibles de faire l'objet d'évolutions ultérieures au vu du retour d'expérience.

1.2.3.5 Entrée en vigueur

La réponse de l'ADEEF indique que les GRD n'envisagent pas une mise en œuvre de la prise en compte du report de consommation pour les sites RPD avant le dernier trimestre 2018, et propose de distinguer dans les règles une date spécifique pour la mise en œuvre du report sur les sites RPD.

RTE a annoncé au cours de la concertation les dispositions relatives au traitement de l'effet report entreraient en vigueur à une date ultérieure au 1^{er} janvier 2018. Les échanges avec les GRD ne permettent pas d'envisager une entrée en vigueur généralisée de ces dispositions avant la fin de l'année 2018, RTE propose, en accord avec ces derniers, de distinguer dans les règles :

- Une date E pour l'entrée en vigueur des dispositions liées au report, applicable uniquement aux entités d'effacement télérelevées constituées exclusivement de sites raccordés au RPT.
- Une date E', qui sera fixée conjointement par RTE et les GRD, à laquelle les dispositions liées au report seront généralisées à l'ensemble des entités d'effacement télérelevées.

1.3 Dispositions visant à améliorer l'articulation entre le mécanisme NEBEF et le mécanisme de capacité pour les capacités d'effacement diffus

1.3.1 Contexte

Deux modes d'activation différents peuvent être distingués pour les capacités d'effacement diffus :

- d'une part le mode d'activation « cascado-cyclique », permettant de réaliser des effacements continus et sur une durée longue à la maille de l'entité en activant alternativement plusieurs sous-ensembles de sites (dans l'objectif de limiter l'impact sur le confort du consommateur final), mais limitant la puissance activée à un instant donné à environ un tiers de la capacité ;
- d'autre part le mode d'activation « pleine puissance », permettant de révéler l'intégralité de la capacité d'effacement, mais avec un impact fort sur le confort des consommateurs si la durée d'effacement est longue - et en conséquence réservé à des situations rares.

Afin de pouvoir proposer l'intégralité de la capacité d'effacement sur les mécanismes « capacitaires » (avec des activations à pleine puissance) tout en valorisant des effacements sur les mécanismes « énergie » (avec des activations cascado-cycliques), ces capacités doivent pouvoir faire appel à ces deux modes d'activation. Or, des méthodes de contrôle du réalisé différentes leur sont associées : méthode « rectangle algébrique site à site » pour le mode cascado-cyclique, méthode du « rectangle à double référence corrigée » pour le mode pleine puissance. En conséquence, les opérateurs d'effacement souhaitent pouvoir choisir la méthode de contrôle du réalisé dans une dynamique cohérente avec le préavis d'indentification des situations pour lesquelles l'activation à pleine puissance est nécessaire dans le cadre des mécanismes capacitaires - soit la veille pour le lendemain.

1.3.2 Cadre proposé dans le projet de règles NEBEF 3.1 soumis à la consultation publique

Les règles NEBEF prévoient actuellement que les périmètres d'effacement et les méthodes associées puissent être modifiés à une fréquence mensuelle, incompatible avec le besoin exposé précédemment. RTE a ainsi proposé lors de la consultation publique une évolution dans les règles NEBEF 3.1 visant à répondre à cette problématique spécifique à la méthode « rectangle algébrique site à site », consistant à offrir aux entités d'effacement utilisant cette méthode la possibilité d'utiliser ponctuellement la méthode du « rectangle à double référence corrigée ».

RTE a proposé que cette disposition soit limitée *aux entités d'effacement et aux jours J qui respectent les conditions suivantes :*

- *l'entité d'effacement est contrôlée avec la méthode du « rectangle algébrique site à site » et est liée à une entité de certification (EDC) du mécanisme de capacité ;*
- *le jour J est signalé comme un jour de PP2 et le prix spot de référence est supérieur au prix d'engagement déclaré par le titulaire de l'EDC sur au moins un pas horaire de la plage de PP2, ou un test est engagé pour le jour J par RTE ou par un GRD sur l'EDC.*

Pour bénéficier de cette possibilité, l'opérateur d'effacement devra en notifier la demande à RTE au plus tard en J-1 à 22h.

1.3.3 Retour des acteurs dans le cadre de la consultation publique et réponses de RTE

Voltalis et Direct Energie soutiennent la proposition de RTE. Voltalis considère cependant que cette solution n'est pas pérenne, et indique être très favorable au principe d'offres à prix variables sur le mécanisme d'ajustement.

EDF s'interroge les possibilités d'arbitrage entre méthodes de contrôle du réalisé et sur la valeur ajoutée de cette disposition (l'augmentation de la puissance valorisée étant, selon EDF, contrebalancée par la diminution de la durée d'effacement), propose une évolution des critères permettant de recourir à cette disposition, et demande à ce qu'en préalable à l'introduction d'une telle mesure, une étude précisant les enjeux et l'intérêt pour la collectivité soit présentée par RTE. RTE rappelle en premier lieu que cette mesure est optionnelle. Ensuite, les conditions d'application de cette disposition sont limitées à des situations très spécifiques, et encadrent ainsi le risque d'arbitrage non souhaitable entre les méthodes de contrôle du réalisé. RTE rappelle par ailleurs que cette disposition apporte bien, pour les entités certifiées avec la méthode site à site, un véritable gain en termes de potentiel de certification de la capacité : en effet, même si le recours à la méthode du rectangle à double référence limite la durée des activations individuelles par rapport à la méthode du rectangle algébrique site à site, elle permettra bien de couvrir la même proportion de la plage PP2, à savoir 8 heures sur 10. RTE a pris en compte l'évolution proposée par EDF sur la référence au « prix spot minimum » au sens des règles du mécanisme de capacité, plutôt qu'au « prix spot de référence » (dénomination utilisée dans l'ancienne version des règles du mécanisme de capacité pour désigner le prix permettant d'identifier les plages de contrôle du prix d'engagement sur le mécanisme de capacité).

Eqinov, Engie et Energy Pool demandent à ce que la possibilité de modifier la méthode de contrôle du réalisé à une maille infra-mensuelle soit étendue à l'ensemble des sites de consommation. Eqinov souligne que les sites télérelevés peuvent également être intéressés à valoriser la puissance maximale d'effacement plutôt que la durée d'effacement. RTE rappelle que les entités certifiées avec la méthode par prévision ou la méthode par historique ne sont limitées, au titre de la méthode de contrôle du réalisé, ni en durée d'activation, ni en puissance d'activation. Cependant, pour répondre à la demande généralisée des acteurs et par mesure d'équité de traitement, RTE propose d'étendre à l'ensemble des entités d'effacement la possibilité de demander, la veille pour le lendemain, à être contrôlé avec la méthode « par défaut » du rectangle à double référence corrigée, dans les conditions d'application identiques à celles initialement proposées pour les entités d'effacement utilisant la méthode du rectangle site à site.

1.4 Evolutions des méthodes de contrôle du réalisé

1.4.1 Cadre proposé dans le projet de règles NEBEF 3.1 soumis à la consultation publique

1.4.1.1 Evolutions liées à la méthode du rectangle à double référence corrigée

Les conclusions du banc de test des méthodes de contrôle du réalisé, présentées par RTE lors du groupe de travail NEBEF & Contrôle du réalisé du 12 juillet 2017 indiquent que, pour des effacements « diffus », la méthode du rectangle à double référence corrigé fournit des résultats considérés comme satisfaisants jusqu'à une durée d'effacement de quatre heures.

En conséquence, RTE propose, pour les entités d'effacement profilées, d'étendre la limite actuelle pour la durée maximale de la plage d'effacement de deux heures à quatre heures et de limiter la durée maximale imposée pour la plage de repos entre deux effacements à deux heures.

1.4.1.2 Evolutions liées aux méthodes par prévision et par historique de consommation

RTE propose de faire évoluer certaines dispositions liées aux méthodes de contrôle du réalisé par prévision et par historique, visant à simplifier leur mise en œuvre et à assurer la cohérence avec les modalités proposées sur le Mécanisme d'Ajustement tout en renforçant la fiabilité des effacements certifiés avec ces méthodes.

1.4.1.2.1 Modification des modalités de déclaration des prévisions et des indisponibilités

Le cadre actuellement mis en œuvre pour la méthode par prévision de consommation prévoit qu'une prévision de consommation soit envoyée pour chaque site et chaque jour, sauf en cas de déclaration par l'opérateur d'effacement d'une période d'indisponibilité – cette période d'indisponibilité portant sur une entité d'effacement et une semaine complète. Ces modalités sont relativement contraignantes car elles imposent dans tous les cas une action de l'opérateur d'effacement : soit la déclaration d'une prévision de consommation, soit la déclaration d'une indisponibilité. Par ailleurs, elles imposent de gérer la notion d'indisponibilité à la maille d'une entité d'effacement et d'une semaine complète, alors que celle-ci peut survenir dans les faits sur un sous-ensemble de l'entité (typiquement, un seul site) et/ou de la semaine (un ou plusieurs jours).

RTE propose donc de modifier ce cadre en supprimant la déclaration des indisponibilités et en laissant à l'opérateur d'effacement le choix d'envoyer ou non une prévision de consommation pour le site. Les périodes pour lesquelles aucune prévision n'est envoyée sont alors traitées de manière similaire aux périodes d'indisponibilité : d'une part, elles sont exclues de la période prise en compte dans les indicateurs de qualité ; d'autre part, la courbe de référence du site pour ces périodes est égale à sa courbe de consommation - empêchant ainsi la valorisation d'un effacement.

1.4.1.2.2 Modification des modalités de suivi et de renouvellement de l'homologation aux méthodes par prévision et historique

Le cadre actuel pour l'homologation des sites aux méthodes par prévision et historique prévoit :

- Une homologation initiale (à la maille de chaque site)
- Un suivi mensuel de la qualité de la courbe de référence (à la maille de l'entité d'effacement)
- Un renouvellement annuel de l'homologation (à la maille de chaque site)

RTE propose de simplifier ces dispositions en remplaçant le suivi mensuel à la maille de l'entité et le renouvellement annuel à la maille du site par un suivi mensuel à la maille du site (le renouvellement annuel étant supprimé).

1.4.1.2.3 Modification de la gestion de la capacité minimale d'effacement

RTE propose de permettre aux opérateurs d'effacement de gérer de manière plus dynamique la capacité d'effacement minimale applicable à un site homologué à la méthode par prévision ou par historique en donnant la possibilité de modifier mensuellement la capacité d'effacement minimale - dans la mesure où la valeur proposée reste supérieure à celle retenue pour l'homologation.

1.4.1.2.4 Modification de la période de référence pour le calcul des indicateurs de qualité de la courbe de référence

RTE propose de faire évoluer les modalités de calcul des indicateurs de qualité des méthodes par prévision et historique en excluant des pas de temps pris en compte pour leur calcul ceux pour lesquels la consommation du site est inférieure à la capacité d'effacement minimale du site : cette disposition vise à exclure les périodes pour lesquelles la capacité d'effacement n'est pas disponible (processus effaçable à l'arrêt), celles-ci n'étant pas pertinentes pour l'évaluation de la qualité de la courbe de référence qui sert à l'évaluation des effacements. Elle permet ainsi de recentrer l'évaluation de la qualité de la courbe de référence (prévision ou historique) sur les périodes pertinentes, à savoir celles pour lesquelles la capacité d'effacement est *a priori* disponible.

1.4.1.2.5 Harmonisation du pas de calcul pour la courbe de référence par historique MA et NEBEF

Les modalités proposées dans les règles relatives au mécanisme d'ajustement sur le calcul de la courbe de référence avec la méthode par historique de consommation diffèrent légèrement de celles en vigueur sur le mécanisme NEBEF : le calcul de la référence par historique de consommation est effectué à un pas de temps 30 minutes sur NEBEF, et à un pas de temps inférieur sur le Mécanisme d'Ajustement. Cette différence peut amener à déterminer, pour un même site, deux courbes de référence par historique différentes pour les deux mécanismes.

Afin d'assurer la cohérence entre les modalités prévues sur le mécanisme d'ajustement et sur NEBEF et d'assurer l'unicité de la courbe de référence d'un site calculée avec une méthode donnée, RTE propose d'utiliser le pas de temps 10 minutes pour le calcul de la courbe de référence par historique de consommation sur le mécanisme NEBEF, sans pour autant modifier le pas de temps 30 minutes utilisé pour le calcul des indicateurs de qualité la courbe de référence⁴.

⁴ Cette évolution n'est pas de nature à modifier les résultats produits par la méthode historique pour les variantes « moyenne » (la moyenne sur un pas 30 minutes des références calculées comme une moyenne sur des valeurs au pas 10 minutes est égale à la référence calculée comme une moyenne de valeur préalablement moyennées sur des pas 30 minutes). En revanche, elle est susceptible de modifier les résultats produits par la méthode pour les variantes « médiane » (la moyenne au pas 30 minutes des médianes de valeurs au pas 10 minutes n'étant dans le cas général pas égale à la médiane de valeurs moyennées sur des pas 30 minutes).

1.4.2 Retour des acteurs dans le cadre de la consultation publique et réponses de RTE

1.4.2.1 Evolutions liées à la méthode du rectangle à double référence corrigée

Plusieurs acteurs (ENGIE, Energy Pool) demandent à ce que l'extension à quatre heures de la durée maximale de la plage d'effacement pour la méthode du rectangle à double référence corrigée soit applicable aux entités d'effacement télérelevées.

RTE rappelle que les tests ayant permis de conclure à la possibilité d'extension à quatre heures des effacements contrôlés avec cette méthode ont portés uniquement sur des sites « profilés », qui représentent un segment de consommateurs plus homogène que les sites « télérelevés ». Par ailleurs, RTE souligne que les sites télérelevés peuvent recourir aux méthodes par prévision et par historique, pour lesquelles aucune limitation de durée ne s'applique. En conséquence, RTE maintient la proposition initiale consistant à appliquer cette extension aux entités d'effacement profilées uniquement.

1.4.2.2 Evolutions liées aux méthodes par prévision et par historique de consommation

1.4.2.2.1 Modification des modalités de déclaration des prévisions et des indisponibilités

Energy Pool est favorable à la modification des modalités de déclaration des prévisions et des indisponibilités telles que proposées par RTE.

Plusieurs acteurs (Engie, EDF) se sont prononcés contre les modalités visant à limiter, pour un site homologué à la méthode par prévision, l'envoi d'une unique prévision, en indiquant que la prévision n'est pas systématiquement produite par le site. RTE rappelle que le cadre actuel des règles prévoit que l'homologation est associée au site, et non à l'opérateur d'effacement, cette disposition permettant à un site de conserver son homologation en cas de changement d'opérateur d'effacement. L'évolution proposée, en cohérence avec ce modèle de rattachement de l'homologation à un site, prévoyait que, dans le cas où plusieurs prévisions sont envoyées pour un site, seule la dernière prévision soit retenue pour un site. Les retours des acteurs soulignent que le mode de fonctionnement réel diffère de ce cadre (les opérateurs d'effacement jouant un rôle important dans l'élaboration des prévisions), et qu'en conséquence des problématiques de coordination peuvent apparaître dans le cas des plusieurs opérateurs d'effacement agissant sur un même site. RTE propose donc de ne pas faire évoluer les dispositions existantes dans les règles NEBEF 3.0.

1.4.2.2.2 Modification des modalités de suivi et de renouvellement de l'homologation aux méthodes par prévision et historique

EDF se prononce en faveur des évolutions proposées sur le suivi mensuel et le renouvellement annuel de l'homologation, qui permettent de limiter la participation d'un site ne répondant pas aux critères. Energy Pool ne semble pas favorable à ces dispositions, indiquant que la suppression du contrôle à la maille de l'entité pour un contrôle uniquement à la maille du site de soutirage réduit les possibilités d'agrégation des sites.

RTE propose de maintenir les évolutions proposées dans le cadre de la consultation publique.

1.4.2.2.3 Modification de la gestion de la capacité minimale d'effacement

Evolutions des règles relatives à la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie « NEBEF 3.1 »

Energy Pool demande un assouplissement des modalités des contraintes liées aux méthodes par prévision et historique, et en particulier la possibilité d'une déclaration hebdomadaire, et non pas mensuelle, de la capacité d'effacement minimale. RTE considère que, si cette évolution est envisageable, elle doit s'inscrire dans le cadre plus global de la révision de la dynamique de constitution et de modification des périmètres d'effacement, celle-ci étant actuellement gérée à une fréquence mensuelle.

L'ADEeF demande à ce que la capacité minimale d'effacement des sites RPD homologué aux méthodes par prévision et historique soit transmise au GRD, afin que ceux-ci soient en mesure de contrôler que la valeur de la capacité d'effacement minimale demandée par l'acteur soit bien supérieure à la valeur d'homologation. RTE considère que cette demande est légitime et a intégré dans le projet de règles NEBEF 3.1 la transmission de cette information aux GRD.

1.4.2.2.4 Modification de la période de référence pour le calcul des indicateurs de qualité de la courbe de référence

Les positions des acteurs qui se sont exprimés sur ce sujet sont diverses : ainsi, si Energy Pool est favorable à cette proposition, Eginov et EDF s'y opposent : Eginov regrette que cette proposition n'ait pas été discutée lors des groupes de travail organisés en 2017 et la conteste sur le fond, EDF la soutient mais propose de reporter son entrée en vigueur à une échéance ultérieure.

RTE maintient son analyse et considère que les dispositions existantes relatives à l'homologation aux méthodes par prévision et historiques devront être revues afin d'éviter toute possibilité d'homologation d'un site sur la base de périodes de consommation sans rapport avec les périodes au cours desquels des effacements de consommation pourraient être valorisés. En particulier, RTE ne partage pas l'analyse d'Eginov selon laquelle cette disposition est incohérente avec les objectifs de développement des effacements, ni selon laquelle elle conduirait à exclure des sites de manière injustifiée. En effet, une telle disposition ne vise qu'à garantir la pertinence des données utilisées pour autoriser le recours à une méthode et, si elle amenait à exclure des sites, révélerait que ces sites ne respectent pas l'esprit dans lequel les critères d'homologation ont été fixés. Enfin, RTE rappelle que les critères d'homologation existants dans les règles NEBEF sont des moyennes sur des périodes longues (1 mois minimum) et ne comprennent pas de critères d'évaluation de l'erreur sur les dépassements extrêmes, et permettent en conséquence de bénéficier d'un foisonnement temporel pour le calcul des indicateurs de qualité.

Cependant, RTE comprend qu'une introduction tardive de cette proposition d'évolution puisse être source de difficultés pour les acteurs. En conséquence, RTE propose de ne pas décliner ces évolutions dans les règles NEBEF 3.1 mais de les renvoyer à la prochaine version des règles NEBEF.

1.4.2.2.5 Harmonisation du pas de calcul pour la courbe de référence par historique MA et NEBEF

Energy Pool soutient la proposition de RTE. EDF considère que l'évolution proposée va « dans un sens satisfaisant », mais souhaite qu'elle soit repoussée à une évolution des règles ultérieure. L'ADEeF, tout en considérant que l'harmonisation des règles NEBEF avec les règles MA-RE est souhaitable, s'interroge sur la pertinence de cette évolution et souligne les impacts opérationnels sur leur SI.

RTE rappelle que cette évolution permet de répondre à la demande de cohérence entre les règles MA et NEBEF, et considère que les gains liés à cette mise en cohérence, en permettant aux différents acteurs de n'avoir qu'une méthode unique de détermination de la courbe de référence, ne sont atteints que si cette évolution entre en vigueur simultanément avec la mise en œuvre de la méthode par historique sur le mécanisme d'ajustement. Par ailleurs, RTE rappelle que cette évolution n'entraînera aucune modification du résultat pour les variantes de type « moyenne » et, dans le cas général, ne doit pas avoir d'incidence significative sur la courbe de référence avec les variantes de type « médiane ». RTE propose en conséquence de maintenir cette évolution dans les règles NEBEF 3.1.

1.4.2.3 Autres demandes des acteurs

Direct Energie demande à ce que d'autres méthodes de contrôle du réalisé soient introduites pour les effacements diffus, et permettent de valoriser des effacements sur l'ensemble des plages du mécanisme de capacité. RTE rappelle que l'extension à 4 heures de la plage maximale d'effacement possible avec la méthode du rectangle à double référence corrigée permet la certification à 95% des capacités d'effacement diffuses sur le mécanisme de capacité. Par ailleurs, si les acteurs en font la demande, RTE propose que soit étudiée, dans les phases de concertation à venir, la possibilité d'étendre la méthode par historique à la maille entité d'effacement au mécanisme NEBEF.

Direct Energie indique également « *qu'il conviendrait, pour le diffus, que les règles NEBEF prévoient que les facteurs d'usage utilisés dans le cadre de la reconstitution des flux soient corrigés des effacements réalisés par des opérateurs d'effacement, de sorte à ne pas biaiser l'affectation des énergies* ». RTE considère que ce point ne relève pas des règles NEBEF et doit être abordé dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage.

Energy Pool souhaite que soit mis en place un suivi régulier des offres d'effacement indissociables de la fourniture, permettant de contrôler la pertinence de l'hypothèse "d'effacement long", sur la base de laquelle il a été proposé de ne pas traiter explicitement les cas de simultanéité lorsque la méthode du rectangle à double référence est utilisée. RTE indique que les demandes formulées auprès des fournisseurs de communiquer des informations relatives aux offres d'effacement indissociables de la fourniture n'ont pas abouti à la transmission d'information de nature à remettre en cause les hypothèses avancées lors de la concertation sur les règles NEBEF 3.0.

Energy Pool demande également à ce que l'ensemble des informations associées aux EIF soient transmises aux opérateurs d'effacement, et enfin que ce soit le site qui puisse déclarer à qui revient la priorité en cas d'activation simultanée entre un effacement indissociable de l'offre de fourniture et un effacement activé par un opérateur indépendant. RTE considère que la proposition de laisser au site de soutirage le choix de la « priorité » entre le fournisseur et l'opérateur d'effacement, si elle semble satisfaisante en théorie, pose des contraintes importantes de mise en œuvre qui ne semblent pas proportionnées à l'enjeu à ce stade.

Energy Pool demande également que la limitation de la capacité d'effacement d'un opérateur d'effacement sur la base du « contrôle de performance » (c'est-à-dire de l'écart entre les effacements réalisés et déclarés) soit supprimée, au titre de l'équité de traitement entre les capacités d'effacement et les capacités de production. RTE considère que cette disposition constitue un garde-fou qui n'est, au vu des seuils de limitation fixés par les règles, pas limitant dans les faits, et propose donc de le conserver.

Energy Pool souhaiterait qu'il soit possible d'homologuer des agrégats de site (et non pas seulement des sites). RTE rappelle que la possibilité d'homologuer des agrégats de sites « télérelevés » aux méthodes par prévision et historique nécessite au préalable d'apporter des solutions aux questions relatives aux méthodes de répartition des volumes d'effacement à des mailles inférieures aux agrégats pour lesquels la courbe de référence est élaborée (en particulier, à la maille site pour le modèle corrigé, aux mailles RE et GRD pour la reconstitution des flux et le calcul des écarts, à la maille fournisseur pour le versement). En effet, la méthode de répartition des volumes appliquée pour les sites profilés, qui s'appuie sur l'hypothèse d'une contribution à l'effacement relativement homogène et proportionnelle à la puissance souscrite des sites composant une entité d'effacement, ne semble pas acceptable pour les sites télérelevés ; en conséquence, toute méthode de contrôle du réalisé ne permettant pas de déterminer une courbe de référence à la maille site doit s'accompagner d'une méthode satisfaisante de répartition du volume effacé. RTE invite les acteurs qui le souhaiteraient à proposer des solutions sur cette problématique.

Engie demande à ce que la limitation portant sur le nombre maximum de jours d'indisponibilités exceptionnelles pouvant être déclarés pour la méthode par historique soit supprimée, en indiquant qu'aucune limitation du nombre de jours d'indisponibilité n'est applicable pour la méthode par prévision. RTE rappelle en premier lieu que les jours d'indisponibilités exceptionnelles représentent les indisponibilités « fortuites » du site, et qu'il semble que la limite de 49 jours d'indisponibilité soit à ce titre raisonnable. Par ailleurs, RTE souligne que les indisponibilités exceptionnelles peuvent être déclarées jusqu'en J-2, et qu'en conséquence, un nombre illimité de nombre de jours d'indisponibilités exceptionnelles laisserait une opportunité d'optimisation induite de la courbe de référence.

Equinov demande à ce que la plage d'un programme d'effacement encadrant les heures pour lesquelles la puissance d'effacement est non nulle soit exclue du contrôle de qualité de la courbe de référence. RTE considère que cette demande n'est pas justifiée, dans la mesure où elle supprimerait une incitation pour les opérateurs d'effacement à déclarer sur le mécanisme l'ensemble de l'effacement, et donc à la prise en compte correcte de ces effacements dans les périmètres des responsables d'équilibre.

Voltalis souhaite que plusieurs demandes d'évolution de la méthode du rectangle algébrique site à site soient prises en compte : extension à d'autres rythmes que le 10/30, suppression du temps de pause entre deux effacements, utilisation des ordres envoyés par l'opérateur d'effacement, assouplissement des contraintes d'intersection EDE/EDA pour la simultanéité MA/NEBEF. RTE considère que toute évolution de la méthode du rectangle algébrique site à site doit être conditionnée, comme pour les autres méthodes, à la possibilité d'évaluer la qualité de la courbe de référence qu'elle produit, et donc à mettre en œuvre des protocoles de test permettant d'en comparer les résultats avec ceux fournis par d'autres méthodes adaptées aux effacements diffus. RTE se tient prêt à étudier toute proposition d'évolution de la méthode du rectangle algébrique site à site au travers d'un protocole de test respectant ce cadre d'analyse.

1.5 Autres demandes des acteurs formulées au cours de la consultation publique

1.5.1 Evolutions liées au versement

EDF considère que la création de barèmes de versement plus précis, permettant notamment de distinguer les consommateurs résidentiels et professionnels et d'introduire des barèmes spécifiques pour les offres à effacement, ainsi que la prise en compte de la composante capacité dans le versement, sont des sujets à instruire de manière prioritaire.

Engie demande à ce que RTE notifie les opérateurs d'effacement dans le cas où la prise en compte du report dans le versement mène à l'absence de facturation du versement à un opérateur d'effacement.

Eqinov propose que la période de référence du prix de versement soit étendue aux cotations futures de l'année A du 1^{er} janvier au 31 octobre de l'année A-1.

Voltais déplore fortement que la question du versement dérogatoire n'ait pas été traitée dans ce jeu de règles.

RTE s'est montré volontaire, au cours de l'année 2017, pour instruire les questions relatives au versement, qu'il s'agisse de la déclinaison des évolutions réglementaires (régime dérogatoire de versement) ou de l'évolution du cadre existant (révision de la structure et des modes d'élaboration des barèmes forfaitaires), en organisant plusieurs groupes de travail traitant de ces sujets. Cependant, comme indiqué par RTE au cours de la consultation, aux vues des discussions en cours avec la Commission européenne sur le sujet du versement, il semble préférable d'attendre la fin de l'instruction avant d'envisager toute évolution du dispositif de versement dans les règles. En conséquence, RTE prend note des demandes des acteurs et propose de les traiter postérieurement à l'instruction par la Commission européenne du sujet versement.

1.5.2 Reconduction des modalités transitoires des règles NEBEF 3.0 pour l'homologation des sites

Dans sa réponse à la consultation publique, Smart Grid Energy demande que soient reconduites les modalités transitoires, mises en place dans les règles NEBEF 3.0, relatives à la dérogation d'homologation pour les méthodes par prévision et historique. Pour rappel, ces modalités ont été introduites dans le cadre de « l'hiver tendu » et de l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité : elles permettaient de maximiser la participation des capacités d'effacement dès le 1^{er} janvier 2017, en offrant la possibilité de déroger temporairement à l'obtention préalable d'une homologation pour l'utilisation des méthodes prévision et historique. Cette dérogation s'accompagnait d'un contrôle *ex post* des critères d'homologation et, dans le cas où ce contrôle conduisait à un refus d'homologation, d'une impossibilité pour le site d'utiliser la méthode concernée pendant 12 mois. Smart Grid Energy justifie cette demande de reconduction des dispositions dérogatoires temporaires par la publication tardive des modalités de l'Appel d'Offre Effacements, qui seraient déterminantes pour décider d'engager ou non la certification d'une capacité d'effacement (et donc pour la décision de demander ou non l'homologation aux méthodes prévision / historique NEBEF).

RTE propose de répondre à cette demande en reconduisant, pour la méthode par prévision, des dispositions similaires à celles des règles NEBEF 3.0, à savoir la possibilité, pour un site faisant pour la première fois une demande d'homologation à la méthode par prévision, de participer au mécanisme jusqu'à ce que les résultats de l'homologation soit connus et au plus tard jusqu'au 1^{er} avril 2018 et, dans le cas où le résultat de l'homologation serait négatif, d'empêcher le site de recourir à cette méthode pendant une période de douze mois. En revanche, pour la méthode par historique, RTE considère que cette demande n'est pas justifiée, les modalités structurantes de l'appel d'offre effacement ayant désormais été partagées avec les acteurs, et le délai restant d'ici la fin de l'année étant suffisant pour faire homologuer un site à la méthode par historique et le rattacher à une entité d'effacement.

1.5.3 Modèle corrigé pour les sites RPD

L'ADEEF demande que les dispositions portant sur la transmission par RTE aux GRD des informations permettant l'estimation du volume d'effacement réalisé, mises en œuvre dans le cadre des dispositions transitoires pour l'extension du modèle corrigé aux sites RPD, soient maintenues au-delà de l'échéance maximale pour la bascule vers les modalités cibles du modèle corrigé RPD (1^{er} juillet 2019). RTE accepte la proposition de l'ADEEF, mais tient à préciser que la prestation mentionnée par les GRD (BGC S+1) est une prestation payante optionnelle et ne devrait pas relever des règles NEBEF.

Les GRD demandent par ailleurs qu'un retour d'expérience conjoint entre RTE et les GRD soit réalisé d'ici la bascule vers le modèle cible. RTE partage avec les GRD la volonté de produire un retour d'expérience sur la mise en œuvre du modèle corrigé pour les sites RPD, retour d'expérience qui répond à la demande formulée par la CRE dans sa délibération portant approbation des règles NEBEF 3.0, afin de déterminer s'il est nécessaire d'accélérer la mise en œuvre du modèle d'échanges de données cible. Au vu du faible nombre d'effacements activés sur des sites RPD au modèle corrigé depuis l'entrée en vigueur de ce modèle, le 1^{er} juillet 2017, il semble que trop peu d'éléments sont disponibles à ce jour pour produire un retour d'expérience pertinent. RTE prévoit cependant de produire des éléments, d'ici la fin de l'année 2017, sur la base des données qui seront disponibles.

1.5.4 Echanges SI

Voltalis constate que le formalisme des échanges électroniques décrit dans les spécifications en vigueur n'est pas appliqué par l'ensemble des acteurs, notamment par tous les GRD et indique que ces écarts induisent un coût de traitement significatif. Voltalis demande à ce que l'obligation de conformité aux règles SI soit inscrite dans les Règles NEBEF.

RTE rappelle que le respect du formalisme décrit dans les règles SI pour les échanges d'informations est primordial pour assurer le bon fonctionnement du dispositif et rappelle que, s'agissant des échanges entre les GRD et RTE, la convention d'échange de coordonnées entre un GRD et RTE renvoie bien aux règles SI.

2 EVOLUTIONS DES REGLES RELATIVES AU DISPOSITIF DE RESPONSABLE D'EQUILIBRE « MA-RE 8.3 »

2.1 Evolution des dispositions relatives à la sécurisation financière du dispositif de responsable d'équilibre

2.1.1 Exposé des motifs – introduction

Suite aux tensions sur le marché de l'électricité cet hiver, les trois constats suivants ont été réalisés :

- défaillance de plusieurs responsables d'équilibre disposant de sites de soutirage dans leur périmètre (pour lesquels un arrêt de la consommation n'est pas possible) et n'ayant pas fourni de garantie bancaire (ci-après GB) à RTE. Ces derniers n'avaient pas la solidité financière pour faire face à la montée des prix de marché et de règlement des écarts. Dans leur situation (procédure collective) la fourniture d'un dépôt de liquidité ne permet pas à RTE de garantir le recouvrement des factures d'écarts. En effet, la mise en œuvre de ces dépôts de liquidités (c'est-à-dire le fait que RTE conserve et s'approprie les sommes remises par le RE ou son mandataire sous forme de gages-espèces) est juridiquement contestable en cas de procédure collective ;
- la méthode d'estimation des écarts RPD pour les jours où les données des GRD n'ont pas encore été publiées n'est pas adaptée ;
- RTE a reçu plusieurs demandes (i) de création d'un montant intermédiaire de GB pour les acteurs dont la puissance moyenne de soutirage est comprise entre 25 et 50 MW (le seuil de 200 k€ étant jugé trop élevé) et (ii) d'abaissement des critères de notation long terme à respecter par les garants.

En outre comme mentionné dans notre courrier à la présidence de la CRE du 6 octobre 2017, RTE fait actuellement face à des demandes de contractualisation de la part d'acteurs disposant d'une très faible connaissance du secteur de l'électricité et montrant de fortes fragilités financières. La possibilité de refus de contractualisation par RTE n'est aujourd'hui pas prévue et le volume soutiré prévisionnel des acteurs concernés, basé sur des éléments « déclaratifs » n'est pas suffisant pour autoriser RTE à exiger la fourniture d'une garantie bancaire à première demande.

RTE propose par conséquent de modifier les modalités de sécurisation financière relatives au dispositif de responsable d'équilibre selon les 4 axes suivants :

- Abaissement de la notation des garants ;
- Evolution de la grille de sécurisation financière ;
- Evolution de l'estimation de l'encours RPD ;
- Ajout d'une clause de résiliation en cas de périmètre intégralement déséquilibré.

2.1.2 Abaissement de la notation des garants

2.1.2.1 Situation actuelle

Les notations attendues actuellement sont les suivantes :

- [A] pour la notation Standard & Poor's et/ou Fitch Ratings

- [A2] pour la notation Moody's

2.1.2.2 Proposition RTE

RTE propose d'abaisser d'un cran ces notations qui seraient désormais les suivantes :

- [BBB+] « Perspective stable » pour la notation Standard & Poor's et/ou Fitch Ratings
- [A2] pour la notation Moody's

2.1.2.3 Retours des acteurs

Cette proposition d'évolution a fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs de marché bien que demandée par un grand nombre d'entre eux lors des échanges bilatéraux avec RTE. RTE propose de maintenir cette évolution si et seulement si la proposition de suppression de la franchise de garantie bancaire est acceptée. Dans le cas contraire, RTE propose de maintenir les exigences actuellement en vigueur et supprimer cette évolution.

2.1.3 Evolution de la grille de Sécurisation Financière

2.1.3.1 Situation actuelle

Les modalités de sécurisation financière du dispositif RE en vigueur reposent principalement sur la remise à RTE d'une GB, d'une durée de validité au moins égale à un an, dont le montant est défini suivant la plage de puissance moyenne de soutirage annuelle :

Montant garantie Financière (Garantie Bancaire + Dépôt de liquidités) (k€)	Plage de puissance moyenne de soutirage annuelle (MW)	Encours autorisé (k€)	Volume d'énergie journalier autorisé (MWh/J)
0	≤25	100	1 800
200] 25 ; 50]	200	3 600
300] 50 ; 75]	300	5 400
400] 75 ; 100]	400	7 200
600] 100 ; 150]	600	10 800
800] 150 ; 200]	800	14 400
1 000] 200 ; 250]	1 000	18 000
1 200] 250 ; 300]	1 200	21 600
1 600] 300 ; 400]	1 600	28 800
2 000] 400 ; 500]	2 000	36 000
2 400] 500 ; 600]	2 400	43 200
2 800] 600 ; 700]	2 800	50 400

3 200	> 700	3 200	non limité
5 000	> 700	Non limité	non limité

2.1.3.2 Proposition RTE

RTE propose les modifications de la grille de sécurisation financière suivantes :

- suppression de la franchise de GB pour les acteurs dont la puissance est inférieure à 25 MW : fourniture d'une GB minimale de 50 000 € pour les acteurs dont la puissance est inférieure à 25 MW. Ce montant correspond à 1,5 jour d'écart à un prix moyen de 55 €/MWh du spot (contre 3 jours pour les RE disposant d'une puissance souscrite supérieure ou égale à 25 MW).
- ajout d'un montant intermédiaire de GB : insertion d'un montant de GB intermédiaire de 150 000 € pour les acteurs ayant une puissance souscrite comprise entre 25 et 35 MW. Ce montant correspond à 3 jours d'écart à un prix moyen de 55 €/MWh.

Il est à noter que la première évolution consistant à la suppression de la franchise de garantie bancaire concerne plus de 80 acteurs responsables d'équilibre. Par conséquent, RTE propose une phase transitoire pour les acteurs existants disposant d'un accord de participation en qualité de RE : un délai de 3 mois leur sera accordé à compter de l'entrée en vigueur des règles pour fournir une GB.

La synthèse des évolutions de la grille de sécurisation financière est donnée ci-dessous :

Montant garantie Financière (Garantie Bancaire + Dépôt de liquidités) (k€)	Plage de puissance moyenne de soutirage annuelle (MW)	Encours autorisé (k€)	Volume d'énergie journalier autorisé (MWh/J)
50	≤25	50	1 800
150]25 ; 35]	150	2 500
200] 35 ; 50]	200	3 600
300] 50 ; 75]	300	5 400
400] 75 ; 100]	400	7 200
600] 100 ; 150]	600	10 800
800] 150 ; 200]	800	14 400
1 000] 200 ; 250]	1 000	18 000
1 200] 250 ; 300]	1 200	21 600
1 600] 300 ; 400]	1 600	28 800
2 000] 400 ; 500]	2 000	36 000
2 400] 500 ; 600]	2 400	43 200

2 800] 600 ; 700]	2 800	50 400
3 200	> 700	3 200	non limité
5 000	> 700	non limité	non limité

La possibilité de recourir à la fiducie en alternative au dépôt de liquidités, évoquée lors de la concertation, n'a pas été retenue par RTE dans la mesure où ce mécanisme peut difficilement être mis en place dans les délais prévus pour le recours au dépôt de liquidités (2 jours ouvrés) pour les raisons suivantes :

- seules certaines personnes peuvent avoir la qualité de fiduciaire (notamment les établissements de crédit et les avocats), rendant la constitution de la fiducie particulièrement complexe en cas de dépassement soudain de l'encours autorisé ;
- les exigences de forme afférentes au contrat de fiducie sont également contraignantes au regard des délais prévus pour augmenter une garantie financière, notamment le contrat de fiducie doit (i) prendre la forme d'un acte notarié si elle porte sur un immeuble, et doit (ii) être enregistré dans un délai d'un mois à compter de sa conclusion auprès du service des impôts.

2.1.3.3 Retours des acteurs

L'ajout d'un montant intermédiaire de garantie financière a été accueilli favorablement par les acteurs, en revanche la suppression de la franchise de garantie financière a suscité des retours négatifs de la part d'EQINOV et MARKENER en mentionnant que ce changement n'est pas acceptable pour les petits acteurs et décorrélé du risque réel encouru par RTE, notamment en ce qui concerne les responsables d'équilibre- opérateurs d'effacement.

EQINOV et MARKENER proposent les deux alternatives suivantes : (1) abaissement de la franchise de 25 à 1 MW pour EQINOV, ou de 25 à 15 MW pour MARKENER et ajout de catégories intermédiaires de montant de garantie bancaire ; (2) limitation de la franchise de garantie bancaire aux RE déclaratifs.

Concernant le risque associé aux responsables d'équilibre – opérateurs d'effacement, il est important de rappeler qu'il existe une seule qualité de responsable d'équilibre en vigueur en France. Un opérateur d'effacement peut, en tant que RE, au-delà de son activité d'effacement exercer des achats / ventes sur le marché de gros et intégrer des sites physiques dans son périmètre. Il n'est donc pas possible de différencier le régime de sécurisation financière sur la qualité d'opérateur d'effacement. Si le montant de 50 000 € pour le premier seuil de garantie bancaire peut paraître trop élevé pour un opérateur d'effacement actif uniquement 250h par an et disposant d'1 MW de capacités, le montant de 50 000 € est inversement totalement insuffisant si ce même acteur, en tant que responsable d'équilibre, est actif 24h/24h, ou s'il dispose de plusieurs MWs de capacités d'effacement dans son portefeuille, ou encore si des pics de prix dépassent plusieurs centaines d'euros par MWh pendant plusieurs heures. Le montant de 50 000 € correspond déjà à un critère de dimensionnement plus faible (1,5 jours X 55 €/MWh X 25 MW) que celui en vigueur pour les gros acteurs (3 jours X 55 €/MWh X Nombre de MWs) tenant compte du fait que les petits acteurs auront plus de difficultés à obtenir une garantie bancaire.

Concernant la possibilité de diminuer le seuil de franchise de garantie bancaire, RTE partage le fait que cette mesure participe à la limitation du risque néanmoins cette évolution ne sera pas suffisante dans la mesure où (1) elle ne permet pas de garantir qu'un organisme externe spécialisé dans l'analyse des risques financiers (ie une banque ou assurance) étudie l'activité du responsable d'équilibre (à noter 97 RE sont en-dessous du seuil de 1 MW aujourd'hui), (2) elle ne permet pas de limiter le risque de contrepartie ou risque de fraude ex-ante pour l'ensemble des responsables d'équilibre (la déclaration de la puissance moyenne de soutirage envisagée restant une donnée déclarative), et (3) elle ne permet pas à RTE de garantir un montant minimum de recouvrement des factures d'écarts en cas de défaillance d'un acteur de marché (procédure collective).

Concernant la possibilité de limiter l'obligation de fournir une garantie bancaire aux seuls acteurs souhaitant intégrer des sites physiques dans leur périmètre, RTE partage le fait que cette mesure participe à la limitation du risque ; néanmoins cette évolution n'est pas suffisante pour les mêmes raisons que celles précédemment citées.

RTE a interrogé les autres GRT européens au sujet de l'exigence d'une garantie financière. Sur les 24 répondants (hors RTE), 20 GRTs déclarent exiger une garantie financière de l'ensemble de leurs RE et 4 GRTs déclarent l'exiger seulement d'une partie de leurs RE. Ces derniers ont mentionné les limites suivantes à leur obligation de fournir une garantie financière :

- (1) les sociétés disposant d'une note d'un organisme de notation suffisamment élevée n'ont pas l'obligation de fournir une garantie bancaire ;
- (2) le GRT, les GRD et les bourses actives n'ont pas besoin de fournir une garantie financière.

A titre d'exemples :

- le montant minimal de garantie financière exigé en Belgique par ELIA est égal à 93 000 € (http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/Balancing/201703_MasterARP_FR.pdf).
- le montant minimal exigé en Norvège par Statnett est égal à 40 000 € (<https://www.esett.com/handbook/>)
- Le montant minimal exigé en Suisse par Swissgrid est égal à 100 000 € (https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/legal_system/balance_group/en/01_Appendix_1-General_BG_Regulations_V2-0_EN.pdf).

Au regard des retours des autres GRT européens, le cas de la France semble bien isolé et RTE propose de maintenir sa demande d'évolution de la grille de sécurisation financière.

2.1.4 Estimation de l'encours RPD

2.1.4.1 Situation actuelle

L'encours d'un responsable d'équilibre est constitué des éléments suivants :

- les factures et factures d'avoir adressées au RE (écarts, frais de gestion, pénalités de retard, soutirage et injection physique) et non réglées ;
- les éléments de facturation pour le mois échu, non encore facturés ;
- les éléments de facturation pour les jours compris entre le 1^{er} du mois et J-1.

Si le périmètre d'équilibre du RE contient au moins un site raccordé au RPD, pour chaque journée où les données des gestionnaires de réseau de distribution ne sont pas encore disponibles, RTE établit les éléments de facturation relatifs à l'écart à partir d'une estimation basée sur un historique des douze dernières semaines de données disponibles selon la formule suivante :

$$\text{BGC estimé (J)} = \text{BGC prod max (12 semaines)} - \text{BGC conso min (12 semaines)}$$

Avec :

- **BGC_conso_min (12 semaines)** : courbe de charge calculée par RTE de **consommation minimale journalière** du RE sur la base d'un historique de 12 semaines
- **BGC_prod_max (12 semaines)** : courbe de charge calculée par RTE de **production maximale journalière** du RE sur la base d'un historique de 12 semaines

2.1.4.2 Proposition RTE

L'estimation actuelle de l'encours RPD tend à minimiser l'écart du RE sur son périmètre RPD par l'application de la « conso min » journalière et la « production max » journalière sur une période de 12 semaines.

A titre d'exemple en décembre 2016, si la journée de consommation minimale tombe un dimanche de septembre, les jours pour lesquels RTE ne dispose pas de données de la part du GRD sont alors tous considérés comme ayant une consommation équivalente à celle d'un « dimanche de septembre ».

Cette estimation ne permet pas d'évaluer finement les risques financiers pour RTE. Aussi RTE propose une évolution de l'estimation des données RPD par une recopie des dernières données reçues des GRD pour le jour concerné (dernier BGC reçu) :

$$\text{BGC J (Semaine S)} = \text{BGC J (Semaine S-3 /S-2)}$$

2.1.4.3 Retours des acteurs

Seul EDF a exprimé des remarques concernant l'évolution proposée par RTE en mentionnant que la nouvelle méthode proposée risque de surestimer l'encours de façon injustifiée lorsque la semaine à évaluer est moins froide que la semaine prise en référence (S-2).

EDF propose 2 alternatives : Utiliser le BGC (S+1) tel que fourni par certains GRD ; Etablir un BGC min s'appuyant sur les 3 dernières semaines hors Jours Fériés.

RTE n'a pas accès à la donnée BGC (S+1) des GRD mais confirme l'intérêt de cette proposition. Des travaux sont en cours avec les GRD afin de réduire le délai de reconstitution des écarts en conformité avec les orientations de la CRE relatives à la feuille de route de l'équilibrage. A la cible, seule une semaine de BGC devra être estimée par RTE.

Dans l'attente de cette évolution, RTE souhaite faire évoluer la méthode d'estimation sans ajouter de la complexité. Avec la méthode proposée, RTE partage le fait que le risque de surestimer existe, tout comme (de manière équivalente) le risque de sous-estimer lorsque la semaine à évaluer est plus froide que la semaine de prise de référence (S-2), néanmoins cette méthode est adaptée aux enjeux considérés.

RTE restera vigilant à l'utilisation de cette donnée estimée et rappelle que l'encours est mis à jour quotidiennement. Si une donnée est provisoirement sous-estimée/sur-estimée, elle sera remplacée dès la prochaine échéance de calcul des écarts (S+3, M+X).

Enfin, il est à noter que le dépassement d'encours n'entraîne pas automatiquement une résiliation du contrat de RE par RTE mais uniquement une demande de réévaluation de la garantie financière. A la suite d'une demande de réévaluation de garantie financière, si l'encours du RE repasse en-dessous de l'encours autorisé, la demande de RTE est automatiquement levée conformément à l'article C.4.6.2.

2.1.5 Ajout d'une clause de résiliation par RTE

2.1.5.1 Situation actuelle

Les règles en vigueur donnent la possibilité à RTE de résilier un accord de participation en qualité de RE dans six conditions précises détaillées à l'article C.7.2 des règles RE (absence de garantie financière valide, incident de paiement, écarts promettant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, absence totale d'activité). Dans ces conditions, un responsable d'équilibre ayant un périmètre totalement déséquilibré (absence de possibilité de s'équilibrer caractérisée par une absence totale de soutirage ou absence totale d'injection) peut rester actif dans la mesure où ces écarts ne sont pas significatifs pour le réseau et son encours ne dépasse pas sa garantie bancaire.

2.1.5.2 Proposition RTE

Dans le cas d'un périmètre totalement déséquilibré avec absence totale d'injection de la part du RE, RTE propose d'accélérer la procédure de résiliation en ajoutant la possibilité pour RTE de résilier l'accord de participation de RE, après mise en demeure, dès lors que les deux conditions suivantes sont remplies :

- Condition 1 : son encours dépasse son encours autorisé ;
- Condition 2 : absence totale d'injection dans le périmètre du RE pendant plus de 7 jours tandis que ses soutirages sont non nuls.

2.1.5.3 Retours des acteurs

Cette proposition d'évolution a fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs de marché. RTE propose de maintenir cette évolution.

2.2 Autres évolutions relatives au mécanisme RE

Les paragraphes suivants détaillent les autres évolutions de la section 2 des règles MA-RE.

2.2.1 Révision de la clause de résiliation

Le chapitre D comprend un article D.17.2 « Résiliation à l'initiative de RTE » qui explicite le processus de résiliation du contrat RTE-RE (notamment le processus de résiliation du contrat RTE-RE à l'initiative de RTE) dont les modalités sont fixées par le chapitre C des Règles RE (le chapitre C composant les conditions générales du contrat RTE-RE).

En toute logique, cet article D.17.2 devrait être en cohérence avec l'article C.7.2. Or, tel n'est pas le cas aujourd'hui: le contenu de l'article C.7.2 a évolué sans que l'article D.17.2 ne soit mis en cohérence.

Des propositions de modifications de l'article D.17.2 ont donc été réalisées, en particulier sur les points ci-après :

- en l'absence de régularisation dans le délai imparti par la mise en demeure, RTE « peut » résilier son contrat avec le RE : la résiliation n'est pas « automatique », RTE ayant la possibilité de ne pas aller jusqu'au bout du processus de résiliation ;
- en l'absence de régularisation dans le délai imparti par la mise en demeure, RTE notifie au RE, par LRAR, la résiliation de son accord de participation en qualité de RE en précisant le motif fondant la résiliation et la date d'effet de la résiliation : la date d'effet de la résiliation est déterminée dans la LRAR, elle n'est pas fixée a priori dans les Règles RE.
- conformément à l'article C.7.2, RTE tient les GRD sur le(s) réseau(x) desquels le RE était considéré comme RE Actif informés de la résiliation en même temps que le RE.

Enfin, une mise en cohérence de l'article C.8.3.4 avec l'article C.7.2 était également nécessaire.

2.2.2 Intégration des flux financiers relatifs aux écarts d'arrondi dans le CAE

Les écarts d'arrondi correspondent à la différence entre la somme des échanges programmés aux frontières résultant du couplage et le solde des achats et ventes sélectionnés par le couplage.

L'écart d'arrondi donne lieu à l'établissement d'une facture entre RTE et les NEMO concernés, au prix du marché journalier de l'électricité établis par chaque NEMO des Pas demi-Horaire impactés.

Ces écarts d'arrondi sont affectés à des périmètres d'équilibres spécifiques. RTE est responsable financièrement des Ecart de ces périmètres d'équilibre spécifiques.

Ces écarts contribuant à un écart sur le système électrique, RTE préconise d'intégrer ces flux financiers au sein du CAE dans la continuité des éléments ajoutés au sein des règles V8. L'article 5.9 « Gestion des écarts d'arrondi » a été ajouté en conséquence.

2.2.3 Correction du Résidu financier national

La reconstitution des flux liée au dispositif RE a été mise à jour pour prendre en compte les volumes des entités profilées des mécanismes MA, NEBEF et SSY dans le cadre de la mise à jour des règles V7.

Ainsi, l'ensemble des calculs de la réconciliation temporelle ont été modifiés en conséquence pour intégrer ces différents volumes sauf le calcul du résidu financier national. Etant donné les faibles volumes liés aux entités profilées des mécanismes MA et NEBEF des années précédentes, il n'y a pas eu d'impact financier. Cependant, RTE propose de régulariser cette formule au sein de l'article C.16.1.10.

Pour information, la douzième réconciliation temporelle (couvrant la période de juillet 2015 à juin 2016) intégrera cette correction.

2.2.4 Publication des données RPD à la maille nationale

Suite à la mise en concertation du Projet de Programme de Travail 2017 du GT Recoflux, les responsables d'équilibre ont émis le besoin d'obtenir plus fréquemment les indicateurs des flux RPD transmis habituellement par RTE lors de chaque GT Recoflux.

RTE a proposé, lors du GT Recoflux de mars 2017, de mettre à disposition sur le site internet de RTE les courbes transmises par les GRD agrégées à la maille nationale. Les acteurs ont confirmé l'intérêt de ce nouveau service public en séance et par mail.

Evolutions des règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre « MA-RE 8.3 »

Les articles C.15.4.3.1 et D.15.3.3 ont été modifiés pour préciser la mise à disposition de ces nouvelles données.

2.2.5 Diminution des délais de publication des courbes de charges RPD

Afin d'être conforme aux publications existantes, RTE propose de mettre à jour les articles C.15.4.3.1, C.15.4.3.2, D.15.2.1.2, D.15.3.1 afin de préciser que la publication des courbes de charges RPD s'effectue au plus tard le vendredi de la semaine S+2 et non le jeudi de la semaine S+3.

En effet, RTE publie actuellement (en plus des courbes déjà prévues en S+2), les données suivantes :

- La Courbe de Charge de référence nationale ;
- L'Ecart National de Profilage ;
- Le Coefficient de Calage national ;

Pour chaque RE Actif sur le réseau du GRD :

- la Courbe de Charge Estimée de consommation calée ;
- le Bilan Global de Consommation.

2.2.6 Prise en compte du report de consommation NEBEF dans le dispositif de responsable d'équilibre

L'intégration du report de consommation dans le mécanisme NEBEF induit des évolutions sur le dispositif de responsable d'équilibre, notamment dans le calcul des écarts des responsables d'équilibre et dans la prise en compte, par les GRD, des volumes de report pour les sites RPD au modèle corrigé. Ces évolutions sont portées dans la section 2, chapitre A à D des règles MA-RE, ainsi que dans le chapitre E des règles déclinant la prise en compte du report sur les sites RPD au modèle corrigé.

Les acteurs ont accueilli favorablement ces propositions d'évolutions complémentaires. Les réponses aux questions posées par les acteurs sont directement intégrées dans l'annexe 3.

ANNEXE 1 – TABLEAU RECAPITULATIF DES EVOLUTIONS ET DES DATES DE MISE EN ŒUVRE DU MECANISME NEBEF

Evolution	Date	Commentaire
Mise en œuvre le 1^{er} janvier 2018		
Possibilité de bascule infra-mensuelle vers la méthode de contrôle du réalisé du rectangle à double référence corrigée les jours PP2		
Extension à 4 heures de la plage d'effacement maximale de la méthode du rectangle à double référence corrigée pour les EDE profilées		
Evolutions des modalités de déclarations des prévisions et indisponibilités pour la méthode par prévision		
Evolutions des modalités de suivi et renouvellement de l'homologation		
Harmonisation du pas de calcul pour le calcul de la courbe de référence historique MA et NEBEF		
Modalités dérogatoires transitoires pour l'homologation à la méthode par prévision		
Mise en œuvre à une date postérieure au 1^{er} janvier 2018		
Simultanéité d'une offre d'ajustement activée sur MA/NEBEF	Dates D et D'	Date D : mise en œuvre prévue mi-2018 Date D' : mise en œuvre visée d'ici fin 2018
Prise en compte du report de consommation pour les Entités d'Effacement Télérelevées constituées exclusivement de sites RPT (Date E) et pour l'ensemble des Entités d'Effacement Télérelevées (Date E')	Dates E et E'	Date E : mise en œuvre prévue au second trimestre 2018 Date E' : mise en œuvre prévue quatrième trimestre 2018

ANNEXE 2 – TABLEAU RECAPITULATIF DES EVOLUTIONS ET DES DATES DE MISE EN ŒUVRE DU DISPOSITIF DE RESPONSABLE D'EQUILIBRE

Section	Evolution	Date	Commentaires
Mise en œuvre le 1er janvier 2018			
1 & 2	Sécu-fi : abaissement de la notation des garants		
2	Sécu-fi : correction de la grille de sécurisation financière pour inclure le cas d'un acteur sans GB		
2	Sécu-fi : ajout d'une clause de résiliation par RTE		
2	Sécu-fi : correction de la méthode d'estimation de l'encours RPD		
2	Révision de la clause de résiliation RE (CART TURPE 5)		
2	Correction de la formule du résidu financier national		
2	Mise à jour des délais de publication des courbes de charges RPD		
2	Modification Annexe C7		
1 & 2	Annexe 3 - Correction domiciliation bancaire de RTE		
1 & 2	Pénalités de retard		
1 & 2	Evolution du modèle de GB		
Mise en œuvre à une date postérieure au 1er janvier 2018			
2	Suspension du contrat d'un RE <i>Date héritée des règles v8.2</i>	Date D (section 2)	S1 2018
2	Dispositif de programmation des échanges de blocs <i>Date héritée des règles v8.2</i>	Date E (section 2)	T1 2018
2	Publication des données RPD à la maille nationale	Date F (section 2)	mars-18



ANNEXE 3 – REPNSES DETAILLEES DE RTE AUX REMARQUES DES ACTEURS SUR LE PROJET DE REGLES RE SOUMIS EN CONSULTATION PUBLIQUE

Sujet	Acteur	Type de remarque	n° Article	Commentaire(s)	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
Sécurisation financière	Energy Pool	Commentaire		Energy Pool est favorable à la création de seuils supplémentaires entre 0 et 200 k€		RTE accueille favorablement ce retour.
	Eqinov	Proposition de modification	B.14.2	<p>Comme déjà expliqué lors des GT et des consultations précédentes, EQINOV ne peut accepter que la franchise de Garantie Bancaire puisse être supprimée pour les petits acteurs et en particulier les opérateurs d'effacement ayant une puissance moyenne annuelle de soutirage extrêmement faible du fait de l'activation de leurs capacités au plus 250 heures de tension dans l'année. Par ailleurs, EQINOV regrette que la progressivité soit proposée uniquement pour les gros acteurs dans la matrice de RTE et qu'aucune progressivité ne soit proposée en accompagnement de la suppression de la franchise pour les petits acteurs alors même qu'il s'agit de ceux ayant le plus de difficulté à obtenir une Garantie Bancaire auprès des organismes financiers.</p> <p>Le montant de la garantie bancaire demandée (ramenée en €/MW) est totalement décorrélé du volume d'activité des opérateurs d'effacement et du risque réel encouru par RTE. A titre d'illustration, un opérateur d'effacement disposant de 1 MW de flexibilité dans son portefeuille (soit 0.03 MW de puissance annuelle de soutirage), dont la valeur sur le marché spot est au plus de 40 000€ au regard des 250h de plus forte tension en 2016-2017, devrait supporter 50 000€ de Garantie Bancaire alors que le risque qu'il fait encourir à RTE est de 44 000 € (1 MW x 250h x 176€/MWh avec 176€/MWh le prix des écarts négatifs sur les 250h durant lesquels le spot était le plus élevé).</p> <p>EQINOV considère donc impératif de maintenir une franchise pour les acteurs disposant d'une puissance annuelle de soutirage inférieure à 1 MW.</p> <p>Pour les raisons exposées précédemment, EQINOV demande à ce que la Garantie Bancaire soit graduelle pour les petits responsables d'équilibre comme pour les gros responsables d'équilibre :</p> <p>Puissance annuelle de soutirage < 1 MW : franchise de Garantie Bancaire</p> <p>Puissance annuelle de soutirage < 5 MW : 10 000€</p> <p>Puissance annuelle de soutirage < 10 MW : 20 000€</p> <p>Puissance annuelle de soutirage < 20 MW : 30 000€</p> <p>Puissance annuelle de soutirage < 30 MW : 40 000€</p>		Cf 2.1.3.3
	Markener	Modification	C.4.3	Cette franchise de garantie bancaire est essentielle à l'entrée de nouveaux acteurs et au	Conserver une franchise de garantie bancaire	Cf 2.1.3.3

			<p>maintien de petits acteurs, notamment pour les sociétés de services qui n'ont pas vocation à échanger de gros volumes et ne vont pas avoir dans leur périmètre de sites de soutirage dont l'arrêt de consommation n'est pas possible ou même de sites de soutirage tout court.</p> <p>La suppression de la franchise de garantie bancaire va notamment pénaliser les acteurs souhaitant proposer des services de valorisation de production de petits sites de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ainsi que des services s'appuyant sur le nouveau système de prix unique d'équilibre en aidant RTE à équilibrer le réseau</p>	<p>pour les acteurs de puissance moyenne de soutirage annuelle inférieure à 25 MW à l'identique ou avec les adaptations suivantes si nécessaire pour RTE :</p> <ul style="list-style-type: none"> o Réduction de 25 MW à 15 MW de la limite de franchise de garantie bancaire o Limitation de la franchise de garantie bancaire aux seuls acteurs n'ayant pas de sites de soutirage dans leur périmètre. 		
EDF	Modification	C.4.1	<p>Calcul de l'en-cours dû par le RE :</p> <p>EDF partage l'analyse de RTE selon laquelle le calcul actuel (consommation minimale sur 12 semaines) tend à minimiser les écarts négatifs du RE. La proposition de RTE (recopie du dernier BGC reçu, S-2 ou S-3) risque cependant de surestimer cet encours lorsque la semaine à évaluer est moins froide que la semaine prise en référence.</p> <p>Afin de minimiser cet impact, EDF suggère d'utiliser le BGC S+1 établi par certains GRD.</p> <p>EDF suggère également que d'autres solutions intermédiaires soient envisagées (par exemple minimum des 3 derniers BGC connus sur le même jour de la semaine, hors jours fériés).</p>		Cf 2.1.4.3	
Autre	EDF	Modification	C.16.1.5	<p>Il semble que la formule de l'étape dite de « normalisation » est incorrecte : « RTE corrige donc la CdCestim.conso.corrigée.calée RE,GRD,A du RE sur chaque GRD pour retrouver l'énergie annuelle de la CdCestim.conso.corrigée.RE,GRD(M+14) sur la Période Annuelle A. »</p> <p>La CdCestim.conso.corrigée est en effet artificiellement creusée (lors de l'étape du C.16.1.4), alors qu'il faut ici viser l'énergie réelle de la courbe de charge (avant son rebouchage « hors effacement » au C.16.1.6).</p> <p>Il faut donc retrouver l'énergie annuelle de la CdCestim.conso RE,GRD(M+14).</p>	<p>« RTE corrige donc la CdCestim.conso.corrigée.calée RE,GRD,A du RE sur chaque GRD pour retrouver l'énergie annuelle de la CdCestim.conso RE,GRD(M+14) sur la Période Annuelle A. »</p>	Effectivement, nous corrigeons la description de cette étape, cependant nous confirmons que les formules précisées sont correctes.
	EDF	Modification	C.20.1	<p>Indemnisation du RE en cas d'indisponibilité du réseau : la rédaction de cet article est insuffisamment précise et peut donner lieu à des divergences d'interprétation.</p>	<p>Dans un souci de clarification, EDF demande de préciser que l'écart du RE pris en compte dans le calcul de l'énergie indemnisée est celui résultant de l'ajustement rectificatif tracé par RTE selon les modalités définies dans le CART et l'article 4.4.3.2 de la section 1</p> <p>(et non l'écart RE antérieur à l'ajustement)</p>	Effectivement, l'indemnisation du RE peut être précisée en cas d'indisponibilité du réseau amont considérée comme provenant du réseau d'évacuation. RTE propose d'instruire ce point dans le cadre de la consultation de la prochaine version des règles MA RE.
	EDF	Modification	D.12 E.6.1	<p>Autoconsommation</p> <p>Dans le calcul de la consommation ajustée, tenir compte de l'énergie autoconsommée dans une opération d'autoconsommation collective</p>	<p>Ajouter à la définition de la consommation ajustée</p> <p>« moins le cas échéant l'énergie attribuée au site dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective »</p>	<p>Afin de conserver une cohérence sur le calcul des écarts de RE, RTE confirme la nécessité de modifier les chapitres A-D et E dans le cadre d'une future révision des règles MA RE afin de :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Modifier la formule de la consommation ajustée : retrait de la part d'autoconsommation calculée via le dispositif transitoire du site de soutirage du RE du fournisseur de complément - Modifier des données transmises à RTE par les GRD : ajout de la part

						<p>d'autoconsommation calculée via le dispositif transitoire dans la courbe de charge Télérelevée de Consommation du site de production du RE du producteur</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ajouter le nouvel accord de rattachement entre le RE et le producteur <p>Cependant, il a été convenu avec la CRE et Enedis d'impacter les règles MA RE uniquement à la suite du REX effectué sur le dispositif transitoire et de la concertation menée pour préciser les impacts du dispositif cible d'autoconsommation collective. En tant que règle transitoire, Enedis a confirmé que l'opération d'autoconsommation collective est couverte par la mise à jour du contrat GRD-RE, la note décrivant les modalités de traitement durant cette phase transitoire et l'accord de rattachement conclu entre le producteur et le Responsable d'Equilibre.</p>
Transparence	EDF	Commentaire	C.15.4.6	Publication des volumes d'énergie de réglage : de façon similaire à la publication de l'énergie ajustée par EDA injection, EDF demande à RTE d'instruire la publication de l'énergie de réglage primaire/secondaire par ESSY injection rattachée au périmètre du RE.		<p>RTE confirme d'instruire la publication de l'énergie de réglage primaire/secondaire par EDR injection dont les sites sont rattachés au périmètre du RE à l'instar de la publication des EDA injection dans la cadre de la mise en oeuvre d'un nouveau service de données à disposition des RE.</p> <p>Cette instruction ne nécessite pas de mise à jour complémentaire des règles MA RE.</p>
	Uniper	Commentaire		<p>Transparence Uniper soutient toute évolution apportant une meilleure transparence, au plus proche du temps réel. Aussi Uniper est favorable à :</p> <ul style="list-style-type: none"> - la réduction des délais de publication des courbes de charges RPD ; - la publication aux RE des activation automatique d'offres d'ajustement pour le traitement des contraintes réseau (cf. commentaire précédent) ; - la publication des données RPD à la maille nationale. 		RTE accueille favorablement ce retour
	Uniper	Commentaire		<p>Modification Annexe C7 Uniper soutient toute évolution permettant la clarification et la facilitation des échanges relatifs aux responsabilités sur les données de comptage.</p>		RTE accueille favorablement ce retour