Le réseau de transport d'électricité

L'ELECTRICITE EN RESEAU

Système cible de reconstitution des flux

Appel à contributions

-

6 novembre 2020

SOMMAIRE

1 Exposé des motifs 3

2 Objet du document 3

3 Rappel des évolutions déjà engagées sur le système cible 3

4 Utilisation des énergies quotidiennes et modélisation des pertes 5

5 Convergence des processus écarts et réconciliation temporelle 7

5.1 Rappel des processus actuels 7

5.2 Modèle cible et principes retenus 8

5.3 Eléments structurants à intégrer pour définir le calendrier 8

5.3.1 Pas des données de mesure des sites profilés 8

5.3.2 Calendrier de déploiement des compteurs communicants 9

5.3.3 RE bouclant 9

5.3.4 Passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes (ISP15) 10

5.3.5 Calendrier de convergence des processus de reconstitution des flux 10

5.4 Proposition de trajectoire 11

5.5 Date de clôture du processus écart/récotemp fusionné 16

5.6 Accompagnement des acteurs 17

Annexes

Annexe 1 : Description des processus actuels de reconstitution des flux 18

Annexe 2 : Tableau récapitulatif des processus de la trajectoire proposée 21

1 EXPOSE DES MOTIFS

La reconstitution des flux a pour objectif l'allocation d'énergie au pas de règlement des écarts (30' jusqu'en 2024, puis 15'), aux différents Responsables d'Equilibre (RE), des consommations (y compris les Pertes des gestionnaires de réseau) et productions sur le réseau métropolitain. Cette allocation sert de référence pour les RE qui s'engagent contractuellement auprès de RTE à compenser financièrement les écarts au pas de règlement des écarts entre l'électricité injectée et soutirée allouée à la maille de leur périmètre. Le dispositif de Responsable d'Equilibre permet ainsi à RTE de répercuter les coûts qu'il supporte pour l'ajustement entre production et consommation, indispensable à la tenue du réseau.

2 OBJET DU DOCUMENT

Ce document constitue un appel à contributions auprès des différentes parties prenantes de la reconstitution des flux, en vue de mettre en place un système cible tirant pleinement parti de la généralisation des compteurs communicants et visant les objectifs suivants :

- ✓ Fiabiliser l'allocation des énergies aux RE, dont les RE des Pertes
  - réduire les incertitudes globales du système ;
  - responsabiliser les RE sur la réalité de leurs consommations et de leurs productions

- ✓ Réduire la temporalité des processus pour maîtriser les encours financiers
  - transformer le processus Recotemp se dénouant en octobre A+2 (ce qui peut aller jusqu'à M+28) ;
  - limiter les effets d'extrapolation de fin de période comptable

- ✓ Aider à la prévisibilité des allocations en volume et en forme pour limiter les risques d'écarts
  - accélérer la transmission de données

- ✓ Simplifier le système
  - faire converger les processus écarts et réconciliation temporelle ;
  - limiter l'usage de modèles

RTE et Enedis remercient l'ensemble des acteurs pour la qualité des échanges lors de la concertation menée sur le sujet au sein du GT MA-RE et CGP, qui ont permis d'enrichir l'instruction du sujet.

3 RAPPEL DES EVOLUTIONS DEJA ENGAGEES SUR LE SYSTEME CIBLE

Le Comité de Gouvernance du Profilage (CGP), piloté par Enedis, assure la concertation sur les évolutions du profilage et sur les impacts des compteurs communicants sur le système de reconstitution des flux. Il réunit l'ensemble des parties prenantes : RTE, les GRD, les RE, les fournisseurs et les services de la CRE.

Dans ses délibérations du 3 mai 2018 (2018-099) et du 26 septembre 2019 (2019-217), la CRE a approuvé deux évolutions majeures du système de reconstitution des flux, pour tenir compte de la mise en œuvre progressive des compteurs communicants :

- ✓ L'application en deux étapes d'un modèle de profilage dynamique pour reconstituer les flux demi-horaires d'électricité des sites profilés BT ≤ 36 kVA :
  - juillet 2018 : application du profilage dynamique au processus Recotemp ;
  - juillet 2020 : application du profilage dynamique aux processus Ecarts et Recotemp.

- ✓ La généralisation en deux vagues « au plus tard » du traitement en courbe de charge des sites BT > 36 kVA et HTA :
  - le 31 décembre 2020 pour les sites avec une puissance > 110 kVA (kW pour les HTA) ;
  - le 31 décembre 2022 pour tous les autres sites en BT> 36 kVA ou HTA

Des évolutions complémentaires ont été approuvées par la CRE dans sa délibération du 30 avril 2020 (2020-084) et intégrées au chapitre F de la section 2 des règles MA-RE applicable à compter du 1er juillet 2020 :

- ✓ Extension du périmètre d'application du profilage dynamique à 6 nouveaux profils (RES3, RES4, PRO3, PRO4, PRO5, PRD3) permettant de couvrir la quasi-totalité des sites profilés en cible (> 99 % de l'énergie profilée BT ≤ 36 kVA) ;

- ✓ Evolution des règles de calcul des consommations et productions demi-horaires profilées pour le processus « Ecarts », via la suppression au plus tard au 31/12/24 de la règle dite du S-X (encore appelée « gel des index ») en cohérence avec l'application du Prix de Règlement des Ecarts en Recotemp. Le processus « Ecarts », qui délivre des résultats rapidement, dès S+1 (à compter de 2021), est ainsi rapproché du processus Recotemp dont les résultats ne sont connus que tardivement, en octobre A+2, mais que les RE doivent désormais prévoir afin de minimiser leur coût de déséquilibre.

Pour aller plus loin, le CGP a engagé le 5 février 2019 une concertation en vue de définir le système cible de reconstitution des flux valorisant pleinement les données des compteurs communicants.

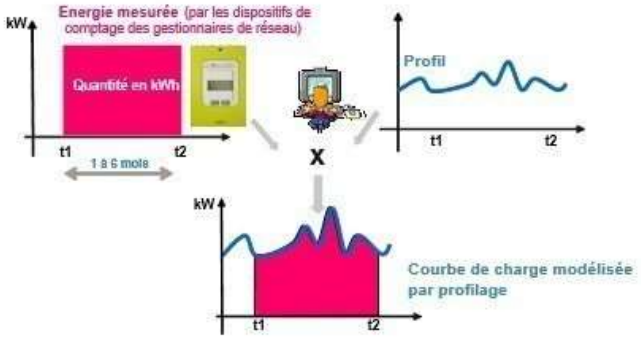
Des évolutions en rupture ont ainsi été proposées. Elles consistent à utiliser les relevés d'énergies quotidiennes Linky pour les calculs de reconstitution des flux, à mesurer les pertes journalières par différence entre l'injection et le soutirage, et à fusionner progressivement les processus de reconstitution en un processus mensuel, soldé en M+12.

Elles sont détaillées dans les paragraphes suivants.

4 UTILISATION DES ENERGIES QUOTIDIENNES ET MODELISATION DES PERTES

Les calculs de reconstitution des flux s'appuient à ce jour sur l'utilisation d'une gamme de 29 profils (établis par Enedis) permettant d'estimer la consommation et la production demi-horaire des sites pour lesquels la courbe de charge n'est pas exploitée ou disponible.

La courbe de charge profilée (modélisée par profilage) est plus précisément déterminée en recalant les profils sur les énergies réelles mesurées par les dispositifs de comptage des gestionnaires de réseau et utilisées pour la facturation des offres fournisseurs (énergies mensuelles lorsque les compteurs sont communicants), comme illustrée ci-dessous :



Enedis propose d'utiliser davantage de données de mesure, en exploitant en cible les index journaliers de consommation et de production collectées quotidiennement par l'infrastructure des compteurs communicants BT ≤ 36 kVA, en cours de déploiement. A l'issue de ce déploiement, ces données pourront ainsi être utilisées pour calculer chaque jour les Facteurs d'Usage (FU) et recaler ainsi les profils sur les énergies mesurées. Les avantages de l'utilisation des données journalières :

- Utilisation des données disponibles, sans coût supplémentaire de collecte, sans remise en cause des règles sur le consentement client au traitement des données ;
- Une meilleure allocation d'énergie au pas journalier (les profils seront ainsi utilisés principalement pour l'infraday) ;
- Une meilleure allocation par RE. Les différences de consommation/production entre les portefeuilles des différents RE seront connues au pas jour, facilitant les offres ciblées, et rendant plus précis les autres processus s'appuyant sur les résultats de la reconstitution des flux (Capacité, ARENH, …) ;
- Des calculs plus rapidement convergents (les données de mesure utilisées étant collectées quotidiennement).

L'exploitation des énergies journalières des sites profilés en BT ≤ 36 kVA et l'utilisation généralisée (déjà décidée) des courbes de charge pour les sites BT > 36 kVA et HTA permettrait ainsi des allocations d'énergie approchant la réalité physique au pas jour sans utiliser de « modèle ». Dans ces conditions, Enedis propose de déterminer les pertes journalières de distribution à la maille de réseau par différence entre l'injection et le soutirage au pas jour, et de maintenir un modèle uniquement pour calculer la répartition infrajournalière.

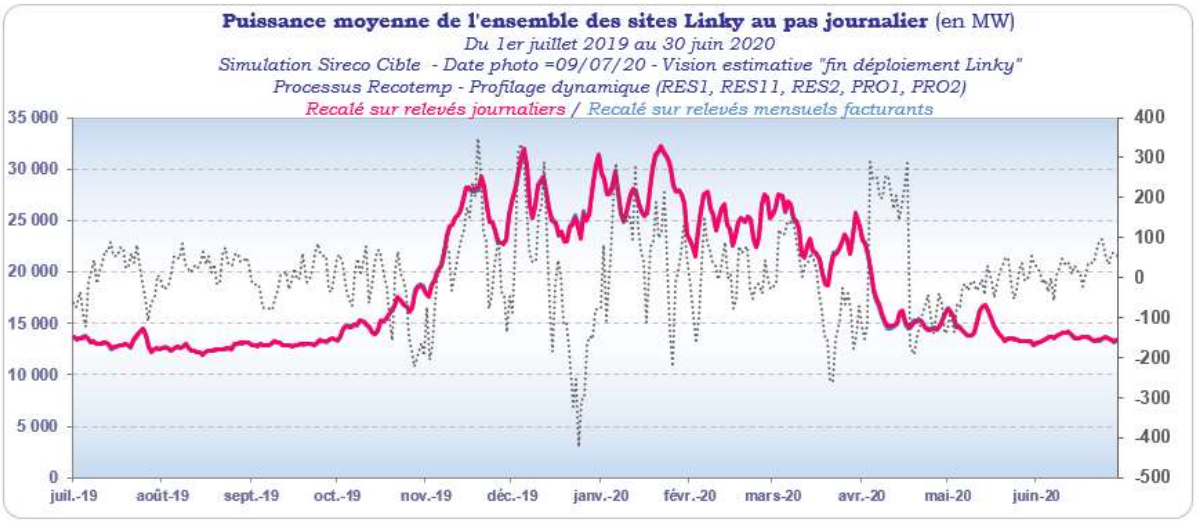
Les avantages d'un bouclage au pas journalier sur les Pertes :

- ✓ La répartition au pas jour des volumes affectés au RE, y compris les pertes, est déterminée principalement par les mesures, sans modélisation ;
- ✓ Les effets des modélisations (profils et pertes) sont limités à l'infraday et le calage est globalement réduit ;
- ✓ Les BGC des RE convergent rapidement, non impactés par le volume journalier de Pertes.

Question 1 :

- ✓ *Etes-vous favorable aux principes proposés sur l'utilisation en reconstitution des flux des énergies quotidiennes Linky ? Voyez-vous d'autres éléments à prendre en compte ?*

Enedis a par ailleurs simulé l'utilisation des relevés d'énergie quotidiennes Linky afin d'évaluer les effets sur la précision des résultats de la reconstitution des flux et la faisabilité technique.



Les simulations réalisées, régulièrement présentées en CGP depuis début 2019, sont concordantes et montrent que :

- ✓ L'exploitation des relevés journaliers est techniquement possible pour effectuer des calculs de reconstitution des flux (jusqu'à 25 millions de sites pris en compte dans les dernières simulations réalisées) ;
- ✓ L'utilisation des relevés journaliers améliore la précision de la reconstitution des flux, avec des effets conséquents pouvant atteindre 400 MW sur certains jours ;
- ✓ L'allocation des énergies par RE est sensiblement améliorée, en limitant les incertitudes aujourd'hui réparties entre RE au prorata de leurs consommations ;
- ✓ La réduction de ces incertitudes est indispensable pour « mesurer » les pertes journalières, déterminées par différence « Injection – soutirage » (une incertitude système de 400 MW induit en effet une incertitude de 15% sur les pertes).

Question 2 :

- ✓ *Etes-vous favorable aux principes proposés pour améliorer la précision de l'affectation des énergies aux Responsables d'Equilibre ? Voyez-vous d'autres éléments à prendre en compte ?*

5 CONVERGENCE DES PROCESSUS ECARTS ET RECONCILIATION TEMPORELLE

Le GT MA-RE, piloté par RTE, assure la concertation sur les évolutions des règles MA-RE (à l'exception du chapitre F de la section 2, concerté par Enedis en CGP), et notamment sur les processus de reconstitution des flux, décrits dans le chapitre C de la section 2 des règles MA-RE.

5.1 Rappel des processus actuels

Les périmètres des responsables d'équilibre (RE) sont contrôlés par RTE et les déséquilibres constatés lors de la reconstitution des flux sont facturés à la suite de deux processus distincts:

- ✓ Le **calcul des écarts** permet de déterminer la contribution de chaque RE au déséquilibre du système électrique. Historiquement effectué sur la base de facteurs d'usage antérieurs de minimum 3 semaines à la période considérée (méthode dite « gel des index ») soit avant relève des compteurs à index, il est également possible depuis juillet 2020 d'utiliser des relevés chevauchants.
  Les incertitudes de modélisation (extrapolation par profilage, formule des pertes, qualité des données de mesure et de contrat) sont conventionnellement réparties, via le « calage », sur les seules consommations profilées (les pertes et les productions sont exonérées de calage).

  Une première publication aux RE des écarts demi-horaires de la semaine S est réalisée par RTE en S+1 (à compter de 2021). Les facturations sont ensuite présentées aux acteurs en M+1 pour la première facturation, puis M+3, M+6 et M+12 pour des régularisations. La valorisation de l'écart de chaque RE est effectuée au prix de règlement des écarts (PRE).

- ✓ La **réconciliation temporelle** (recotemp) permet de recalculer, après relevé des compteurs à index et détermination des pertes annuelles des GRD, la contribution de chaque RE au déséquilibre du système électrique.
  Les incertitudes de modélisation sont conventionnellement réparties en volume annuel sur les pertes (par bouclage et normalisation), et en forme demi-horaire sur les consommations profilées (par calage et normalisation).
  Ce calcul est effectué annuellement en octobre A+2 pour la période [Juillet A ; Juin A+1], soit 16 mois après la fin de la période. La valorisation de l'écart en énergie est effectuée au prix de règlement des écarts à partir de la période [Juillet 2020 ; Juin 2021] (auparavant au prix spot).

Les différentes étapes de ces deux processus sont décrites dans la section 2 des règles MA-RE V9.1 (articles C.12 et C.13 pour la phase écarts et article C.16 pour la phase recotemp) et résumées en annexe.

5.2 Modèle cible et principes retenus

Lors du GT MA-RE du 29/01/2020 ont été proposés les principes structurants ci-dessous pour la mise en œuvre d'une fusion des processus écarts et réconciliation temporelle :

- ✓ Utilisation des relevés d'énergie quotidiens (voir partie 4) ;
- ✓ Bouclage sur les pertes de distribution au pas jour (voir partie 4) ;
- ✓ Evolution des modalités de calculs des écarts, pour intégrer les calculs effectués lors du processus de réconciliation temporelle, notamment le bouclage des pertes ;
- ✓ Anticipation du débouclage financier, par la suppression de l'étape de réconciliation temporelle en octobre A+2 : les factures relatives à la reconstitution des flux seront toutes mensuelles et la dernière facture sera l'échéance M+12;
- ✓ Intégration du calcul du résidu national dans le Bilan Global de Consommation (BGC) afin de simplifier la facturation.

Question 3 :

- ✓ *Etes-vous favorable aux principes proposés pour la définition du modèle cible ? Voyez-vous d'autres éléments à prendre en compte ?*

5.3 Eléments structurants à intégrer pour définir le calendrier

Plusieurs éléments sont à prendre en compte pour définir le calendrier de passage à ce modèle cible :

5.3.1 Pas des données de mesure des sites profilés

Le bouclage sur les pertes doit s'effectuer au pas (maximal) des données de mesure collectées par les dispositifs de comptage des gestionnaires de réseau et utilisées pour reconstituer les flux des sites profilés.

Ce phénomène est explicité schématiquement dans le support « Recoflux : modèle cible » présenté par Strasbourg Electricité Réseaux au cours de la concertation, lors du CGP du 10 juillet 2020 :

- ✓ Lorsqu'un GRD effectue des relèves quotidiennes, les estimations des profilés au pas journalier sont par nature exactes[1]. Par conséquent, la différence entre l'injection mesurée et le soutirage mesuré peut être assimilée aux pertes. Un bouclage sur les pertes au pas jour est ainsi possible.
- ✓ Cependant, lorsqu'un GRD effectue des relèves mensuelles, les estimations de consommations profilées sont certes exactes au pas mensuel[2], mais pas au pas quotidien. Au pas journalier, les incertitudes de modélisation sont portées par les estimations des courbes de charge profilées et des pertes. Ainsi, un bouclage sur les pertes au pas jour contribue à affecter aux pertes toutes les incertitudes du système.
- ✓ Il en résulte une estimation incorrecte, au pas jour, des courbes de charge profilées et des courbes de charge des pertes en volume d'énergie. Dans certains cas où les courbes de charge des profilées ont été surestimées, pour des GRD très thermosensibles comme

[1] Aux incertitudes de mesure près, mais qui sont du 2nd ordre.
[2] Aux incertitudes de mesures et aux effets de cut-off près.

par exemple alimentant notamment des stations de ski, des pertes négatives peuvent même apparaître.

5.3.2 Calendrier de déploiement des compteurs communicants

L'utilisation des relevés d'énergies quotidiennes pour les sites profilés étant un prérequis à un bouclage sur les pertes au pas jour, la mise en place du processus cible est dépendante du calendrier de déploiement et d'exploitation des compteurs communicants par les gestionnaires de réseau de distribution.

Le calendrier de déploiement approuvé par la CRE diffère selon les GRD (décret n°2015-1823 du 30 décembre 2015, article R341-8[3]) :

- Pour Enedis, l'essentiel du déploiement sera effectué jusqu'à la fin de l'année 2021 ;
- Pour les autres GRD, l'essentiel du déploiement sera finalisé au plus tard le 31 décembre 2024 ;
- Une dérogation a été accordée à Gérédis pour une fin de déploiement en T2 2027 (délibération du 14 novembre 2019).

La quasi-totalité des GRD sera ainsi équipée de compteurs communicants en 2025.

Par ailleurs, plusieurs GRD ont indiqué lors de la concertation ne pas être en mesure d'exploiter dès la fin du déploiement les relevés quotidiens pour la reconstitution des flux. Dans un premier temps, seuls les relevés mensuels (déjà collectés et utilisés pour la facturation des offres fournisseur) seront ainsi a minima utilisés.

5.3.3 RE bouclant

Le dispositif de RE bouclant a été mis en place en 2004 afin de faciliter la reconstitution des flux pour les GRD sous certaines conditions. L'utilisation d'un RE bouclant permet notamment aux GRD de s'affranchir du profilage des sites de consommation et de production.

L'utilisation du dispositif de RE bouclant permet de désigner un RE bouclant – qui peut être différent du RE des pertes – à qui sont affectées les incertitudes du système. Dans le cadre de la fusion des processus écarts et réconciliation temporelle, les pertes journalières sont calculées par bouclage, tout comme l'énergie à affecter au RE bouclant, ce qui par construction n'est pas compatible quand RE des pertes et RE bouclant sont différents pour un GRD. Ainsi, à la suite de la fusion des processus de reconstitution des flux, les GRD n'auront plus recours au dispositif de RE bouclant.

Le dispositif de RE bouclant est détaillé à l'Article B.1.2.3[4] des règles MA-RE et sera en vigueur jusqu'au 31 décembre 2024.

[3] Décret relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité : https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000031749073/

[4] Règles MA-RE, Section 2 – Chapitre A à D – Règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre : https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/regles-relatives-a-la-programmation-au-mecanisme-d-ajustement-et-au-dispositif-de-responsable-d-equilibre3

5.3.4 Passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes (ISP15)

Le pas de règlement des écarts, actuellement à 30 minutes, doit passer à 15 minutes au plus tard le 1er janvier 2025, conformément au Règlement Européen 2017/2195 « Guideline on Electricity Balancing » et à la délibération de la CRE du 14 novembre 2018 qui accorde une dérogation pour sa mise en œuvre en France.

Cette évolution a des impacts dans de nombreux domaines (comptage, reconstitution des flux, profilage, mécanismes de marché, transactions sur les marchés nationaux et transfrontaliers…), du fait du rôle central du dispositif d'équilibrage dans l'organisation du système électrique, et nécessite de faire évoluer les SI de l'ensemble des acteurs. En particulier, les SI et données échangées entre les acteurs dans le cadre des processus écarts et réconciliation temporelle sont impactés.

Une concertation menée conjointement entre RTE et Enedis a débuté en 2019 pour préparer ce passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes, au cours de laquelle le besoin d'une phase à blanc conséquente (dont les contours sont en cours de concertation) a été exprimé.

L'adhérence forte entre les deux projets nécessitera une synchronisation des évolutions afin d'atteindre les objectifs fixés par chaque projet.

Du point de vue calendrier :

- Une fusion des processus postérieure au passage à l'ISP15 nécessiterait de faire évoluer les outils de la recotemp actuelle au pas 15 minutes, ce qui est vu comme couteux et long par le SI de RTE, pour une durée d'utilisation limitée.
- Une fusion des processus antérieure ou simultanée au passage à l'ISP15 permettrait d'éviter ces coûts échoués mais augmente les risques lors de la bascule en cumulant deux évolutions majeures si le passage à l'ISP15 et la fusion des processus sont simultanés.

5.3.5 Calendrier de convergence des processus de reconstitution des flux

Le processus actuel de réconciliation temporelle est effectué en A+2 sur une période allant du 1er juillet de l'année A au 30 juin de l'année A+1.

Cette configuration amène à proposer une fusion des processus calée soit sur une année calendaire (démarrage en janvier), soit sur un exercice recotemp (démarrage en juillet).

Parmi les options évoquées :

- ✓ Convergence au 1er juillet 2024
  - Dernier exercice recotemp complet
  - Déploiement des compteurs communicants non finalisé, ce qui engendre un risque sur la précision du système (voir paragraphe 5.3.1)
  - Antérieure à l'ISP15 (pas de coûts échoués)

- ✓ Convergence au 1er janvier 2025
  - Dernier exercice recotemp sur 6 mois (le processus de réconciliation temporelle prévu de juillet 2024 à juin 2025 s'arrêtera en décembre 2024)
  - Simultanée à l'ISP15 (pas de coûts échoués)
  - Cumul de deux évolutions majeures lors de la bascule au 01/2025

- ✓ Convergence au 1er juillet 2025
  - Dernier exercice recotemp complet
  - Postérieure à l'ISP15 (coûts échoués)
  - Dernier exercice recotemp "mixte", utilisant sur la 1ère moitié de l'exercice des résultats demi-horaires de reconstitution des flux et des résultats au pas 15' sur l'autre moitié

Question 4 :

- ✓ *Partagez-vous la liste des éléments structurants identifiés pour la convergence des processus ? Voyez-vous d'autres adhérences ou contraintes à intégrer ?*

5.4 Proposition de trajectoire

Strasbourg Electricité Réseaux a proposé lors de la concertation une trajectoire permettant à la fois d'intégrer les contraintes détaillées au précédent paragraphe et de tirer parti au plus tôt des données apportées par les compteurs communicants en fonction de leur exploitation prévisionnelle par les GRD.

Cette proposition a été présentée en CGP le 10 juillet 2020 et à nouveau discutée lors d'une ad hoc le 22 septembre 2020. Elle comporte plusieurs étapes, synthétisées sous forme de tableau dans l'Annexe 2 :

Etape 1 : Amélioration de la modélisation des pertes pour certains GRD - Juillet 2023

Cette étape consiste, pour les GRD qui sont en mesure de le faire, à modifier les courbes de charge estimées pour les pertes qui sont utilisées en phase écarts, de façon à exploiter les relevés quotidiens. Comme pour le modèle cible, les pertes sont calculées par bouclage au pas jour, en conservant une modélisation polynomiale pour l'infra-day. Cette première étape de bouclage des pertes est réalisée par le GRD. Les autres GRD conservent la modélisation actuelle pour la courbe de charge des pertes. Les processus écarts et réconciliation temporelle ne sont pas modifiés du point de vue de RTE. Le GRT maintient une étape de bouclage des pertes à l'échelle de l'ensemble des données fournies par les GRD. L'étape et les actions par acteur sont précisées dans le tableau de l'annexe 2.

Cette étape peut être mise en œuvre à partir de juillet 2023 par Enedis. En effet, à partir du 01/01/2023, les conditions seront réunies sur le réseau Enedis pour envisager des évolutions en rupture, valorisant pleinement les données des compteurs communicants : le déploiement Linky sera achevé et la seconde vague de passage en courbe de charge des HTA et BT>36 kVA sera opérationnelle.

Les autres GRD sont consultés dans le présent appel à contributions concernant leur capacité à exploiter des données journalières.

Les bénéfices attendus, qui doivent être confirmés par une analyse plus fine, sont principalement :

- ✓ une convergence accrue entre les pertes estimées en phase écarts et les pertes estimées en phase de réconciliation temporelle, ce qui doit se traduire par des réallocations

d'énergie et régularisation financières réduites en phase de réconciliation temporelle et moins d'incertitude dans le coefficient de calage national ;
- ✓ une convergence plus rapide vers le processus cible de reconstitution des flux comme demandée par les acteurs.

La temporalité des processus est en revanche inchangée.

Question 5 :

- ✓ ***Question 5.a*** *: Quel est votre avis sur le fait d'exploiter les données quotidiennes sur le périmètre Enedis à partir de juillet 2023 (qui couvre près de 95% des sites raccordés sur le réseau de distribution) en amont de la fusion effective des processus, de façon à limiter les énergies à réallouer en recotemp ?*
- ✓ ***Question 5.b*** *(GRD) : Pensez-vous être en mesure de participer à l'étape 1 d'amélioration de la modélisation des pertes en amont de la fusion des processus ? Si oui à partir de quelle date ?*

Etape 2 : Fusion effective des processus en un processus mensuel, soldé en M+12, exploitant des mesures d'énergie mensuelles ou journalières pour les sites profilés – 1er janvier 2025

Dans cette étape, la fusion des processus est réalisée de la manière suivante :

- ✓ L'étape de réconciliation temporelle est supprimée, la dernière échéance donnant lieu à facturation devient le M+12 ;
- ✓ Les calculs effectués en phase écarts sont modifiés, de façon à intégrer les étapes actuellement réalisées en phase de réconciliation temporelle ;
- ✓ Le résidu financier est intégré dans les BGC, ce qui par ailleurs signifie qu'il sera valorisé au PRE (au lieu du prix spot actuellement).

Comme lors de l'étape 1, les GRD en capacité de réaliser un bouclage sur les pertes au pas jour peuvent fournir les courbes de charge associées à ce bouclage quotidien.

La mécanique de calcul à réaliser par RTE lors de la consolidation nationale est adaptée et complexifiée par rapport au modèle cible de façon à pouvoir utiliser plus rapidement la donnée la plus précise disponible. Du fait de la non exploitation des données quotidiennes par tous, il est nécessaire de conserver 2 algorithmes :

- ✓ Un hebdomadaire pour la publication S+1, correspondant peu ou prou à la phase écart actuelle ;
- ✓ Un mensuel pour les échéances de facturation M+1, M+3, M+6 et M+12, correspondant à la recotemp « nouvelle formule », c'est-à-dire en incluant une normalisation des pertes par RTE à une maille plus fine, la maille mensuelle.

L'étape et les actions par acteur sont précisées dans le tableau de l'annexe 2.

Cette étape intermédiaire a été proposée par Strasbourg Electricité Réseaux pour permettre d'améliorer le processus national de reconstitution des flux dès la fin du déploiement des compteurs communicants par la quasi-totalité des GRD. En effet, lors de la fin du déploiement, certains GRD sont en mesure d'exploiter les relevés mensuels, mais pas encore les relevés

quotidiens comme cela est prévu à la cible. En dehors d'Enedis, l'utilisation des énergies quotidiennes Linky par les GRD n'est pas encore instruite et ne pourra ainsi très vraisemblablement pas être réalisée dès la fin du déploiement Linky. Cette utilisation génèrera également chez les GRD un surcoût SI lié au traitement, à l'intégration, au contrôle et à la transmission de données quotidiennes agrégées.

A partir de cette étape, les pertes mensuelles sont calculées par bouclage. Le dispositif de RE bouclant n'est plus utilisable par les GRD.

Dans la trajectoire proposée, cette étape est mise en œuvre en janvier 2025. La dernière réconciliation temporelle est effectuée entre juillet et décembre 2024, soit sur 6 mois. Concrètement, cela signifie que les deux dernières périodes de réconciliation temporelle, [Juillet 2023 - Juin 2024] & [Juillet 2024 - Décembre 2024], auront respectivement une facturation finale en octobre 2025 et avril 2026 basée sur le processus historique de reconstitution temporelle. Ainsi, des factures basées sur des processus distincts seront reçus par les acteurs sur les années 2025 et 2026.

Les bénéfices attendus à la mise en œuvre de cette étape sont les suivants :

- ✓ Un processus de reconstitution des flux et un débouclage financier plus court, avec une dernière échéance en M+12 vs jusqu'à M+28 aujourd'hui ;
- ✓ Une convergence plus rapide entre les différentes échéances : la 1ère échéance donnant lieu à facturation en M+1 étant calculée suivant la même mécanique que la dernière échéance en M+12, les régularisations entre ces deux échéances sont simplement dues à des corrections de données entrantes ;
- ✓ Une simplification des factures pour les RE, avec la disparition du résidu financier qui sera directement inclus dans le calcul d'écart via le BGC.

Il apparait également important de souligner que la solution technique proposée induit un accroissement de complexité des développements et des règles de reconstitution des flux, ainsi que des coûts échoués d'implémentation SI pour RTE (dans une trajectoire de développement SI déjà chargée avec l'ISP15'). RTE est favorable à une fusion des processus au 1er janvier 2025, à la fois pour permettre au plus tôt un raccourcissement des processus et pour éviter des coûts échoués dans la perspective de la mise en œuvre de l'ISP15. Afin de limiter la complexité et le coût des évolutions, il serait également préférable pour le GRT de passer au modèle cible dès cette échéance.

L'étape intermédiaire proposée permet toutefois des améliorations progressives et au plus tôt, en tenant compte des capacités des GRD.

<u>Question 6</u> : date de fusion effective des processus

- ✓ ***Question 6.a :***
  Compte tenu des contraintes existantes, la proposition de fusionner au 1er janvier 2025 vous parait-elle adaptée ? Que pensez-vous du fait d'effectuer une recotemp sur 6 mois pour le dernier exercice ? La bascule simultanée vers un pas 15 minutes et une fusion des processus pose-t-elle selon vous des difficultés ?

  Ou seriez-vous plus favorable à l'un des scénarios suivants ?
  - *Fusionner plus précocement les processus de reconstitution des flux, avant la finalisation du déploiement des compteurs Linky chez l'ensemble des GRD, au risque de dégrader de façon temporaire la qualité des bilans de certains GRD (cf paragraphe 5.3.1 & 5.3.2) et de devoir réinterroger les modalités d'application des dispositions simplifiées 1 et 2 (RE bouclant), en vigueur jusqu'à fin 2024 ? Dans cette hypothèse, quelle échéance envisageriez-vous et pouvez-vous préciser (quantifier a minima en ordre de grandeur) les bénéfices et les risques pour votre activité ?*
  - *Viser une date ultérieure unique où l'ensemble des GRD seraient prêts au bouclage des pertes au pas jour, avant de refondre les processus ?*

  Avez-vous plus généralement des éléments quantitatifs (en énergie ou en euros) pour évaluer les enjeux liés à ces différents scénarios ?

- ✓ ***Question 6.b** :*
  Dans l'hypothèse d'une anticipation de la fusion effective des processus (par rapport à 2025) avant la finalisation du déploiement des compteurs Linky chez tous les GRD, quelles possibilités privilégieriez-vous ?
  - *Une échéance de fusion plus rapide, mais directement au modèle cible (avec les risques de dégradation de la qualité des bilans de certains GRD)*
  - *Une échéance de fusion plus tardive (bien que toujours anticipée par rapport à 2025), mais au modèle intermédiaire plus complexe (limitation de la dégradation des bilans de certains GRD)*

<u>Question 7</u> : introduction d'un modèle intermédiaire permettant d'exploiter à la fois des données journalières ou mensuelles

- ✓ ***Question 7.a** : Etes-vous favorable à l'étape intermédiaire proposée permettant de valoriser, pour les sites profilés, les données d'énergie les plus précises que les GRD seront en capacité d'utiliser (en considérant en particulier les bénéfices attendus au regard de la complexité transitoire et des coûts engendrés) ?*

  Ou seriez-vous favorable à adopter directement le modèle cible en 2025, au risque de dégrader de façon temporaire la qualité des bilans de certains GRD ?

  Avez-vous des éléments quantitatifs (en énergie ou en euros) ?

- ✓ ***Question 7.b** (GRD) : Le gain en précision lié à une utilisation différenciée des relevés quotidiens et mensuels vous semble-t-il être supérieur aux coûts d'adaptation pour la collectivité (SI de RTE) ? Avez-vous des éléments quantitatifs (en énergie ou en euros) ?*

Etape 3 : Modèle cible : processus fusionnés avec une maille de normalisation journalière pour tous - 20XX

L'objectif est de pouvoir préciser à l'issue de cet appel à contributions la date de 20XX. Compte tenu des contraintes de mise en œuvre exprimées, la date de 2027 peut être proposée en première approche.

Lors de cette étape, tous les GRD sont en mesure de fournir des données quotidiennes :

- ✓ Les pertes journalières sont « mesurées », calculées par différence entre l'injection et le soutirage, pour tous ;
- ✓ Sur le plan théorique, les mécaniques de calcul hebdomadaire et mensuel peuvent être alignées et simplifiées par rapport à l'étape précédente :
  - Reprise des étapes du processus de réconciliation temporelle actuel en se basant sur une période temporelle journalière pour les normalisations et les calages ;
  - Intégration du calcul du résidu financier national au calcul des BGC.

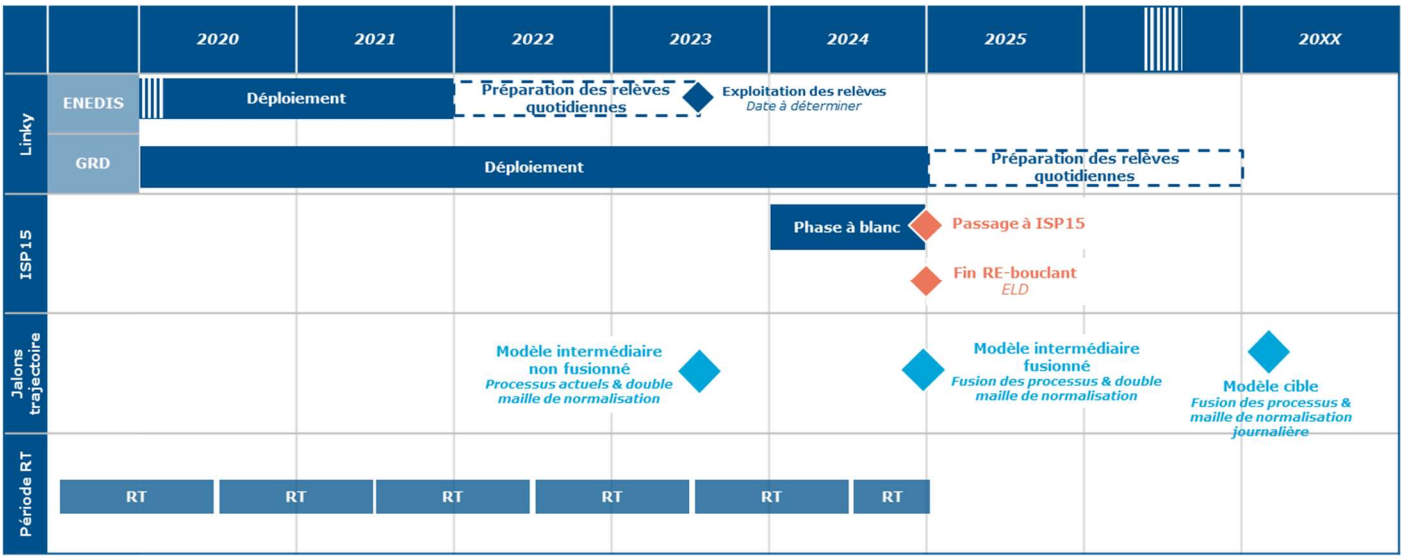
L'étape et les actions par acteur sont précisées dans le tableau de l'annexe 2.

A noter que du point de vue technique / réalisation SI, pour passer de l'étape 2 à l'étape 3, il est probablement moins couteux de ne pas faire de double développement mais d'intégrer dans la conception et le développement de l'étape 2 la possibilité de paramétrer le pas de normalisation. Il n'y aurait alors pas de développement supplémentaire pour passer de l'étape 2 à l'étape 3. Cependant, la complexité de l'étape intermédiaire serait alors conservée dans les algorithmes cible, ce qui peut ne pas faciliter l'évolutivité.

Question 8 :

- ✓ ***Question 8.a*** *(RE) : Afin de pouvoir préciser à l'issue de cet appel à contributions la date de passage au modèle cible 20XX, pouvez-vous nous indiquer la date qui vous paraitrait préférable ? La date de 2027 vous parait-elle envisageable ?*
- ✓ ***Question 8.b*** *(GRD) : Afin de pouvoir préciser à l'issue de cet appel à contribution la date de passage au modèle cible 20XX, pouvez-vous nous indiquer la date qui vous parait faisable pour exploiter les données quotidiennes fournies par les compteurs communicants en détaillant les raisons de ce choix ? La date de 2027 vous parait-elle envisageable ?*

Ci-dessous un récapitulatif de la trajectoire proposée :



Question 9 :

- ✓ *En synthèse, quel est votre avis général sur la trajectoire proposée ?*

5.5 Date de clôture du processus écart/récotemp fusionné

Comme décrit dans le paragraphe 5.4, après la fusion des processus écarts et réconciliation temporelle, les différentes échéances de facturation et régularisations financières traduiront uniquement des correctifs de données.

Avec l'amélioration attendue de la qualité des données suite à la mise en place des compteurs communicants, il est probable que le volume de régularisations diminue et que la convergence de la facture M+1 vers la facture M+12 soit sensiblement accélérée.

Dans cette perspective, le maintien des échéances ultérieures à M+1 peut être requestionné. Cela permettrait d'accélérer encore le dénouement final, et de se rapprocher de la temporalité d'autres pays européens.

Question 10 :

- ✓ ***Question 10.a*** *: Quel est votre avis sur cette proposition ?*
- ✓ ***Question 10.b*** *: Souhaitez-vous qu'un retour d'expérience sur la fusion des processus écart/recotemp ait lieu avant d'envisager d'avancer la date de clôture du processus écart ?*
- ✓ ***Question 10.c*** *: Concernant les échéances de facturation à conserver, quel besoin d'alignement voyez-vous avec les autres mécanismes de marché (Mécanisme d'Ajustement, NEBEF,..) ?*
- ✓ ***Question 10.d*** *: Voyez-vous d'autres perspectives à intégrer ?*

5.6 Accompagnement des acteurs

La mise en place du processus cible de reconstitution des flux va modifier les processus opérationnels des RE, d'anticipation des flux qui leur sont affectés. Pour préparer ces évolutions, il est envisagé de fournir différents services de données :

- ✓ Simulations de calculs de reconstitution des flux (BGC) à la maille RE (voire fournisseur) simulant sur une période de plusieurs années l'application des règles du processus cible (énergie quotidiennes Linky, bouclage au pas jour sur les pertes, CdC BT > 36 kVA et HTA) ;

- ✓ Evolution des prestations RE : agrégats anonymisés[5] d'énergies quotidiennes « à la carte », selon des critères et une fréquence de transmission à définir (Type de site, Puissance Souscrite, type d'Offre, calendrier fournisseur,…)

Question 11 :

- ✓ ***Question 11.a*** *: Quelles sont, selon vous, les données (nature, maille, fréquence) devant être mises à disposition par les gestionnaires de réseau, pour préparer opérationnellement la mise en œuvre du système cible ?*
- ✓ ***Question 11.b*** *: Souhaitez-vous la mise en œuvre de nouvelles prestations RE ? Si oui, lesquelles ?*
- ✓ ***Question 11.c*** *: Ces simulations de calculs vous paraissent-elles compatibles avec la phase à blanc ISP15 pour laquelle les pas de mesure et les profils seront également modifiés pour la constitution des bilans?*

[5] Il est rappelé que les énergies journalières individuelles sont des Données à Caractère Personnel (DCP) n'entrant pas dans le processus de facturation des offres. Elles ne sont pas conséquent pas à ce jour pas accessibles aux RE sans le consentement des clients. Enedis pourra produire des FU agrégés pour garantir l'anonymisation de ces DCP

ANNEXES

Annexe 1 : Description des processus actuels de reconstitution des flux

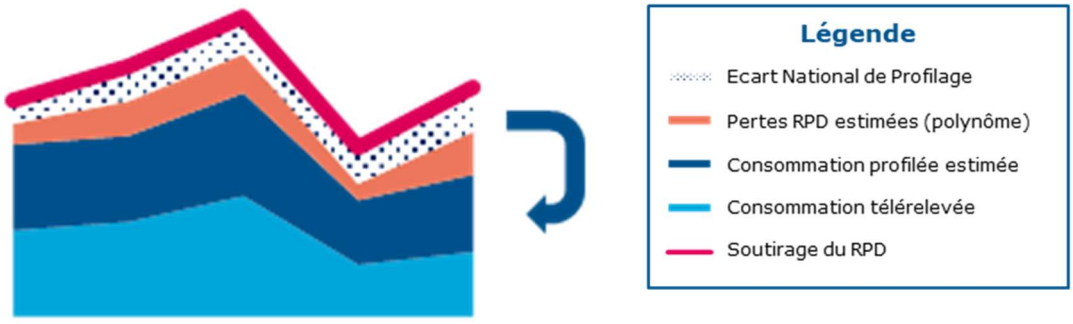
Les processus employés pour la reconstitution des flux sont détaillés pas à pas ci-dessous en précisant, pour chaque étape, l'article correspondant dans les règles MA-RE[6].

Phase de calcul des Ecarts

1. *Article C.12.1* : les GRD transmettent les courbes de charge agrégées de leurs sites de consommation et de production à la maille RE-GRD à RTE :
   - ✓ Courbe de Charge Estimée de Consommation (C01E) ;
   - ✓ Courbe de Charge Estimée de production (C02E) ;
   - ✓ Courbe de Charge Télérelevée de consommation (C03) – les courbes sont corrigées des ajustements/effacements pour les sites au modèle corrigé ;
   - ✓ Courbe de Charge Télérelevée de production (C04) ;
   - ✓ Courbe de Charge Estimée des pertes (C05) lorsque les pertes réseau du GRD sont rattachées au périmètre du RE.

2. *Article C.13.2* : RTE calcule l'Ecart National de Profilage, correspondant à l'écart entre la mesure aux postes sources RPD/RPT et la somme des courbes transmises par les GRD, corrigées des ajustements/effacements que ce soit pour les sites télérelevés au modèle corrigé ou pour les sites profilés.

3. *Articles C.13.3 et C.13.4* : l'Ecart National de Profilage est ensuite réparti sur les sites profilés des RE au prorata de leur consommation estimée, via le coefficient de calage national.



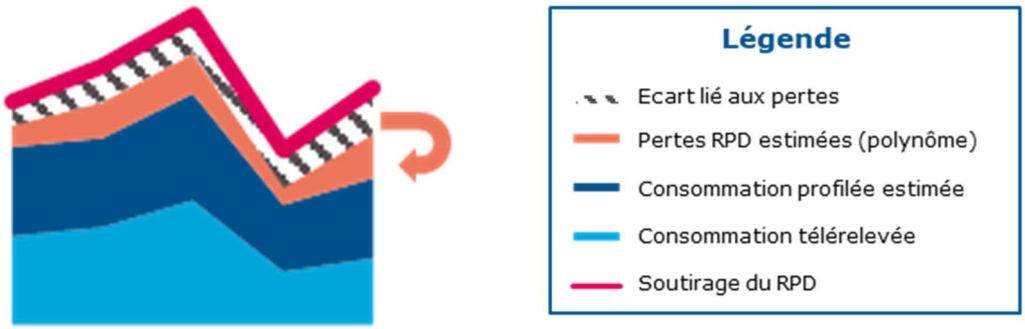
4. *Article C.13.5* : les courbes de charge de consommations estimées calées par RE-GRD ainsi obtenues sont utilisées pour le calcul des BGC, qui entrent dans le calcul d'écart du périmètre RE (C14 – Bilan Global de Consommation).

[6] Règles MA-RE, Section 2 – Chapitre A à D – Règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre : https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/regles-relatives-a-la-programmation-au-mecanisme-d-ajustement-et-au-dispositif-de-responsable-d-equilibre3

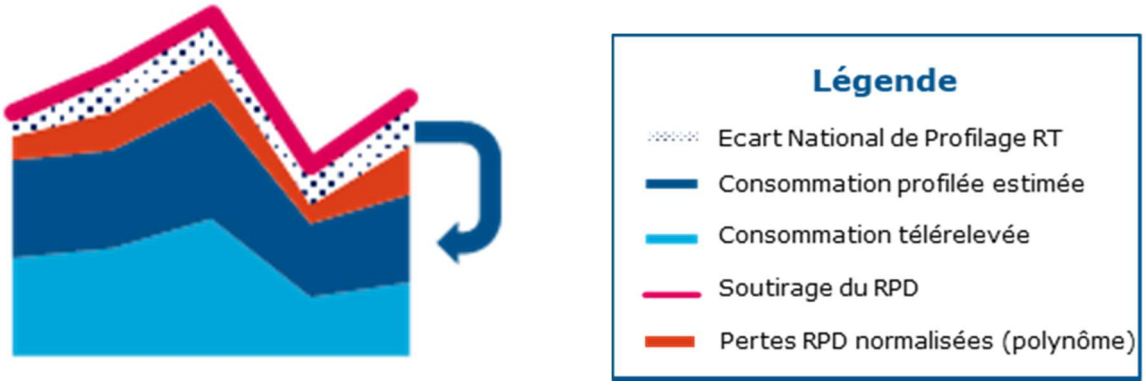
5. Les écarts sont facturés aux RE.

Phase de réconciliation temporelle

1. *Article C.16.3.1* : les GRD transmettent les courbes de charge agrégées de leurs sites de consommation et de production à la maille RE-GRD à RTE :
    - Courbe de Charge Estimée de consommation M+14 (C01T) ;
    - Courbe de Charge Estimée de production M+14 (C02T) ;
    - Courbe de Charge Télérelevée de consommation (C03T) – les courbes sont corrigées des ajustements/effacements pour les sites au modèle corrigé ;
    - Courbe de Charge Télérelevée de production (C04T).
2. *Article C.16.1.2* : la courbe de charge définitive des pertes par GRD à utiliser est calculée par RTE en normalisant la courbe des pertes transmise par le GRD en phase écarts sur une maille annuelle :
    - L'énergie annuelle à affecter aux pertes est calculée par bouclage, entre les mesures aux postes sources et la somme des courbes transmises par les GRD, corrigées des ajustements/effacements pour les sites télérelevés au modèle corrigé.
    - La forme infra-annuelle n'est pas modifiée.



3. *Articles C.16.1.3 à C.16.1.6* : la courbe de charge estimée par RE-GRD est :
    - corrigée des ajustements/effacements profilés ;
    - calée par rapport à un écart national de profilage RT (écart entre la mesure aux postes sources RPD/RPT et la somme des courbes transmises par les GRD, corrigées des ajustements/effacements pour les sites télérelevés au modèle corrigé) ;
    - normalisée par rapport à l'énergie des courbes transmises par les GRD, réputées bonnes en énergie en phase de réconciliation temporelle ;
    - et enfin « contre-corrigée » des ajustements / effacements profilés, pour obtenir la courbe de charge estimée définitive par RE-GRD.



4. *Article C.16.1.7.2* : les courbes de charge des pertes et les courbes de charge estimées ainsi calculées sont utilisées pour le calcul des BGC RT, qui entrent dans le calcul de l'écart RT.

5. *Article C.16.1.7.2* : RTE calcule la Correction valorisée, correspondant à la différence entre l'écart RT valorisé et l'écart M+12 valorisé.

6. *Articles C.16.1.10 à C.16.1.13* : RTE calcule la courbe de charge du Résidu financier national (C41T), qui par construction est nulle en énergie à la maille annuelle et traduit un écart de forme entre la vision nationale et la vision RE-GRD. Le Résidu financier est réparti par RE au prorata de la consommation estimée définitive sur l'ensemble du RPD sur la période annuelle de réconciliation temporelle et valorisé au prix spot de référence.

7. *Article C.16.2* : Correction valorisée et Résidu financier sont facturés aux RE.

Annexe 2 : Tableau récapitulatif des processus de la trajectoire proposée

Modèle actuel	Modèle intermédiaire pré-fusion Etape 1 - 2023	Modèle intermédiaire post fusion Etape 2 - 2025

• *Calcul hebdo (S+1)*
  • Phase Ecarts (calage et normalisation des profilés)
	• *Calcul hebdo (S+1)*
	  • **Action GRD*** : bouclage des pertes au pas jour
	  • Phase Ecarts (calage et normalisation des profilés)
		• *Calcul hebdo (S+1)*
		  • **Action GRD*** : bouclage des pertes au pas jour
		  • Phase Ecarts (calage et normalisation des profilés)

• *Calcul mensuel (M+X)*
  • Phase Ecarts (calage et normalisation des profilés)
	• *Calcul mensuel (M+X)*
	  • **Action GRD*** : bouclage des pertes au pas jour
	  • Phase Ecarts (calage et normalisation des profilés)
		• *Calcul mensuel (M+X)*
		  • **Action GRD*** : bouclage des pertes au pas jour
		  • Phase Réconciliation Temporelle (normalisation des pertes à la **maille mensuelle** et calage des profilés)
		  • **Action RTE** (intégrée au processus de RT) : bouclage des profilés au pas jour (similaire Phase Ecarts)

• *Calcul A+2*
  • Phase Réconciliation Temporelle (normalisation des pertes à la **maille annuelle** et calage des profilés)
	• *Calcul A+2*
	  • Phase Réconciliation Temporelle (normalisation des pertes à la **maille annuelle** et calage des profilés)
		• *Calcul A+2* : supprimé

Légende

Action	action actuellement réalisée par RTE
Action GRD	action à ajouter et réalisée par les GRD
Action RTE	action à ajouter et réalisée par RTE

*Pour les GRD capables d'exploiter des relevés quotidiens