



**Rapport de consultation sur le rapport intermédiaire (fin de phase
1) de Schwartz and Co relatif à l'étude des évolutions macro-
économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz
(lot 1)**

Réponses à RESA

26 janvier 2021

Version publique

Préparé par : Schwartz and Co, la CWaPE



SOMMAIRE

1. CONTEXTE ET OBJECTIF.....	4
2. REPONSES AUX REMARQUES DE RESA	5
2.1. Transition énergétique	5
2.1.1. Impact sur les réseaux de distribution.....	5
2.1.2. Rôle des GRD comme « Gestionnaires de systèmes de distribution »	6
2.1.3. FEC sous-évalué par rapport aux enjeux de la transition énergétique	6
2.2. Manque de définition « claire et harmonisée » des données à communiquer.....	7
2.3. Demande de partage des opérations de retraitement	8
2.4. Changement de logique tarifaire	9
2.5. Année de référence à considérer	11
2.6. FEC global versus FEC individuel	12
2.7. Actualisation de l'étude en 2022 pour prendre en compte l'évolution des objectifs gouvernementaux	13
2.8. Autres inducteurs de coûts (smart grid, IT, injection de biométhane).....	14
2.9. Renouvellement = coûts additionnel (selon Résa)	15
2.10. Erreur dans la formule D.....	16
2.11. Electricité	17
2.11.1. Erreur dans le libellé de la ligne « TOTAL des CNC additionnelles »	17
2.11.2. Demande du détail des calculs des CNC additionnelles	17
2.11.3. Tarifs non périodiques.....	18
2.11.4. Smartgrid	20
2.11.5. Extension de la longueur de réseau	20
2.11.6. Coûts unitaires.....	24
2.11.7. CNC additionnelles	28
2.11.8. Mobilité électrique	29
2.11.9. Nouveaux usages : Scénario haut de Schwartz & Co en matière de PAC.....	33
2.11.10. Evolution de la pointe.....	35
2.11.11. Smart metering.....	37
2.11.12. Smart grid	44
2.11.13. Autres systèmes IT.....	46
2.11.14. Autres inducteurs exogènes de coûts additionnels.....	47
2.11.15. Calculs des FEC	47
2.12. GAZ.....	48
2.12.1. Extension de réseau gaz	48
2.12.2. Smart metering : Demande de détail dans les calculs.....	51
2.12.3. Argumentation « Non chiffré » -> « Non pris en compte »	51



3. ANNEXE 1 - METHODOLOGIE DE CALCUL DES COUTS ADDITIONNELS RELATIFS A L'EXTENSION DES LIGNES ET CABLES DU RESEAU PAR GRD	52
3.1. Principe général.....	52
3.2. Etape 1 : calcul des longueurs d'extension de réseau et de conversion des lignes MT en câble MT ..	52
3.3. Etape 2 : calcul des coûts additionnels.....	54
3.4. Détail des calculs dans le cas de RESA.....	57



1. Contexte et objectif

Ce document répond aux remarques formulées par le GRD RESA sur le rapport intermédiaire du cabinet Schwartz and Co relatif à l'étude des évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz (lot 1), qui propose un facteur d'évolution des coûts de l'ensemble des GRD actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028.

Faisant suite à cet échange contradictoire formel et considérant que d'une part, les remarques ont toutes fait l'objet d'une réponse circonstanciée et détaillée, et d'autre part, qu'il n'y a pas de points bloquants, le cabinet Schwartz and Co est à même d'intégrer les remarques et de finaliser le rapport intermédiaire susmentionné.



2. Réponses aux remarques de RESA

2.1. Transition énergétique

2.1.1. Impact sur les réseaux de distribution

Remarques de RESA (2.1, p2)

Il convient de rappeler que les énergies renouvelables sont raccordées très majoritairement au réseau de distribution (> 90%) - et pas au réseau de transport - et que la transition énergétique bouleverse davantage le rôle des réseaux de distribution que celui du transport qui est déjà un réseau maillé.

L'Allemagne, pionnière en matière de transition énergétique en Europe, a connu une hausse importante de ses tarifs GRD suite à la nécessité de renforcer son réseau pour intégrer davantage d'énergies renouvelables intermittentes. Les coûts prévisionnels de renforcement de réseau en Allemagne suite à la transition énergétique sont régulièrement réévalués à la hausse. On ne peut donc sous-estimer l'impact du coût de la transition énergétique sur les réseaux de distribution. La Commission européenne a d'ailleurs évalué à 700 milliards d'euros le coût global de la transition énergétique, dont 450 milliards d'euros nécessaires à l'adaptation des réseaux électriques. Il serait utile que le rapport rappelle ce contexte.

Réponse aux remarques de RESA

Le rapport intermédiaire traite largement des implications de la transition énergétique sur les secteurs de la distribution d'électricité et de gaz en Région wallonne.

Le questionnaire transmis aux GRD aborde les nombreux sujets de la transition énergétique à savoir le développement des UPD, la mobilité électrique, la flexibilité, le déplacement des charges, l'efficacité énergétique, etc. Ces sujets ont également été discutés avec les GRD au cours des réunions bilatérales en juin 2020. RESA a d'ailleurs intégré ses dernières projections en la matière dans les réponses qui ont été prises en compte pour le calcul du FEC.

Les mesures concernant la flexibilité ont également prises en compte dans les scénarios sous-jacents au FEC. La CWaPE a également précisé son ambition en matière de flexibilité et d'utilisation rationnelle du réseau par la mise en place d'outils d'incitation à la flexibilité.

Précisions apportées dans le rapport final

Le rapport final précisera que les thématiques liées à la transition énergétique ont été abordées et ont bien été intégrées dans le FEC.



2.1.2. Rôle des GRD comme « Gestionnaires de systèmes de distribution »

Remarques de RESA (2.1, p 3)

Il conviendrait de préciser dans l'étude que le calcul du FEC part de l'hypothèse que le périmètre d'activité des GRD wallons sur la période 2024-2028 ne sera pas différent qu'actuellement (2019-2023).

Or, le Clean Energy Package, en particulier la nouvelle directive électricité, n'a pas encore été transposé en droit wallon et on ne peut donc exclure une extension du périmètre d'activité des GRD wallons à la lecture de la DPR. Celle-ci mentionne que les GRD doivent jouer un rôle actif et diversifier leurs activités au service de la transition énergétique.

A l'évidence, le rôle des GRD se trouve renforcé avec la transition énergétique et le périmètre de ses missions est amené à évoluer pour progressivement jouer un rôle de gestionnaires de systèmes de distribution.

Réponse aux remarques de RESA

Les éventuels changements de périmètre des missions des GRD seront pris en compte dans le calcul du FEC et plus largement dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant

2.1.3. FEC sous-évalué par rapport aux enjeux de la transition énergétique

Remarques de RESA (2.1, p4)

Le FEC global pour l'électricité varie de + 0,191%/an à 0,222%/an entre le scénario de référence et le scénario haut. Dans le scénario de référence, l'enveloppe totale des CNC additionnels varierait de +/- 10 M€ en 2024 à +/- 13 M€ en 2028 par rapport à une enveloppe totale estimée des CNC de 480 M€ en 2024. Ce pourcentage est particulièrement peu élevé et la différence entre le scénario de référence et le scénario haut est insignifiant. L'impact du coût de la transition énergétique sur les réseaux de distribution est à notre avis sous-estimé.

Réponse aux remarques de RESA

Nous renvoyons à la réponse du point 2.1.1 concernant l'impact de la transition énergétique.



Le FEC a été calculé de manière objective, y inclus pour les scénarios d'évolution de la pointe proposés par RESA (hors scénario haut de RESA, que nous jugeons irréaliste) et ORES et les scénarios initiaux pour le smart metering.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant

2.2. Manque de définition « claire et harmonisée » des données à communiquer

Remarques de RESA (2.1 p3)

Le premier questionnaire comportait de nombreuses données à remplir par les GRD sans que les concepts sous-tendant les données aient été préalablement définis, ce qui peut être source de divergence d'interprétation dans le chef des GRD et donc donner lieu à des résultats biaisés. Par ailleurs, certaines données peuvent également être basées sur des hypothèses propres à chaque GRD. L'absence de définition claire et harmonisée des données à communiquer a mené de fortes disparités dans les hypothèses prises en compte par S&Co dans le rapport. Ces disparités sont évoquées plus loin dans cette note, dans les chapitres où elles sont mises en avant.

Réponse aux remarques de RESA

Le rapport intermédiaire se base sur les données et informations communiquées par les différents GRD, sur la base d'un questionnaire détaillé préparé par Schwartz and Co. Nous avons discuté des hypothèses, données et définitions avec chaque GRD lors des réunions bilatérales en juin 2020 et à travers différents échanges ultérieurs afin de bien comprendre les informations transmises mais nous n'avons pas procédé à une harmonisation des données.

A titre d'exemple, les extensions proposées par les GRD relèvent de la meilleure estimation de chaque GRD concernant l'évolution de son propre réseau. Nous avons vérifié la cohérence des réponses des GRD avec leur historique, ce qui est bien le cas, mais il n'appartient pas à Schwartz and Co de chercher à harmoniser les hypothèses prises par les GRD. En effet, l'exercice visait ici à ce que chaque GRD, à travers la connaissance approfondie de son réseau et de son environnement, chiffre sa vision de l'évolution de ce dernier. Pour cela, chaque GRD a utilisé des hypothèses qui lui sont propres, mais qui doivent refléter au mieux sa vision de son propre réseau et se rapprocher ainsi au plus près de la réalité future.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant



2.3. Demande de partage des opérations de retraitement

Remarques de RESA (2.1, p3)

Notre deuxième remarque méthodologique a trait au retraitement par le consultant des données communiquées par les GRD. Les GRD n'ont aucune vue sur les retraitements effectués par le consultant (boîte noire), de telle sorte que nous n'arrivons pas sur base de nos propres chiffres à corroborer les chiffres relatifs à RESA communiqués dans le rapport. Cela pose bien entendu un problème fondamental, ne fût-ce qu'en termes de transparence.

Nous demandons au consultant de bien vouloir partager ses opérations de retraitement afin de permettre aux GRD une vérification des données du rapport. A ce stade, les GRD ne sont absolument pas en mesure de valider les chiffres du rapport intermédiaire.

Réponse aux remarques de RESA

L'objectif de la concertation sur le rapport intermédiaire n'était pas que les GRD contrôlent l'exactitude des formules de calcul de la société Schwartz and Co dont l'expertise dans ce type d'exercice n'est plus à démontrer. L'objectif de la concertation est que d'une part les GRD puissent comprendre et challenger les hypothèses sous-jacentes des scénarios élaborés par Schwartz and Co et d'autre part, que les GRD puissent se prononcer sur la pertinence du résultat de l'étude au regard de leurs propres projections financières à l'horizon 2024-2028. La CWaPE constate que RESA n'avance pas d'éléments précis qui contredisent le résultat de l'étude.

Aussi, à travers le présent rapport de consultation, la CWaPE et société Schwartz and Co répondent de façon exhaustive et précise aux questions et demandes de clarification adressées par RESA afin que le GRD soit en mesure de comprendre de quelle manière les données qu'il a communiquées ont été retraitées, le cas échéant, et qu'il puisse avoir l'assurance que le résultat de l'étude n'est pas le fruit de manipulations inexplicables. Il est en effet essentiel, aux yeux de la CWaPE, que les GRD comprennent le raisonnement sous-jacent et les hypothèses adoptées dans le rapport intermédiaire.

La CWaPE a mandaté la société Schwartz and Co pour réaliser une analyse objective de l'évolution des coûts des GRD induite par des facteurs exogènes liés à l'évolution des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz et en particulier liés à l'impact de la transition énergétique. La CWaPE souhaite que les futurs revenus autorisés des GRD tiennent compte des évolutions environnementales et structurelles du secteur de la distribution et ne soient pas uniquement le reflet des coûts historiques.

La société Schwartz and Co a analysé de façon fine et détaillée les coûts historiques et les projections des GRD afin d'établir le montant des coûts contrôlables additionnels nécessaires aux GRD pour accomplir leurs missions au cours de la période régulatoire 2024-2028. De cette



estimation, société Schwartz and Co en a déduit un facteur d'évolution des coûts pour les années 2025 à 2028.

Cette étude constitue une base d'information parmi d'autres qui sera utilisée pour l'élaboration de la méthodologie tarifaire 2024-2028. Le facteur d'évolution des coûts est un des paramètres dimensionnant du revenu autorisé au même titre que d'autres éléments tels que le facteur d'indexation, le facteur d'efficacité ou le facteur de qualité. L'ensemble de ces facteurs seront analysés et feront certainement encore l'objet d'échange entre la CWaPE et les GRD dans les prochains mois.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant

2.4. Changement de logique tarifaire

Remarques de RESA (2.1, p3)

Dans la méthodologie tarifaire actuelle (2019-2023), les coûts des projets spécifiques (CPS) viennent en sus des charges nettes contrôlables (CNC) tandis que le consultant suggère d'intégrer dans la prochaine période régulatoire l'ensemble des CPS dans les CNC.

Nous ne comprenons pas le changement de logique tarifaire impliquant que le facteur d'efficacité individuel du GRD doit également s'appliquer sur les charges nettes liées aux immobilisations (CNI); ces dernières étant en effet, par définition, sur la période régulatoire concernée, la résultante de prise de décisions du passé par le GRD. Le GRD n'a aucun moyen d'influencer ces CNI à la baisse sur une période régulatoire donnée. La plupart des actifs du GRD sont amortis sur des périodes de 33 ans et 50 ans.

Réponse aux remarques de RESA

Le rapport intermédiaire soumis aux GRD porte exclusivement sur le facteur d'évolution des coûts et ne concerne pas le facteur d'efficacité qui fait l'objet du lot 2 du marché conclu avec la société Schwartz and Co. Les GRD ont déjà eu l'occasion d'exprimer leurs remarques sur le rapport intermédiaire du lot 2. Les remarques de RESA concernant la base de coûts sur laquelle le facteur d'efficacité s'applique sont dès lors hors sujet.

La CWaPE veillera lors de l'élaboration de la méthodologie tarifaire 2024-2028, et la décision y relative, à respecter les principes définis par le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité ainsi que le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux GRD et notamment les articles 4, 15° et 17° de ce décret qui prévoient respectivement que « *toute méthode de contrôle des coûts reposant sur des techniques de comparaison tient compte des différences objectives existant entre gestionnaires de réseau de distribution et qui ne peuvent être éliminées à*



l'initiative de ces derniers. Toute décision utilisant des techniques de comparaison des coûts tient compte de la qualité des services rendus et est basée sur des données homogènes, transparentes et fiables. Toute comparaison avec d'autres gestionnaires de réseau est réalisée entre des sociétés ayant des activités similaires et opérant dans des circonstances analogues» et « les efforts de productivité éventuellement imposés ou réalisés par les gestionnaires de réseau de distribution ne peuvent pas mettre en péril à court ou à long terme la qualité des réseaux, la sécurité des personnes ou des biens ni la continuité de la fourniture ou encore la viabilité économique des gestionnaires de réseau de distribution ».

A ce stade de la réflexion, la CWaPE envisage que la formule de calcul du revenu autorisé inclut un facteur d'évolution des coûts, un facteur d'indexation, un facteur d'efficacité et un facteur de qualité.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant



2.5. Année de référence à considérer

Remarques de RESA (2.1, p7)

Concernant la période de référence des CNC de la première année de la période régulatoire, c'est-à-dire 2024, nous sommes d'avis que les années 2019 et 2020 devraient être exclues étant donné les considérations suivantes :

- De manière générale, dans un système de Revenu Cap, les coûts de la période régulatoire ont tendance à être décalés vers la deuxième partie de la période régulatoire ; le temps aux projets de se mettre en œuvre ;
- Dans le cas plus particulier de RESA, l'année 2019 a été caractérisée par son autonomisation et la séparation de ses activités communes avec Nethys. Cette année ne représente pas une année normale d'activités du GRD. Les gains dégagés cette année-là serviront entre autres à compenser certains surcoûts pour le GRD issus de cette autonomisation et qui n'ont pas été intégrés dans la révision du RA 2020-2023 approuvée par le régulateur.
- L'année 2020 a été quant à elle fortement impactée par la crise sanitaire sans précédent à laquelle nous faisons face. Certains chantiers ont été mis à l'arrêt durant le premier confinement, notamment les interventions devant avoir lieu au domicile de nos clients, et nous ne connaissons pas encore les impacts à l'heure d'aujourd'hui du deuxième confinement qui vient de débiter.

Nous sommes dès lors d'avis de considérer comme année de référence l'année 2021, étant donné qu'il ne sera pas matériellement possible de se baser sur l'année 2022 au vu du timing régulatoire.

Réponse aux remarques de RESA

Le niveau des charges contrôlables de la première année de la période régulatoire est un des éléments primordiaux de la méthodologie tarifaire. La CWaPE ne s'est pas encore prononcée à ce stade sur la ou les années de référence qui seront utilisées pour calculer le niveau des charges contrôlables de l'année 2024. Elle examinera les différentes possibilités et choisira l'option la plus objective et la plus représentative possible de la réalité pour l'ensemble des GRD.

La CWaPE ne partage par contre pas l'idée pour la période régulatoire 2019-2023 que dans un système de Revenu Cap, les coûts de la période régulatoire ont tendance à être décalés vers la deuxième partie de la période régulatoire pour permettre aux projets de se mettre en œuvre. Dans la période régulatoire actuelle, cela reviendrait à dire que les budgets relatifs à l'année 2019 et ayant servis de base au calcul du revenu autorisé seraient surévalués et devraient donc être revus à la baisse si cela devait être le cas.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant



2.6. FEC global versus FEC individuel

Remarques de RESA (2.1, p7)

La méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2024-2028 intégrera un facteur d'efficacité individuel par GRD au lieu d'un facteur d'efficacité global. Dans la mesure où le dimensionnement du réseau diffère d'un GRD à l'autre, nous sommes favorables à l'option du FEC individuel par GRD plutôt qu'un FEC global pour l'ensemble des GRD. Un FEC global pourrait donner lieu à un effet d'aubaine pour certains GRD.

Dans ce paragraphe, il n'est pas évoqué que le facteur d'évolution des coûts puisse être individuel par GRD, comme le recommande Schwartz plus loin dans son rapport. Or il est bien constaté et mis en évidence tout au long du rapport que les GRD n'ont pas les mêmes besoins en termes d'investissements sur leur réseau pour couvrir, notamment, l'évolution de la pointe de charge et le smart metering.

L'étude démontre que RESA et les petits GRD seraient défavorisés en cas de facteur global et ce même si les petits GRD n'ont pas rentré de besoins d'investissements pour couvrir la pointe de charge. Ces derniers ont communiqué des besoins en termes d'extension de réseau supérieurs en valeur relative à leur base de coûts 2024.

Réponse aux remarques de RESA

Le cahier des charges prévoit que l'étude sur l'évolution macro-économique des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz établisse *in fine* un facteur global d'évolution des coûts pour chaque fluide. Pour parvenir à déterminer ce facteur global, la société Schwartz and Co a d'abord calculé le facteur d'évolution des coûts individuel pour chaque GRD wallon. Par souci de transparence, la société Schwartz and Co, après avis de la CWaPE, a décidé de publier ces facteurs individuels dans le rapport intermédiaire de façon à ce que les GRD puissent se situer par rapport au facteur global d'évolution des coûts. Comme indiqué au point 0 du présent rapport, cette étude fait partie des travaux préparatoires à la méthodologie 2024-2028 dont les résultats feront l'objet d'échanges ultérieurs avec les GRD notamment lors de la concertation sur le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028. A ce stade, la CWaPE ne peut présager de l'option (facteur d'évolution des coûts individuel versus global) qui sera retenue dans la méthodologie tarifaire 2024-2028. La CWaPE note d'ores et déjà que tous les GRD ne partagent pas le même avis sur cette question.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant



2.7. Actualisation de l'étude en 2022 pour prendre en compte l'évolution des objectifs gouvernementaux

Remarques de RESA (2.1, p5)

L'UE est déterminée à revoir à la hausse ses ambitions en matière énergétique et climatique avec une électrification croissante des usages. En Belgique, le nouveau gouvernement veut éliminer les voitures de société alimentées aux carburants fossiles, à partir de 2026.

En Région wallonne, un travail d'actualisation des objectifs et des mesures sera exécuté pour répondre aux engagements de la Déclaration de Politique régionale, dont l'atteinte des -55% d'émission de gaz à effet de serre par rapport à 1990. Ce travail reposera sur un processus de consultation qui sera initié fin 2020, avec pour finalité l'adoption d'un nouveau PACE fin 2021.

Dans ce contexte, il nous semble important que la méthodologie tarifaire 2024-2028 se base sur un calcul le plus actualisé possible du FEC. Nous recommandons à la CWaPE de prévoir une actualisation des résultats de l'étude début 2022, ne fût-ce qu'également pour mettre à jour l'estimation des coûts additionnels relatifs aux projets de déploiement des compteurs intelligents.

Réponse aux remarques de RESA

Si avant l'adoption de la méthodologie tarifaire 2024-2028, certains événements exogènes tels que de nouveaux objectifs/mesures adoptées par le Gouvernement wallon en matière climatique ou énergétique devaient impacter significativement les activités des GRD, la CWaPE pourrait envisager de mettre à jour le calcul du facteur d'évolution des coûts. Il faudrait pour ce faire que les GRD démontrent que le revenu autorisé tel que déterminé par le projet de méthodologie tarifaire ne permet pas aux GRD de remplir ses missions et obligations légales.

En tout état de cause, cette remarque n'impacte pas la finalisation de ce rapport à la date actuelle.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant



2.8. Autres inducteurs de coûts (smart grid, IT, injection de biométhane)

Remarques de RESA (2.1, p5)

Nous déplorons également le fait que les évolutions en termes de smart grid et investissements informatiques aient été exclus de l'analyse. Nous y reviendrons dans les passages dédiés à ces investissements. En gaz, la non-prise en compte de l'injection de biométhane nous semble également incorrecte car le cadre réglementaire actuel nous impose d'accepter toute injection. D'ici 2028, la probabilité est très haute d'avoir des sites qui seront en production.

Réponse aux remarques de RESA

Nous vous renvoyons aux réponses formulées aux points 0, 2.11.12 et 0 du présent rapport de consultation en ce qui concerne le smart grid et les investissements informatiques.

En ce qui concerne le biométhane, la CWaPE est bien consciente qu'il existe un potentiel de production du biométhane en Région wallonne mais considère que, à législation inchangée, le nombre de cabines sera relativement restreint au cours de la période 2024-2028 et que ces investissements ne devraient pas impacter significativement les coûts du GRD. Si le régime de soutien venait à évoluer ou si le nombre d'installation de biométhane raccordées sur le réseau venait à augmenter fortement au cours des prochaines années, la CWaPE pourrait alors revoir sa position.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant



2.9. Renouvellement = coûts additionnel (selon Résa)

Remarques de RESA (3.1, p6)

Dans le cadre des renouvellements de réseau, il nous semble réducteur de considérer que ces renouvellements ne sont pas générateurs de coûts additionnels au sens du FEC.

- Tout d'abord, nous sommes régulièrement obligés de poser plus de câbles/canalisation que ceux anciennement en service (ex : une canalisation au milieu de la voirie -> deux canalisations dans chaque trottoir) ;
- Ensuite, cela signifie que l'augmentation de cadence de renouvellement de nos canalisations ne sera pas couverte par notre revenu autorisé. En 2024, nous serons toujours en phase montante des augmentations de cadence.
- Enfin, appliquer l'indexation ainsi qu'un facteur d'efficacité sur des enveloppes du passé pour les CNI semble nier la réalité de terrain d'aujourd'hui. Les investissements dans le passé n'étaient pas soumis aux mêmes contraintes communales qui ont fait augmenter le coût. L'AGW Terres excavées n'était pas non plus en vigueur ; ce dernier induisant des coûts supplémentaires significatifs qui ne seront pas couverts spécifiquement dans la méthodologie proposée.

Réponse aux remarques de RESA

Quantités posées en remplacement supérieures aux quantités remplacées : nous ne comprenons pas l'argument de RESA. Si RESA pose une conduite de chaque côté de la route en remplacement d'une conduite au milieu de la route, la longueur du réseau de RESA augmente et cet effet est donc bien pris en compte dans le calcul des coûts additionnels relatifs à l'extension du réseau.

Augmentation de cadences de renouvellement : hors événement exceptionnel, l'augmentation de cadence de renouvellement se justifie si elle correspond à des remplacements d'actifs en fin de vie. Dans ce cas le GRD couvre bien ses coûts, contrairement à ce qu'indique RESA. Si l'augmentation des cadences de renouvellement se traduit par le remplacement d'actifs qui ne sont pas en fin de vie, c'est un choix de RESA mais il n'y a pas lieu de le prendre en compte dans le calcul du FEC.

Facteur d'efficacité appliqué sur des enveloppes du passé : dans la méthodologie 2024-2028 telle qu'envisagée à ce stade par la CWaPE, le facteur d'efficacité est appliqué à la base Totex, pas spécifiquement aux CNI. C'est au GRD de décider comment améliorer son efficacité globale en jouant comme il le juge le plus pertinent sur les OPEX et les CAPEX. Ce schéma de régulation est très répandu en Europe (Allemagne, Autriche, Royaume Uni par exemple).

Coûts supplémentaires : RESA mentionne que l'AGW Terres excavées va induire des coûts supplémentaires mais n'a pas indiqué dans ses réponses au questionnaire son estimation de ce



surcoût. Par ailleurs il n'est pas exact de dire que la méthodologie proposée ne permettra pas de couvrir des coûts supplémentaires au niveau du renouvellement : en effet, la base de coût initiale étant calculée à partir d'une année de référence au cours de la période 2019-2023 (ou d'une moyenne sur plusieurs années de référence), cette base de coût intégrera des amortissements réels correspondant à des investissements exécutés par exemple sur 2019-2021 en considérant comme année de référence 2021, donc intégrant les éventuels surcoûts mentionnés. L'inflation retenue pour 2022, 2023 et 2024 et appliquée sur ces amortissements réels 2021 pour obtenir la base de coût 2024 permettra donc de dégager de nouvelles marges de manœuvre pour financer les investissements de renouvellement à partir de 2024.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant

2.10. Erreur dans la formule D

Remarques de RESA (3.1, p6)

Dans la formule (D), il nous semble qu'un exposant 4 est manquant au niveau de l'indexation des CNC réelles (2020).

Réponse aux remarques de RESA

La formule D est correcte, puisqu'un facteur $(1+IS)^3$ est appliqué à l'ensemble de l'expression $(CNC_{réelles}(2020) * (1+IS) + CNC_{réelles}(2021))$, ce qui conduit bien à appliquer un facteur $(1+IS)^4$ aux CNC réelles (2020), comme il se doit.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant



2.11. Electricité

2.11.1. Erreur dans le libellé de la ligne « TOTAL des CNC additionnelles »

Remarques de RESA (3.3.1.1, p8)

Les libellés de la ligne « TOTAL des CNC additionnelles » des tableaux 1 et 2 sont erronés.

Réponse aux remarques de RESA

Le libellé sous la mention « TOTAL des CNC additionnelles » des tableaux 1 et 2 est effectivement erroné et sera corrigé.

Précisions apportées dans le rapport final

La correction sera effectuée.

2.11.2. Demande du détail des calculs des CNC additionnelles

Remarques de RESA (3.3.1.1, p8)

Les charges additionnelles de RESA relatives à l'extension du réseau, à l'évolution de la pointe n'ont pas pu être réconciliées, quelques soient les scénarios, avec les données transmises par les GRD et les corrections mentionnées par S&Co dans son rapport. Le GRD n'a donc pas de vue claire et transparente sur ce qui se cache derrière les enveloppes accordées dans les différents scénarios et les quantités et prix unitaires liés.

Réponse aux remarques de RESA

Suite à la publication du rapport intermédiaire et aux échanges qui ont eu lieu entre Schwartz and Co et la CWaPE d'une part et entre Schwartz and Co et les GRD d'autre part, des modifications ont été ponctuellement apportées à la méthodologie appliquée au calcul des enveloppes de coûts additionnels pour l'extension du réseau. Les éléments en Annexe 1 décrivent de manière détaillée la méthodologie appliquée, les hypothèses retenues ainsi que les spécificités appliquées dans le cas de RESA.

Concernant les charges additionnelles relatives à l'évolution de la pointe, Schwartz and Co a omis dans son rapport intermédiaire d'indiquer pour RESA les tableaux présentant les coûts unitaires utilisés pour calculer les charges additionnelles. Ces données ont été calculées sur base des données fournies par RESA dans les questions Q9 et Q10. Le paragraphe manquant est détaillé ci-dessous et sera repris dans le rapport final.

Précisions apportées dans le rapport final

Les éléments détaillés de l'annexe 1 seront intégrés au rapport final ainsi que le paragraphe suivant, présentant le détail des calculs effectués relatifs aux coûts additionnels pour évolution de la pointe.



Sur base des investissements et des volumes correspondants proposés par RESA, pour faire face aux différents scénarios d'évolution de la pointe globale de son réseau, nous avons calculé les coûts unitaires liés à chaque élément de réseau en €_{courants} (cf. coûts unitaires RESA dans les tableaux suivants). Nous avons comparé ces coûts unitaires aux coûts unitaires calculés par Schwartz and Co sur base des investissements d'adaptation réalisés sur la période 2017-2019 dans le cadre d'un renforcement du réseau, également exprimés en €_{courants} (cf. coûts unitaires S&Co). Les coûts unitaires résultant du chiffrage RESA sont globalement plus élevés que les coûts unitaires S&Co calculés sur base de l'historique, et nous conduisent donc à retenir les coûts unitaires calculés sur base de l'historique.

Les tableaux ci-dessous présentent la comparaison des coûts unitaires RESA et S&Co dans chaque scénario d'évolution de la pointe considéré.

Tableau 1. Investissements et coûts unitaires relatifs au scénario de référence Schwartz and Co - RESA

CONFIDENTIEL

Tableau 2. Investissements et coûts unitaires relatifs au scénario haut Schwartz and Co - RESA

CONFIDENTIEL

Tableau 3. Investissements et coûts unitaires relatifs au scénario RESA

CONFIDENTIEL

2.11.3. Tarifs non périodiques

Remarques de RESA (3.3.1.2, p8)

« Les nouveaux raccordements, qu'il s'agisse de raccordements de prélèvement ou d'injection, n'induisent pas d'investissements additionnels au sens du FEC donc pas de CNI additionnelles, car ils sont financés par les tarifs non périodiques ».

Cette affirmation n'est pas 100% correcte car les tarifs non périodiques sont uniformes pour tout raccordement ; or dans certains cas, ils pourraient ne pas suffire à couvrir les coûts de raccordements (frais généraux inclus). Dans ces cas, il y a bien création d'un asset additionnel qui est ensuite amorti.

Réponse aux remarques de RESA

En moyenne, les tarifs non périodiques doivent être calibrés pour couvrir les coûts sous-jacents.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant





2.11.4. Smartgrid

Remarques de RESA (3.3.1.2, p8)

« La question des actifs de contrôle/ commande est traitée dans la section relative au smart grid ».

Etant donné qu'aucun investissement en termes de smart grid n'a été pris en compte dans le calcul du FEC, ces actifs de contrôle/commande sont-ils aussi exclus de ce facteur d'évolution de coût ? Si oui, quelle en est la raison ?

Réponse aux remarques de RESA

Les actifs de contrôle / commande ont été pris en compte dans la section relative au smart grid et ne donnent donc pas lieu à coûts additionnels au sens du FEC, pour les raisons déjà précisées dans le rapport intermédiaire. Pour rappel, le rapport intermédiaire mentionnait les raisons pour suivantes :

« En accord avec la CWaPE, nous n'avons retenu aucun de ces investissements comme des coûts additionnels pour le calcul du FEC. En effet dans le domaine du smart grid, c'est au GRD de prendre la décision de réaliser de tels investissements sur son budget business as usual dans la mesure où le calcul de rentabilité interne du GRD relatif à ces investissements est positif et viendrait donc réduire au moins d'autant les investissements dans le réseau déjà budgétés par ailleurs. A l'inverse, nous aurions pu prendre l'hypothèse que plus un GRD investit dans des outils de smart grid, plus ces investissements seraient de nature à diminuer le FEC. L'approche neutre a été adoptée dans le présent rapport par prudence. »

Précisions apportées dans le rapport final

Néant

2.11.5. Extension de la longueur de réseau

2.11.5.1. Demande du détail des calculs

Remarques de RESA (3.3.1.2, p8)

Nous souhaiterions connaître le détail des corrections opérées par S&Co sur nos trajectoires d'extension de réseau. En effet, nous n'avons pas réussi à réconcilier les chiffres présentés dans ce rapport (tableau 6) avec les données transmises dans les questionnaires par RESA. Nous comprenons des commentaires que certaines données des plans d'adaptation ont été utilisées, nous souhaiterions connaître lesquelles afin de pouvoir reconstituer les chiffres présentés et connaître en toute transparence les données quantités et PU qui se trouvent derrière les enveloppes déterminées par S&Co. Sans cette réconciliation, nous ne sommes pas en mesure de dire si ces enveloppes nous permettront de réaliser nos investissements futurs dans le réseau puisque nous ne savons pas de quoi elles sont exactement composées.



Par ailleurs, les chiffres de RESA apparaissent dans les tableaux de l'AIEG. Les enveloppes sont-elles dès lors correctement calculées ?

Réponse aux remarques de RESA

Le détail des calculs demandés est présenté dans l'annexe 1.

Le tableau 7 (AIEG) est effectivement erroné pour les parties nouveaux branchements, nouveaux compteurs et postes et cabines et sera modifié dans la version finale du rapport. Schwartz and Co confirme que cette erreur est sans impact sur les résultats de l'étude.

Précisions apportées dans le rapport final

Ces éléments seront repris dans le rapport final.

2.11.5.2. Conversion d'une ligne en câble génère un investissement supplémentaire

Remarques de RESA (3.3.1.2, p9)

Nous notons que la transformation du réseau aérien (lignes) vers souterrain (câbles) n'a pas été comptabilisée comme extension du réseau. Or la conversion d'une ligne en câble génère un investissement supplémentaire. Par le passé, on tolérait un coût pour la solution câble jusqu'à 2,5 fois le coût de la solution ligne.

Réponse aux remarques de RESA

Les GRD ont l'obligation d'enfouir les lignes mais ils peuvent demander une dérogation à la CWaPE. Peu de dérogations étant obtenue sur la MT, on pourrait effectivement considérer la prise en compte d'un coût additionnel d'investissement pour les conversions de lignes MT en câbles MT pour le calcul du FEC, calculé sur la différence de coût unitaire entre pose de ligne et pose de câble en adaptation. Concernant la BT, la situation est différente car le GRD a plus de possibilités de dérogation à l'enfouissement et a des possibilités d'exploiter des synergies de coûts en posant des câbles lorsque la voirie est ouverte pour d'autres besoins (câbles télécoms, eau etc.), et nous considérons qu'il n'y a pas lieu de prendre en compte des coûts additionnels pour la conversion.

Dans le rapport intermédiaire, Schwartz and Co a considéré que la conversion d'une ligne vers un câble devait se faire à enveloppe budgétaire constante. Cette position était motivée par le principe de la régulation incitative impliquant une évolution des coûts unitaires égale à l'inflation et devant couvrir en moyenne l'ensemble des coûts de renouvellement, y compris lorsque le renouvellement ne se fait pas exactement à l'identique.

Les discussions avec RESA et la CWaPE, notamment sur la réglementation en matière d'obligation d'enfouissement et sur les principes permettant de déroger à ces obligations, ont conduit à une évolution de ces considérations. Ainsi, pour un volume de conversion de ligne MT donnée, une enveloppe de coûts additionnels sera calculée comme la différence entre l'investissement d'adaptation pour des lignes et un investissement d'adaptation pour des câbles. Les coûts unitaires



d'extension et d'adaptation correspondants, provenant des réponses aux questions Q9 et Q10 du questionnaire 1, seront appliqués dans le cas de Résa pour effectuer ces calculs.

Précisions apportées dans le rapport final

Le rapport final intégrera la prise en compte de ces éléments de coûts d'investissement additionnels pour la conversion des lignes MT en câble MT.

2.11.5.3. Harmonisation des hypothèses

Remarques de RESA

Nous observons en termes de quantités d'extension de gros écarts entre GRD. Il nous semble que les enveloppes calculées dépendent fortement de comment chaque GRD a rempli le questionnaire. Nous n'avons pas le sentiment que les données ont été harmonisées entre GRD avant d'être utilisées dans les calculs de CNC additionnelles. En ce qui concerne, les longueurs de raccordement, par exemple, nous n'avons pas eu de question spécifique mais il semblerait que les hypothèses prises par RESA diffèrent des autres GRD (ex : lotissements, zonings,...).

Réponse aux remarques de RESA

Le rapport intermédiaire se base sur les données et informations communiquées par les différents GRD. Nous avons discuté des hypothèses, données et définitions de chaque GRD lors des réunions bilatérales en juin/juillet 2020 et à travers différents échanges ultérieurs afin de bien comprendre les informations transmises mais nous n'avons pas procédé à une harmonisation des données.

Les extensions proposées par les GRD relèvent par ailleurs de la meilleure estimation de chaque GRD concernant l'évolution de son propre réseau. Nous avons vérifié la cohérence des projections de chaque GRD avec l'historique, ce qui est bien le cas, mais il n'appartient donc pas à Schwartz and Co de chercher à harmoniser les hypothèses prises par les GRD. En effet, l'exercice visait ici à ce que chaque GRD, à travers la connaissance approfondie de son réseau et de son environnement, chiffre sa vision de l'évolution de ce dernier. Pour cela, chaque GRD a utilisé des hypothèses qui lui sont propres, mais qui doivent refléter au mieux sa vision de son propre réseau et se rapprocher ainsi au plus près de la réalité future.

Des éléments de réponses complémentaires sont donnés au sujet des coûts unitaires en annexe 1 ainsi que dans la partie 2.11.6.1

Précisions apportées dans le rapport final

Néant

2.11.5.4. Interprétation des trajectoires négatives

Remarques de RESA (3.3.1.2, p9)



Les tableaux de certains GRD présentent des quantités additionnelles négatives. Comment les interpréter ?

Réponse aux remarques de RESA

Dans le rapport intermédiaire, la trajectoire de quantités additionnelles de lignes MT d'AIEG est effectivement négative, ce qui traduit une baisse effective de la longueur des lignes MT, qui sont converties en câbles MT (enfouissement).

Suite à la publication du rapport intermédiaire, aux échanges qui ont pu avoir lieu entre Schwartz and Co et la CWaPE d'une part et entre Schwartz and Co et les GRD d'autre part, des modifications ont été ponctuellement apportées à la méthodologie appliquée au calcul des enveloppes de coûts additionnels pour l'extension du réseau. Les éléments en Annexe 1 décrivent de manière détaillée la méthodologie appliquée, les hypothèses retenues ainsi que les spécificités appliquées aux cas de RESA.

Plus particulièrement, les ajustements apportés à la méthodologie conduisent à faire apparaître de manière scindée les longueurs de lignes converties en câbles d'une part et les longueurs d'extension hors nouveaux raccordements et hors conversion. Le détail de la trajectoire retenue pour chaque type d'actif est décrit dans l'Annexe 1. (Cf. **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

Précisions apportées dans le rapport final

Ces éléments seront présentés dans le rapport final.

2.11.5.5. Détail de l'évolution du comptage

Remarques de RESA (3.3.1.2, p9)

Nous souhaiterions obtenir le détail de l'évolution des comptages. Nous lisons que l'évolution de ces derniers pour les BT-YMR a été déterminée sur base des raccordements mais nous ne disposons pas du détail des calculs pour cette évolution.

Réponse aux remarques de RESA

Dans le rapport intermédiaire, les trajectoires pour le comptage avaient été établies, pour chaque type de compteur, dans le but de réaliser un chiffrage des Opex additionnelles liées à l'augmentation du nombre de points de comptage. Dans le rapport final, il a été opté pour une approche plus simple : l'évolution du nombre d'EAN, reprise du business case smart meter de RESA a été utilisée. La trajectoire suivante a été obtenue.

Tableau 4. CNC additionnelles comptage - RESA

CONFIDENTIEL



Pour rappel, le coût unitaire de « *confidentiel* », utilisé ici pour le calcul des OPEX de comptage additionnelles, avait été obtenu par division entre la somme des charges d'exploitation annuelles globales (maintenance+gestion) concernant le comptage (*Source : réponse aux questions Q9 et Q10 du questionnaire N°1*) et la somme des nombres d'EAN annuels sur la période 2017-2019.

Précisions apportées dans le rapport final

Ces éléments seront repris dans le rapport final.

2.11.6. Coûts unitaires

2.11.6.1. Demande du détail des calculs

Remarques de RESA (3.3.1.2, p9)

Nous ne comprenons pas la logique de détermination des coûts unitaires d'investissement telle qu'exprimée ci-dessous : « Ils ont d'une part été établis sur base des données transmises par les GRD concernant les investissements réalisés et les quantités associées dans un but de renforcement du réseau (années 2017, 2018 et 2019). Dans ce premier cas, les coûts unitaires prennent en compte les recettes, subsides et interventions de tiers. D'autre part, les coûts unitaires ont également été calculés sur base des données (quantités et investissements) contenues dans les plans d'adaptation sur les années 2017 et 2018. Dans ce second cas, les investissements utilisés sont bruts (hors recettes, subsides ou interventions de tiers). Ils représentent les coûts unitaires d'extension hors-renforcement. »

Nous ne voyons pas pourquoi des montants nets doivent être considérés pour les renforcements et des montants bruts pour les « hors-renforcements ». En outre, les coûts exprimés par RESA dans le questionnaire 1 sont frais généraux activés inclus tandis que les coûts utilisés dans les plans d'adaptation sont toujours hors frais généraux.

Ces coûts unitaires n'incluent dès lors pas les mêmes composantes. Or ils sont ensuite utilisés pour valoriser des investissements futurs (renforcement et hors renforcement) pour lesquels ce type de distinction ne doit pas être opérée (brut vs net ; FG inclus ou non inclus).

Nous n'avons pas été en mesure de reconstituer les coûts unitaires pour RESA renseignés dans les tableaux 11 et 12. Nous souhaiterions obtenir le détail des calculs ayant mené à ces coûts unitaires.

Dans le cadre de RESA, nous souhaiterions grandement obtenir le détail de calcul de ces coûts unitaires et nous assurer par là même du caractère harmonisé de ces derniers entre les « renforcements » et « hors renforcements » car les écarts observés ne nous semblent pas pertinents.

En ce qui concerne les coûts unitaires d'exploitation, nous souhaiterions également obtenir le détail de leur détermination pour RESA. Notamment au niveau des éléments de contrôle et de transmission pour lesquels l'unité utilisée nous est inconnue.

Réponse aux remarques de RESA



1. Logique de détermination des coûts unitaires

Les extensions du réseau correspondent pour une part à des renforcements du réseau au sens défini dans notre questionnaire N°1 (cf. Q9 et Q10) et pour une autre part à des extensions hors renforcement (les réponses des GRD aux questions Q9 et Q10 de notre questionnaire N°1 sont en effet inférieures aux longueurs totales d'extension du réseau communiquées par les GRD). Comme le montre également les réponses à la question Q10, les extensions pour cause de renforcement sont financées de manière importante par des recettes de tiers et dans certains cas par des subsides. Il est donc correct d'un point de vue méthodologique de valoriser les extensions pour cause de renforcement à partir des coûts d'investissements nets, sur base des réponses aux questions Q9 et Q10.

Pour la valorisation des extensions hors raccordements, nous avons pris l'hypothèse, qui est favorable aux GRD, que ces extensions ne donnaient pas lieu à financement par des tiers ou subside. Les montants annuels de recettes de tiers et subsides nets des recettes relatives aux raccordements et aux renforcements sont faibles (environ 5% des recettes de tiers et subsides totales en 2019 pour RESA) et ont donc été considérés, sur la base de l'hypothèse précédente, intégralement affectés aux adaptations.

2. Coûts d'investissement de RESA dans les plans d'adaptation sans frais généraux activés

Nous n'avons pas été informés au cours de l'étude sur le fait que RESA remplissait les données d'investissement dans les plans d'adaptation sans y intégrer les frais généraux activés, contrairement aux autres GRD. Par ailleurs le calcul des coûts unitaires basé sur les données du plan d'adaptation (année 2017, RESA n'ayant renseigné aucune quantité réalisée pour 2018 dans les plans d'adaptation) montre que les coûts unitaires sont supérieurs à ceux calculés à partir des réponses à la question Q9, ce qui semble infirmer le fait que les frais généraux activés ne soient pas intégrés. Sur cette base, nous avons contacté RESA le 30 novembre 2020 pour obtenir des explications sur cette incohérence apparente. RESA nous a répondu le 4 décembre que les données de quantités renseignées dans le plan d'adaptation pour le réalisé 2017 sont également incorrectes car basées sur des estimations, ce qui explique les coûts unitaires plus importants.

Nous prenons donc acte que les coûts d'investissement renseignés dans les plans d'adaptation par RESA sont hors frais généraux activés et que les données de quantité renseignées dans ces mêmes plans ne sont pas fiables, ce qui pose question sur le reporting effectué par RESA auprès de la CWaPE, et nous oblige, dans le cas de RESA, à revoir la méthode de calcul du facteur nous permettant d'estimer dans les projections la répartition entre longueur des extensions en renforcement et longueur des extensions hors renforcement (facteur X2, voir annexe 1) et à ne plus utiliser du tout, pour le calcul des coûts unitaires de RESA, les données des plans d'adaptation mais uniquement les données du questionnaire N°1 en réponse aux questions Q9 et Q10. Cette méthodologie ajustée est présentée de manière détaillée en annexe 1.

3. Détail des calculs des coûts unitaires



Les calculs permettant d'obtenir les coûts unitaires utilisés par Schwartz and Co sont présentés en Annexe 1.

Les coûts unitaires d'exploitation sont par ailleurs obtenus par division de la somme des montants de charge d'exploitation annuelles donnés par les GRD en réponse à la question 12 du questionnaire Q1, exprimés en €₂₀₁₉, et la somme des quantités d'actifs, issues des inventaires du réseaux, détaillés dans les plans d'adaptation.

Les coûts unitaires de contrôle et de transmission, donnés dans le rapport intermédiaire, ne sont pas utilisés, pour les raisons relatives au smart grid évoquées au paragraphe 0 et donc pas mentionnés dans le rapport final.

4. Ecart observés entre coûts unitaires en renforcement et hors renforcement

Les coûts unitaires calculés d'une part pour les extensions pour cause de renforcement, d'autre part pour les extensions hors renforcement diffèrent tout d'abord de manière évidente parce que les premiers sont nets, et les seconds bruts. Par ailleurs ils ont été calculés exclusivement à partir des données fournies par les GRD dans leur réponse au questionnaire N°1 et dans les plans d'adaptation.

Précisions apportées dans le rapport final

Ces précisions seront intégrées au rapport final.

2.11.6.2. Harmonisation des hypothèses entre GRD

Remarques de RESA (3.3.1.2, p9-10)

Nous observons par ailleurs des disparités importantes entre GRD pour ces mêmes coûts unitaires. Ces disparités démontrent a priori que les informations n'ont pas été complétées de manière harmonisée par les GRD dans les questionnaires. En effet, s'il est tout à fait normal de constater des différences entre les GRD, les coûts unitaires ne devraient selon toute vraisemblance pas varier du simple au double. S&Co mentionne que la cohérence est à tout le moins assurée pour la partie des extensions de câbles moyenne et basse tension ; nous ne partageons pas ce constat. Au niveau des raccordements, la notion d'EAN versus raccordements pourrait ne pas avoir été appliquée par tous les GRD de manière équivalente.

Réponse aux remarques de RESA

Des différences importantes entre GRD sont en effet constatées. Ces différences viennent des données des GRD, la logique de calcul étant la même pour tous les GRD.

L'exercice ne visait en aucun cas à harmoniser les coûts unitaires entre GRD mais bien au contraire à prendre en compte les coûts effectifs et spécifiques de chaque GRD, y inclus sa vision des



évolutions de ces coûts unitaires entre 2019 et 2024 pour des raisons exogènes et hors inflation. Il est dès lors logique qu'il y ait des disparités entre les coûts unitaires des GRD.

Comme indiqué au paragraphe 2.11.6.1, nous avons dû modifier la méthodologie de calcul des coûts unitaires dans le cas de Resa en raison des données de quantités réalisées en 2017 erronées renseignées par Resa dans les plans d'adaptation (cf. méthodologie de calcul des coûts unitaires liés aux actifs du réseau dans l'annexe 1) et aboutissons maintenant à des coûts unitaires de RESA plus cohérents avec ceux des autres GRD.

Précisions apportées dans le rapport final

Ces éléments seront repris dans le rapport final.



2.11.6.3. Non prise en compte de l'AGW Terre excavée et d'autres éléments qualitatifs fournis par Résa

Remarques de RESA (3.3.1.2, p10)

Il est également à noter que les coûts unitaires du passé ne tiennent pas compte des nouveaux éléments de coûts tels qu'engendrés, par exemple, par l'AGW Terre excavée. Il était fait mention de cet arrêté dans les commentaires du questionnaire 1 sans que cela ait pu être chiffré. Il n'a pas été tenu compte des autres éléments de coûts additionnels mentionnés par RESA.

Réponse aux remarques de RESA

Nous avons tenu compte des évolutions des coûts unitaires entre 2019 et 2024 au-delà de l'inflation renseignées par RESA dans les questionnaires. A la question « *Y-a-t-il d'autres éléments macroéconomique et structurels, qui pourraient selon vous influencer vos charges nettes contrôlables à horizon 2028 à la hausse ou à la baisse ? Si oui, les décrire, et les quantifier ci-dessous.* », RESA a effectivement listé une liste d'éléments potentiels mais sans les chiffrer. Il n'a dès lors pas été possible de les intégrer dans le FEC. Si RESA considérait que l'AGW Terre excavée a un impact sur les coûts unitaires d'investissement ou les coûts unitaires opérationnels, il aurait dû en tenir compte dans les estimations d'évolution des coûts unitaires communiquées à travers les questionnaires. Par ailleurs, nous constatons que RESA a déjà budgété des évolutions très significatives sur les coûts unitaires opérationnels au cours des années 2019 à 2024.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant

2.11.7. CNC additionnelles

2.11.7.1. Demande du détail des calculs

Remarques de RESA (3.3.1.2, p10)

Sur base des volumes et des coûts unitaires retravaillés par Schwartz & Co et mentionnés dans le rapport, RESA n'a pas été en mesure de réconcilier le montant de charges nettes contrôlables additionnelles relatives aux extensions de réseau pour 2024-2028 telles qu'elles sont reprises dans les tableaux 1 à 3. Afin de pouvoir juger de la pertinence des enveloppes de coûts additionnelles accordées à RESA au travers de la méthodologie S&Co, RESA doit pouvoir comprendre comment cette enveloppe a été calculée en fonction des quantités et des prix unitaires mentionnés plus haut dans le rapport. Nous souhaiterions dès lors obtenir le détail de cette enveloppe de coûts additionnels pour RESA.

Réponse aux remarques de RESA

Le calcul des coûts additionnels liés à l'extension du réseau est présenté dans l'annexe 1.



Précisions apportées dans le rapport final

Ces éléments seront repris dans le rapport final.

2.11.7.2. Non prise en compte des éléments de contrôle et de transmission

Remarques de RESA (3.3.1.2, p10)

Entre autres, les éléments de contrôle et de transmission ont-ils été pris en compte ?

Réponse aux remarques de RESA

Voir réponse au paragraphe 2.1.4.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant

2.11.8. Mobilité électrique

2.11.8.1. Scénario HAUT de Schwartz & Co

Remarques de RESA (3.3.1.3.2, p10)

Dans son document, Schwartz & Co précise que les objectifs du gouvernement wallon en matière de déploiement du nombre de VE étant particulièrement ambitieux, ces chiffres sont conservés tant pour le scénario de référence que pour le scénario haut. RESA souhaite signaler que cette hypothèse a également été utilisée dans le cadre de ses scénarios.

Schwartz & Co considère inapproprié le scénario HIGH étudié dans le cadre d'une étude Synergrid validée par l'ensemble des GRD. Ce scénario est réalisé sur base de la situation tarifaire actuelle, et considère que les utilisateurs ne s'inquiètent pas d'un début de charge à un tarif jour. RESA est bien conscient que cette hypothèse est forte mais il nous semble justement qu'un scénario HAUT devrait viser à anticiper le cas le plus défavorable plutôt qu'illustrer un scénario basé sur un comportement idéal des utilisateurs dans la situation actuelle.

Le scénario HAUT retenu par Schwartz & Co correspond au scénario LOW de l'étude Synergrid. Ce scénario anticipe un chargement des véhicules s'effectuant en partie sur les lieux de travail. Pour le reste, il tient également compte des mesures tarifaires actuelles, à savoir un tarif jour et nuit différent.

Nous acceptons la remarque de Schwartz & Co indiquant que ce scénario ne peut être considéré comme le plus bas étant donné le potentiel de réduction de la contribution à la pointe en cas de modification du contexte réglementaire. Il nous semble cependant compliqué de considérer ce scénario comme un « worst case » du point de vue de la pointe étant donné les actions nécessaires qui ne sont pas responsabilité du GRD :



- Adaptation des lieux de stationnement nécessaires : bornes privées présentes dans les lieux de stationnement appartenant aux entreprises, bornes publiques présentes pour les utilisateurs ne disposant pas d'un emplacement de stationnement mis à disposition par son employeur ;
- Acceptation de la population de ne pas charger son véhicule en rentrant chez soi suite à une charge partielle effectuée au travail : rien ne garantit que les utilisateurs ne ressentiront pas le besoin d'effectuer une recharge à domicile de manière à partir avec une batterie complètement chargée le lendemain matin.

Il nous semble donc que le scénario HAUT de Schwartz & Co devrait être considéré comme un scénario intermédiaire dépendant plutôt de facteurs externes au secteur de la distribution : mise en place d'infrastructure de charge sur les lieux de travail et dans le domaine public, adoption des habitudes des utilisateurs de VE au moment de la pointe, mesures fiscales pénalisant la recharge au domicile (par ex : prise en charge par l'employeur dans le cadre d'un leasing de la recharge uniquement si elle est effectuée sur le lieu de travail).

Enfin, le scénario de référence proposé par Schwartz repose sur de fortes hypothèses. Tout d'abord, le contrôle de charge à l'aide de contacts secs dans le Smart meter n'est pas disponible dans les spécifications actuelles. La possibilité d'une flexibilité explicite pilotée par le GRD a été abandonnée lors des discussions GRD, CWaPE et cabinet. Les fonctionnalités liées (gestion calibre breaker, contacts secs, contacts virtuels) ont donc été rejetées. Le port de sortie du compteur intelligent devrait donc fournir uniquement des informations sur les plages horaires mais sans aucune gestion réelle de charge laissée sous la responsabilité du client. Il est également important de noter que le tarif de distribution ne représente qu'une partie du tarif total supporté par l'utilisateur. On peut en effet constater que le tarif commodity a sensiblement annulé l'écart de prix entre HP et HC. Pour sensibiliser le client final, il faut donc un prix global qui permettra de générer un gain sensible pour que le client contribue à ce déplacement de charge. Une simple tarification HP/HC ne sera plus suffisante. Il est à noter que cette modification, si elle avait lieu, ne pourrait se faire lors de la période tarifaire actuelle et devrait donc attendre 2024-2028. Enfin, Schwartz & Co annonce qu'un maximum de 5% des charges effectuées à la maison se dérouleraient au moment de la pointe sans jamais citer de sources à cette hypothèse extrêmement ambitieuse. A l'inverse, cette hypothèse ne semble pas en adéquation avec les observations pouvant être réalisées chez d'autres gestionnaires de réseau européens. A titre d'exemple, le coefficient de foisonnement observé en Allemagne, qui peut se baser sur une plus grande

Réponse aux remarques de RESA

Contrairement aux scénarios LOW et HIGH de l'étude Synergrid, le scénario de référence de Schwartz and Co n'est pas basé sur les mesures tarifaires actuelles, mais dans un premier temps sur le renforcement de l'attractivité de ces tarifs pour maximiser le décalage de la charge des VE vers les périodes où le réseau est le moins sollicité, puis dans un second temps sur la mise en œuvre des mesures de flexibilité plus évoluées s'appuyant sur le compteur intelligent, comme indiqué à la page 33 de notre rapport intermédiaire :



« Sans même considérer l'utilisation d'un smart meter, le tarif d'utilisation du réseau en heure creuse associé à un compteur bihoraire et à une offre de fourniture jour-nuit permet à un utilisateur de véhicule électrique d'économiser de l'ordre de 175 €/an avec les tarifs actuels (hypothèse : 20000 km/an, 20 kWh/100 km), et repousserait la charge au-delà de 21h00 à 23h00 selon les horaires actuels des GRD wallons (à noter que la plupart des wallbox actuelles ont une entrée vers un contact sec qui peut être reliée soit à un relais de TCC soit à un relais de contrôle de charge d'un smart meter). Ces tarifs pourraient être rendus plus attractifs par les GRD et les horaires d'heures creuses ajustés au mieux afin d'inciter au maximum les utilisateurs à basculer vers ces tarifs et à charger leur VE la nuit, en dehors de la charge sur le lieu de travail qui pourra être incitée par ailleurs. Le déploiement du smart meter permettra progressivement d'aller au-delà de ces mesures simples qui ont déjà fait leur preuve pour d'autres équipements flexibles comme les ballons d'eau chaude. Sur cette base nous considérons qu'il est réaliste qu'à l'horizon 2028 au maximum 5% des charges à la maison se fassent à la pointe du soir. »

Ces mesures de flexibilité s'appuyant sur le compteur intelligent peuvent être de 2 types :

- Des tarifs périodiques de type time-of-use définissant des plages tarifaires particulièrement attractives pour les périodes hors pointe dans lesquelles le GRD souhaite positionner le maximum de la charge des véhicules électriques ; la commutation d'une plage tarifaire à l'autre est communiquée par un signal provenant du ou des relais du compteur intelligent.
- Des rabais sur le tarif périodique en échange du fait que le client accepte que sa ou ses bornes de charge soient raccordées aux relais du compteur intelligent à travers lesquels le GRD pourra envoyer des ordres de contrôle de charge (baisse partielle ou totale de la puissance appelée).

RESA mentionne que les « spécifications actuelles » du compteur intelligent n'intègrent pas de fonctionnalités de contrôle de charge. Le compteur intelligent actuellement déployé par Fluvius et qui est également utilisé par RESA dans la phase tactique ne comprend en effet pas de relais de contrôle de charge, mais il est indispensable que la spécification du futur compteur de RESA et des autres GRD wallons intègre des fonctionnalités de contrôle de charge (relais de contrôle de charge commutables à distance par le HES d'une part et par un calendrier téléchargé dans le compteur intelligent d'autre part), qui sont proposées par tous les grands fournisseurs de compteurs, font partie de la spécification d'interopérabilité IDIS et sont déjà largement déployées en Europe. Les GRD AIEG, AIESH et REW ont d'ailleurs bien intégré le contrôle de charge dans leurs spécifications de compteurs intelligents dans le cadre de leur appel d'offres.

Ceci permettrait également d'accroître les bénéfices du comptage intelligent et donc d'améliorer le business case correspondant.

Hypothèse de 5 % : RESA cherche à montrer que notre hypothèse de 5% des charges effectuées à la maison se dérouleraient au moment de la pointe n'est pas cohérente avec le retour d'expérience internationale, en citant en particulier un coefficient de simultanéité de 40 % en Allemagne.



RESA ne précise pas les sources de son schéma ni les hypothèses sous-jacentes mais selon nous il ne représente en rien l'effet des mesures de flexibilité que nous avons décrites dans notre rapport intermédiaire mais le simple effet de foisonnement dû à l'accroissement du nombre de véhicules en aval d'un poste MT/BT. L'Allemagne est d'ailleurs très en retard sur le déploiement du comptage intelligent et n'a pas encore mis en place les mesures que nous préconisons, mais s'y prépare, ainsi que nous l'avons décrit plus haut.

En tout état de cause, la CWaPE ne pourrait pas accepter d'intégrer dans le FEC le fait que RESA ne mette pas en œuvre la gestion nécessaire des charges des véhicules électriques dans le but de maîtriser sa pointe sur son réseau et donc de maîtriser ses investissements futurs. Il est également utile de préciser que la CWaPE maintient sa suggestion de prévoir un contact sec sur les compteurs intelligents, en vue du délestage de ces charges en cas de congestions sur les réseaux qui ne pourraient être évitées par d'autres formes de flexibilité. A ce stade, RESA et ORES prévoient l'éventuelle gestion de ces charges via à contact virtuel sur le compteur intelligent, solution qui n'a pas encore convaincu la CWaPE. Il reviendra in fine au GRD la responsabilité de l'intégration des véhicules électriques sur les réseaux de la manière la plus avantageuse par rapport au coût. L'hypothèse retenue de 5% nous semble correspondre à une solution réaliste de la gestion des charges des véhicules électriques et de leur contribution à la pointe et nous la retenons.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant

2.11.8.2. Scénario de référence Schwartz & Co

Remarques de RESA (3.3.1.3.2, p12)

Dès lors, il nous semble que ce scénario (référence Schwartz & Co) ne devrait être étudié qu'à partir de la période tarifaire 2024-2028 et devrait être présenté comme un scénario bas plutôt que de référence.

Réponse aux remarques de RESA

Le scénario de référence de Schwartz and Co est un scénario qui s'appuie sur des mesures de flexibilité réalistes car s'appuyant sur de mesures tarifaires clairement identifiées, déjà utilisées dans le passé pour d'autres besoins similaires. Ces mesures sont également en ligne avec la stratégie du régulateur et s'appuient sur une solution technique largement éprouvée dans d'autres pays (comptage intelligent avec contrôle). Il s'agit en effet d'un scénario qui demande de la proactivité des GRD, mais qui ne présente pas de difficulté particulière pour son implémentation. Nous maintenons donc qu'il s'agit bien d'un scénario de référence et non d'un scénario bas.

Précisions apportées dans le rapport final



Néant

2.11.8.3. Confusion entre BEV et PHEV dans ces deux lignes

Remarques de RESA (3.3.1.3.2, p12)

Les informations renseignées par Schwartz & Co pour qualifier le scénario haut sont erronées. Il semble y avoir une confusion entre BEV et PHEV dans ces deux lignes.

En conséquence, nous retenons :

- pour le scénario de référence une contribution à la pointe correspondant à une charge simultanée de 5% des véhicules électriques, à 6 kW/ BEV et 3 kW/PHEV en moyenne (chaque VE disposera d'un point de charge privé, même si ce VE pourra se charger également au travail ou sur des bornes ouvertes au public) ;
- pour le scénario haut (analyse de sensibilité) :
 - une contribution à la pointe variant de 0,8 kW/**BEV en 2020** à 0,71 kW/**PHEV en 2028** en moyenne,
 - une contribution à la pointe variant de 0,4 kW/**BEV en 2020** à 0,36 kW/**PHEV en 2028** en moyenne,ces chiffres correspondant au scénario LOW de l'étude Synergrid.

Réponse aux remarques de RESA

Il s'agit effectivement d'une coquille de rédaction, les chiffres utilisés dans les calculs étant corrects. On devrait lire :

- une contribution à la pointe variant de 0,8 kW/BEV en 2020 à 0,71 kW/BEV en 2028 en moyenne,
- une contribution à la pointe variant de 0,4 kW/PHEV en 2020 à 0,36 kW/PHEV en 2028 en moyenne.

Précisions apportées dans le rapport final

La correction sera apportée.

2.11.9. Nouveaux usages : Scénario haut de Schwartz & Co en matière de PAC

Remarques de RESA (3.3.1.3.3, p13)

Le scénario haut de Schwartz en matière de PAC est donc être considéré comme un scénario intermédiaire aux yeux de RESA.

Réponse aux remarques de RESA

Schwartz & Co a considéré une étude de référence récente afin de dimensionner ses scénarios, étude d'ailleurs également considérée par RESA. RESA n'apporte pas d'élément neuf qui conduirait à remettre en question ce choix.



Précisions apportées dans le rapport final

Néant



2.11.10. Evolution de la pointe

2.11.10.1. Scénario « worst case »

Remarques de RESA (3.3.1.3.10, p13)

Le scénario haut proposé par RESA dans le cadre du questionnaire 2 a tout simplement été oublié sans aucune justification. Nous souhaitons insister sur le fait que nous ne considérons qu'aucun des scénarios étudiés dans ce document ne constitue de scénario haut au sens du scénario « worst case ». La situation la plus problématique n'est donc pas illustrée dans ce document mais devrait, selon nous, être étudiée.

Réponse aux remarques de RESA

Nous considérons que ce scénario n'est pas réaliste :

- Il n'est pas cohérent avec les scénarios d'Elia.
- Il n'est pas reflété par la situation passée et actuelle des investissements de RESA.
- Pour l'impact de la mobilité électrique sur la pointe, il est basé sur un scénario très proche du scénario HIGH de l'étude Synergrid avec une prise en compte d'un effet réduit des mesures de flexibilité.
- Pour l'impact des PAC sur la pointe, il est basé sur les hypothèses de RESA à 2,66 kW/PAC résidentielle, qui est près d'1 kW/PAC supérieur à l'impact maximal identifié dans l'étude « The addition of heat pump electricity load profiles to GB electricity demand : Evidence of a heat pump field trial » (Applied Energy 204 (2017) 332-342).

En outre, comme déjà mentionné, l'objectif de la CWaPE est de mettre en place une régulation incitative au développement de la flexibilité et de son usage (e.a. déplacement de la charge, en vue de diminuer les pointes et les investissements futurs y relatifs).

Précisions apportées dans le rapport final

Néant.

2.11.10.2. Demande du détail des calculs + erreur de numérotation

Remarques de RESA (3.3.1.3.10.1, p13)

La numérotation de ce paragraphe (3.3.1.3.10.1) est erronée et devrait être 3.3.1.3.10.2.

Les montants relatifs aux investissements nécessaires renseignés dans les tableaux 52, 53 et 54 ne correspondent pas aux tableaux rentrés par RESA en réponse au questionnaire 2 de Schwartz & Co.

Nous comprenons qu'ils ont été recalculés par Schwartz & Co sur base de la méthode décrite pour



ORES. Cependant, à l'inverse d'ORES, nous ne disposons pas des données unitaires utilisées nous permettant de retrouver ces valeurs et de les challenger ou les corriger/valider le cas échéant.

Nous ne comprenons pas comment les trois dernières lignes de chaque tableau (« Amortissements exceptionnels annuels » ; « Amortissement supprimés cumulés » et « Amortissements additionnels cumulés ») ont été obtenues et souhaiterions en avoir le détail pour pouvoir les corriger/valider.

Les amortissements exceptionnels : 20% d'amortissements résiduels ne correspondent-ils pas à un actif âgé de 40 ans (sur une durée de vie de 50 ans) ? Les amortissements supprimés : un investissement de 40 ans n'a pas le même ratio €/km qu'un investissement de 10 ans. Les montants ne devraient-ils pas faire l'objet d'une estimation sur base du prix courant de 1979 pour tenir compte d'un investissement réalisé il y a 40 ans ?

Réponse aux remarques de RESA

La partie 2.11.2 détaille les coûts unitaires, qui ont effectivement été omis lors de la rédaction du rapport intermédiaire.

Amortissements exceptionnels : les chiffres évoqués à la page 53 du rapport intermédiaire au sujet du facteur correctif appliqué aux amortissements exceptionnels calculés sur base de la VNC unitaire sont corrects. En effet, en supposant que l'âge moyen des actifs considérés est de 25 ans (par rapport à une durée de vie de 50 ans), appliquer un facteur de 1 donne un amortissement exceptionnel d'un actif âgé en moyenne de 25 ans, un facteur de 0 un amortissement exceptionnel d'un actif âgé en moyenne de 50 ans, et un facteur de 0,2 un amortissement exceptionnel d'un actif âgé en moyenne de 45 ans ($=50-0,2*25$).

Amortissements supprimés : il est vrai que le calcul basé sur l'amortissement unitaire moyen en 2019 (en €/km) donne une valeur correspondant à l'âge moyen du réseau (25 ans dans notre exemple), qui est plus élevée que la valeur correspondant à l'âge tenant compte du facteur correctif (45 ans dans notre exemple). Cependant, nous avons vérifié que l'effet est négligeable sur le FEC calculé, de l'ordre d'une unité sur le 2^e chiffre après la virgule du FEC, en considérant l'inflation 1979-1999, les montants d'amortissements supprimés étant très faibles par rapport aux montants d'amortissements exceptionnels.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant



2.11.11. Smart metering

2.11.11.1. Temps de prestation pris comme référence par Schwartz & Co

Remarques de RESA (3.3.1.4.1, p14)

Nous avons aussi réalisé des pilotes en Ethernet. Il faut, dans ce cas, raccorder le comptage au réseau électrique mais aussi, ensuite, raccorder l'installation avec son modem au réseau Ethernet de l'opérateur. Ces prestations augmentent sensiblement la complexité du raccordement et ainsi le temps de prestations.

Réponse aux remarques de RESA

Nous ne contestons pas qu'il y ait un temps additionnel pour la pose d'un compteur Ethernet, mais dans notre scénario de référence nous n'intégrons pas les compteurs Ethernet, qui ne constituent pas selon nous une solution appropriée pour les zones blanches.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant

2.11.11.2. HES

Remarques de RESA (3.3.1.4.2, p15)

Ce paragraphe est mal numéroté et devrait être 3.3.1.4.4

Notre convention avec FLUVIUS couvre la période tactique entre 2020 et 2022. RESA, ORES et SIBELGA ont maintenant décidé de suivre FLUVIUS dans le prochain marché SM + HES en mode service. Ce marché doit être live en 2022.

Les coûts relatifs à ce marché arrivent donc dès 2021 avec le développement puis la mise en place de la solution HES commune. Cela nous permettra d'aborder la période 2023 et suivant qui n'est pas couverte par la convention actuelle.

Nous ne comprenons dès lors pas pour quelle raison le HES de RESA devrait être décalé sur 2024.

Réponse aux remarques de RESA

Dans les dernières discussions tenues entre la CWaPE et RESA, il a été convenu que, étant donné les incertitudes importantes qui existent sur la phase stratégique et le peu de fiabilité des données chiffrées, le budget octroyé pour le déploiement des compteurs smart sur la période 2019-2023 n'intégrerait pas les coûts de la phase stratégique à l'exception du MDM. Dès lors nous avons pris l'hypothèse que les charges d'amortissement du HES stratégique n'interviendraient qu'à partir de 2024.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant



2.11.11.3. Fonctionnalité 4G ou PLC

Remarques de RESA (3.3.1.4.2, p15)

PASSAGE CONFIDENTIEL

De plus, le signal NB IoT est bien plus puissant que la 4G et offre un meilleur taux de pénétration dans les bâtiments. Déjà aujourd'hui, des SM sont accessibles en NB IoT alors qu'ils ne le sont pas en 4G.

La solution PLC comporte un concentrateur et des SM qui communiquent entre eux pour permettre la communication dans la zone et avec ce concentrateur. Cette solution comporte des limites en matière de déploiement s'il reste réalisé par segment puisqu'elle nécessite un taux de compteurs déployés important (>60%).

Réponse aux remarques de RESA

Technologie 4G pour la zone blanche NB-IoT :

PASSAGE CONFIDENTIEL

- La conclusion de RESA ci-dessus nous paraît donc bien hâtive, d'autant plus qu'elle se base sur les inputs d'un seul opérateur de télécom, dont le réseau en Wallonie est moins développé que celui d'Orange.
- La technologie de communication LTE Cat 1 est une technologie 4G qui permet d'utiliser l'infrastructure 4G existante des opérateurs (stations de base), qui couvre aujourd'hui plus de 99,8 % de la population en Wallonie. Des compteurs intelligents de ce type existent sur le marché et ont déjà été largement déployés aux Pays-Bas (plus d'1 millions de points chez Enexis) et dans certains projets pilotes en Belgique. Proximus reconnaît bien dans son email que la 4G pourrait être utilisée en indiquant que « 4G is also present on 1800 MHz antennas without NB-IoT », puis précise « but in the same area there are almost always also 800 MHz antennas », ce qui est étonnant étant donnée la couverture de 99,8% par la 4G en Wallonie, par rapport à une zone couverte par NB-IoT selon les hypothèses de RESA uniquement à 80%.
- Les technologies de communication LTE Cat-M1 (encore appelé LTE-M), et LTE Cat-NB1 (appelé également NB-IoT) ont été introduites par la norme LTE release 13 pour les communications dites IoT afin de réduire la consommation des points de communication en contrepartie d'un débit plus faible. Cat-M1 et Cat NB1 sont donc toutes deux des technologies issues de la 4G, Cat-M1 ayant un débit un peu plus rapide que Cat NB1. Pour déployer leurs offres LTE Cat-M1 et LTE Cat-NB1, les opérateurs utilisent leurs stations 4G classiques, qui doivent être upgradées :
 - Pour Cat M1 l'upgrade nécessite uniquement un nouveau software. Il est donc très aisé pour un opérateur de convertir son réseau 4G classique en réseau Cat M1.



- Pour Cat NB1 (NB-IoT), l'upgrade nécessite également du nouveau hardware, ce qui explique qu'il est un peu plus compliqué et coûteux d'upgrader le réseau 4G classique vers NB-IoT.

Orange Belgique a annoncé dès fin 2017 couvrir 100% de la Belgique avec ces deux technologies IoT.

- Etant donnée la couverture de la Wallonie quasiment à 100 % en 4G, les zones blanches décrites par RESA correspondent en fait à des zones dans lesquelles les stations de base 4G n'ont pas encore été upgradées pour prendre en charge NB-IoT. Dans ce cas l'utilisation d'un compteur 4G (LTE Cat 1) est tout à fait possible, ce que Proximus ne contredit pas, même si la sensibilité est effectivement de 20 dB moindre qu'avec NB-IoT (il existe une alternative encore plus intéressante qui est d'utiliser dans ces zones blanches LTE Cat-M1, qui ne nécessite qu'un upgrade software de la station de base de l'opérateur).
- Nous pensons également, à la lumière notamment de l'expérience de Fluvius, qu'une zone blanche chiffrée par RESA à 20 % des compteurs n'est pas réaliste, car les opérateurs télécoms ont un intérêt à déployer NB-IoT sur l'ensemble du territoire pour couvrir la quasi-totalité des compteurs intelligents qui sont et seront déployés. C'est une question de négociation avec tous les opérateurs télécoms pour qu'ils s'engagent à couvrir tous les points de comptage intelligent par NB-IoT.
- En conclusion :
 - Nous maintenons que des compteurs 4G (LTE Cat-1) sont une solution utilisable pour la zone blanche NB-IoT et moins chère que la solution Ethernet envisagée par RESA.
 - Il existe cependant des alternatives plus efficaces et moins chères à l'utilisation de ces compteurs 4G, en particulier et avant tout la négociation avec les opérateurs télécoms en faisant jouer la concurrence (Proximus n'est que l'un des 3 opérateurs en Belgique, Orange Belgique est particulièrement actif dans le domaine IoT avec 100 % de couverture revendiquée) pour obtenir une couverture quasiment à 100 % par NB-IoT.
 - Notre scénario de référence du smart metering basé sur des compteurs 4G pour les zones blanches et conservant le chiffre de 20 % de compteurs en zone blanche est donc en fait très favorable aux GRD et pourrait être tiré vers le bas en termes de coût.

Solution PLC : notre scénario de référence pour le smart metering ne s'appuie pas sur le PLC comme solution technique en zone blanche.

Précisions apportées dans le rapport final

Nous ferons apparaître dans le rapport final une analyse de sensibilité sur l'extension de la zone blanche NB-IoT (5 %) et recommandons à la CWaPE d'adapter les coûts additionnels alloués aux GRD pour le smart metering en fonction des conditions effectives de couverture négociées avec les opérateurs de télécoms.





2.11.11.4. Hypothèses clés du scenario de référence

CONFIDENTIEL







2.11.12. Smart grid

Remarques de RESA (3.3.1.5, p19)

RESA considère que le smart meter pourra en effet constituer un élément utile au smart grid lorsque celui-ci sera suffisamment déployé. Pour autant, il nous semble erroné de considérer que le smart meter constituera à lui seul un élément clé du smart grid. Le compteur smart n'est qu'une brique technologique d'un système plus large.

Dans le cas du smart-grid, il s'agit d'exploiter le réseau de façon intelligente et optimale au départ de toutes les informations qui seront disponibles, venant des SM mais aussi du réseau (configuration réseau, flux d'énergie,...) et de tous les éléments qui le composent. Des informations externes pourront également être utilisées comme les prévisions météo, prévisions de vent, de soleil,...

En l'absence des autres investissements renseignés (tant hardware que software), le smart meter ne permettra pas de rendre plus intelligente la gestion du réseau. Dès lors, il ne nous semble pas correct de dissocier l'utilité des smart meters dans le smart grid des différents investissements renseignés, de même qu'il est inconcevable de ne pas considérer ces investissements comme nécessaires à l'intégration des nouveaux usages et des unités de production décentralisée sur les réseaux de distribution, a fortiori dans les scénarios où l'on considère que la contribution à la pointe des nouveaux usages pourra être limitée par le GRD.

Les investissements renseignés précédemment, tant hardware que software, nous paraissent donc essentiels et pleinement justifiés. Nous ne pourrions pas comprendre qu'ils soient tout simplement exclus de la détermination du facteur d'évolution des coûts pour la prochaine période régulatoire dans le contexte évolutif que nous connaissons : évolution des moyens de production, des types et mode de consommation, gestion des données...

Il paraît évident que la pertinence de tout investissement, indépendamment de sa nature et de sa finalité, puisse être évaluée au moyen de critères objectifs.

Pour autant, le seul critère de rentabilité interne pour le GRD ne peut être retenu. En effet, étant donné la mutation du secteur ainsi que la transition énergétique au cœur et au service de laquelle se situent les activités du GRD, des analyses coûts/bénéfices à l'échelle du secteur et/ou de la société dans son ensemble devraient pouvoir être considérées. Ces investissements ne bénéficient pas uniquement aux GRD mais à la collectivité en général.

Par ailleurs, conditionner tout investissement smart grid à la quantification d'un business case positif (quel que soit son périmètre) est une approche qui est séduisante d'un point de vue théorique. Cependant, étant donné les difficultés pratiques d'un tel exercice, cette approche pourrait grandement entraver ou retarder le déploiement de solutions nécessaires à l'adaptation des réseaux aux réalités des besoins du secteur énergétique de demain.

L'approche adoptée dans le rapport ne nous semble pas « neutre » du tout et contraire au rôle de facilitateur de marché que la Région wallonne souhaite faire jouer aux GRD. La transition énergétique nécessite des coûts additionnels transitoires et la régulation tarifaire ne doit pas freiner l'innovation.



Réponse aux remarques de RESA

La CWaPE est consciente que le développement des productions décentralisées à partir de source d'énergie renouvelable, les nouveaux usages énergétiques (véhicules électriques, CNG, pompes à chaleur, air conditionné, etc.) ainsi que les nouvelles technologies (compteurs communicants, objets connectés) sont rendues inéluctable par la transition énergétique. Cette transition offre de nouvelles opportunités pour les acteurs de marché mais également de nouveaux défis à relever notamment pour les gestionnaires de réseau de distribution qui voient leur métier évoluer.

L'objectif de l'étude sur l'évolution macro-économique des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz est justement d'objectiver et de chiffrer les coûts additionnels des GRD induits par des facteurs exogènes liés notamment à la transition énergétique.

Le smart grid est un outil à la disposition des GRD pour permettre de gérer plus efficacement les évolutions induites par la transition énergétique et les demandes de flexibilité. Vu ainsi, le smart grid ne peut pas être considéré comme une finalité en soi mais un moyen. Dès lors, les investissements smartgrid doivent nécessairement apporter des gains au GRD au niveau de la gestion des réseaux et dès lors *in fine* des économies de coûts d'investissements ou de coûts opérationnels. Les investissements smartgrid n'ont pas d'intérêt s'ils complexifient la gestion des réseaux sans améliorer l'efficacité de celle-ci. Ce dernier élément est essentiel puisque en effet le facteur d'évolution des coûts, dans la mesure où il serait intégré dans la prochaine méthodologie tarifaire, doit permettre, de manière raisonnable, aux gestionnaires de réseaux de distribution de financer l'exercice des obligations légales et réglementaires qui leur incombent de la manière la plus avantageuse par rapport aux coûts (voir Art 4 §2 2° du décret tarifaire).

Enfin, les GRD n'ont à ce jour pas encore apporté la démonstration d'un bénéfice significatif du smart grid pour l'URD ou pour les autres acteurs du marché.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant



2.11.13. Autres systèmes IT

Remarques de RESA (3.3.1.6.1, p20)

Les investissements et charges à venir liés aux CER, s'ils n'ont pas encore pu être quantifiés, seront bel et bien nécessaires. En effet, même si « le GRD n'en aura pas la charge », c'est-à-dire qu'il ne devrait pas en être le gestionnaire selon le décret du 02 mai 2019, ce même décret attribue au GRD des rôles clés (comme la détermination des volumes autoconsommés individuellement et collectivement, analyser les demandes d'autorisation des communautés d'énergie renouvelable, etc.) qui nécessiteront de nouveaux outils ainsi que l'adaptation des outils existants. La quantification du besoin en de tels outils pourra se faire lorsque le cadre réglementaire sera précisé (revue du décret wallon et arrêtés d'exécution).

Par ailleurs, les volumes de données échangées vont considérablement croître à l'avenir. Cela vaut également pour les données de flexibilité. Nous sommes donc également étonnés que les investissements IT (hors smart metering) liés par exemple à la plateforme GRD pour la flexibilité du marché n'entrent pas en ligne de compte dans les CNC additionnels.

En outre, que ce soit au niveau des investissements IT liés au smart grid ou autres, les montants mentionnés par Schwartz & Co en tant qu'enveloppe disponible en 2024 ne sont pas corrects. Nous serions plutôt aux environs 7M€ et non 16,8M€ (projections d'amortissements provenant de notre ERP). Par ailleurs, ces estimations actuelles ne tiennent pas encore compte des investissements IT additionnels importants qui sont prévus sur la période 2019-2023 (+/-32M€ HFG) et généreront des amortissements additionnels une fois que les projets seront live (notamment le Smart – l'amortissement débute chez RESA quand les projets sont lancés). Ces derniers sont estimés à 3,5M€ annuels et ne laisseront dès lors pas d'enveloppe pour les nouveaux investissements IT Smart Grid et autres. En réalité, le creux imaginé ne verra jamais le jour.

Réponse aux remarques de RESA

Comme indiqué dans notre rapport intermédiaire, le chiffre de 16,8 M€ était une estimation sur la base des données disponibles dans les rapports ex-post. Il nous apparaît que le traitement d'un volume grandissant de données et la communication de données avec des tiers fait partie d'une évolution généralisée des sociétés et de la digitalisation, à anticiper et à traiter déjà aujourd'hui. Tous ces investissements ne font pas partie du scope du FEC et sont à considérer dans le BAU.

Pour les CER, le rôle du GRD n'est à priori pas de mettre en place un EMS CER, donc il n'y a pas lieu de considérer des systèmes IT additionnels mais certainement, le besoin d'échange de données avec des tiers.

Les investissements IT relatifs au smart metering étant bien pris en compte par ailleurs dans le FEC, et les investissements IT additionnels importants mentionné par RESA sur 2019-2023 ne correspondant à aucun élément tangible justifié par RESA, il existe bien malgré tout une marge de manœuvre significative et nous ne voyons pas de raison de modifier les conclusions sur ce point.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant



2.11.14. Autres inducteurs exogènes de coûts additionnels

Remarques de RESA (3.3.1.6.2, p20)

Les GRD, dont RESA, ont présenté une liste d'autres facteurs exogènes de coûts. Ils n'ont pas pu être chiffrés à l'heure actuelle, mais cela ne signifie pas qu'ils n'auront pas d'impact sur la période régulatoire 2024-2028. Nous considérons l'argumentation « non chiffré » -> « non pris en compte » comme un raccourci un peu rapide.

Réponse aux remarques de RESA.

La CWaPE renvoie à sa réponse formulée à la section 2.7 du présent rapport.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant

2.11.15. Calculs des FEC

Remarques de RESA (3.3.2, p20)

Nous n'avons pas été en mesure de calculer les FEC constants sur la période. Quelle est la formule employée par Schwartz & Co pour ce faire ?

Réponse aux remarques de RESA

Faisant référence à la terminologie décrite au paragraphe 3.3.2.1 et au tableau 66 page 74 du rapport intermédiaire, le FEC constant sur la période (i.e. FEC_E pour l'électricité et FEC_G pour le gaz) est le pourcentage qui permet d'obtenir l'égalité entre la somme de l'enveloppe totale estimée des CNC sur la période 2024-2028 et la somme de l'enveloppe totale estimée lissée des CNC sur la période 2024-2028, soit :

Pour l'électricité :

$$\sum_{N=2024}^{2028} ETECNc(N) = \sum_{N=2024}^{2028} ETECNc(2024)(1 + FEC_E)^{(N-2024)}$$

Avec :

- $ETECNc(N)$: l'enveloppe totale estimée des CNC électricité en année N
- $ETECNc(2024)(1 + FEC_E)^{(N-2024)}$: l'enveloppe totale estimée lissée des CNC électricité en année N

Pour le gaz :

$$\sum_{N=2024}^{2028} ETECNc(N) = \sum_{N=2024}^{2028} ETECNc(2024)(1 + FEC_G)^{(N-2024)}$$

Avec :

- $ETECNc(N)$: l'enveloppe totale estimée des CNC gaz en année N



- $ETECNCg(2024)(1 + FEC_E)^{(N-2024)}$: l'enveloppe totale estimée lissée des CNC gaz en année N

Précisions apportées dans le rapport final

Ces compléments seront intégrés au rapport final.

2.12. GAZ

2.12.1. Extension de réseau gaz

2.12.1.1. Demande du détail des calculs

Remarques de RESA (3.4.1.1, p21)

Nous n'avons pas pu réconcilier les amortissements additionnels et les opex additionnels en gaz avec les données transmises au sein des questionnaires. Nous souhaiterions obtenir le détail des montants mentionnés au tableau 72 pour RESA. Par ailleurs, les estimations d'amortissements d'ORES semblent fort proches de celles de RESA ; est ce bien cohérent ?

Réponse aux remarques de RESA

Suite à la publication du rapport intermédiaire, aux échanges qui ont pu avoir lieu entre Schwartz and Co et la CWaPE d'une part et entre Schwartz and Co et les GRD d'autre part, des modifications ont été ponctuellement apportées à la méthodologie appliquée au calcul des enveloppes de coûts additionnels pour l'extension du réseau. Les éléments décrits ci-dessous reprennent les tableaux 72 et 74 ainsi que les coûts unitaires appliqués.

Résultats

Le tableau ci-dessous représente le total des CNC additionnelles pour les années 2024 à 2028. Ce tableau est l'équivalent du tableau 72 du rapport intermédiaire (pour Resa uniquement), prenant en compte les ajustements effectués notamment sur la méthodologie de calcul. Les coûts sont exprimés en €₂₀₂₄.

Tableau 5. CNC additionnelles globales Gaz - Resa

CONFIDENTIEL

Coûts unitaires utilisés et sources

Tableau 6. Coûts unitaires utilisés Gaz - Resa

CONFIDENTIEL

CNC additionnelles relatives aux branchements

Les hypothèses suivantes ont été retenues par Schwartz and Co afin de réaliser ces calculs :

- 85% des nouveaux branchements sont considérés comme bénéficiant de la gratuité, ce qui correspond à la moyenne 2017-2019 (Cf. e-mail de RESA du 4/12/20) ;



- Les quantités de nouveaux branchements sont directement issues de la réponse de Resa à la question Q1 du questionnaire N°1 ;
- Des CNC additionnelles ont été retenus par Schwartz and Co concernant l'opération Promogaz. Le détail des calculs est présenté ci-dessous :

Tableau 7. Hypothèses Promogaz - Resa

CONFIDENTIEL

Le tableau ci-dessous détaille le calcul des CNC additionnelles liées aux nouveaux branchements.

Tableau 8. CNC additionnelles branchements Gaz - Resa

CONFIDENTIEL

CNC additionnelles relatives aux conduites

Le tableau ci-dessous détaille le calcul des CNC additionnelles liées aux nouvelles conduites. Les trajectoires de volume de nouvelles conduites sont directement issues de la réponse de Resa à la question Q8 du questionnaire N°1.

Tableau 9. CNC additionnelles conduites Gaz - Resa

CONFIDENTIEL

CNC additionnelles relatives au comptage

Le tableau ci-dessous détaille le calcul des CNC additionnelles liées aux nouveaux compteurs. Les trajectoires de volume de nouveaux compteurs sont directement issues de la réponse de Resa à la question Q1 du questionnaire N°1. Toutefois, pour les compteurs BP, les nouveaux compteurs à budgets ne sont pas pris en compte dans la trajectoire de nouveaux compteurs annuels.

Tableau 10. CNC additionnelles comptage Gaz - Resa

CONFIDENTIEL

CNC additionnelles relatives aux cabines

Le tableau ci-dessous détaille le calcul des CNC additionnelles liées aux nouvelles cabines. Les trajectoires de nouvelles cabines sont directement reprises de la réponse de Resa à la question Q8 du questionnaire N°1.

Tableau 11. CNC additionnelles cabines Gaz - Resa

CONFIDENTIEL



Enfin, ce dernier tableau présente le facteur de conversion des €₂₀₁₉ en €₂₀₂₄.

Inflation 2019-2024 (€2019 -> €2024)	8,37%
--	--------------

Précisions apportées dans le rapport final

Ces éléments seront présentés dans le rapport final.

2.12.1.2. Projections en termes de branchements MP chez ORES

Remarques de RESA (3.4.1.1, p21)

Au niveau des données de volumes, les projections en termes de branchements MP chez ORES semblent incohérentes.

Réponse aux remarques de RESA

Les données de projections de branchements MP d'ORES proviennent directement des réponses au questionnaire N°1 et n'ont pas été retraitées.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant.

2.12.1.3. Mise en cause des hypothèses de volumes, de coûts unitaires & Promogaz

Remarques de RESA (3.4.1.1, p21)

Les projections de nouveaux branchements RESA à la Q1 du questionnaire 1 ne tenaient pas compte du projet promogaz ; ce qui n'est pas correct.

Concernant les coûts unitaires des nouveaux branchements, en gaz, la plupart sont des raccordements standards gratuits (qu'ils soient issus de promogaz ou non). Il nous semble dès lors surévalué de considérer 50% des raccordements ayant généré une recette.

Par ailleurs, par rapport à Promogaz, une charge supplémentaire pour les GRD doit être prise en compte car ce dernier verse une prime aux nouveaux clients promogaz qui en font la demande. Ces charges seront-elles toujours prises en compte via des CPS dans la période réglementaire 2024-2028 ? Nous n'avons pas été en mesure de réconcilier les coûts unitaires pour les investissements de renforcement (tableau 77) pour les extensions – conduites et canalisations – de RESA. Nous souhaiterions obtenir le détail ayant mené à la détermination de ces montants.

De même, nous souhaiterions obtenir les détails des coûts unitaires RESA repris au tableau 78 car nous n'avons pas pu les relier aux informations transmises. Comme pour la partie Electricité, nous attirons l'attention sur la prise en compte ou non des frais généraux activés dans les coûts unitaires (les questionnaires en tiennent compte, les plans d'adaptation non).

Réponse aux remarques de RESA



Cf. partie 2.12.1.1

Précisions apportées dans le rapport final

Ces éléments seront pris en compte dans le rapport final.

2.12.2. Smart metering : Demande de détail dans les calculs

Remarques de RESA (3.4.1.2, p21)

Nous souhaiterions obtenir le détail des coûts additionnels mentionnés dans le rapport pour le smart metering GAZ. Nous n'avons pas sur les réconcilier à notre business case (même pour le scénario initial GRD).

Réponse aux remarques de RESA

Voir paragraphe 2.11.11.4.

Précisions apportées dans le rapport final

Voir paragraphe 2.11.11.4.

2.12.3. Argumentation « Non chiffré » -> « Non pris en compte »

Remarques de RESA (3.4.1.4, p22)

Nous considérons l'argumentation « non chiffré » -> « non pris en compte » comme un raccourci un peu rapide.

Réponse aux remarques de RESA

La CWaPE renvoie à sa réponse formulée à la section 2.7 du présent rapport.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant



3. Annexe 1 - Méthodologie de calcul des coûts additionnels relatifs à l'extension des lignes et câbles du réseau par GRD

3.1. Principe général

Le calcul des coûts additionnels relatifs à l'extension des lignes et câbles du réseau est réalisé pour tous les GRD selon la méthodologie de base en 2 étapes décrite aux paragraphes 3.2 et 3.3.

En cas de données non disponibles ou manifestation erronées, des données alternatives ont été utilisées et documentées.

Le paragraphe 3.4 décrit l'application de cette méthodologie au cas spécifique de RESA.

Le calcul des coûts unitaires relatifs aux plans d'adaptation a été fait sur 2017-2018 pour le rapport intermédiaire.

3.2. Etape 1 : calcul des longueurs d'extension de réseau et de conversion des lignes MT en câble MT

- A : type d'actifs :
 - Câbles MT
 - Câbles BT
 - Lignes MT
 - Lignes BT
- N : année pour laquelle le calcul est effectué
- $L0(A,N)$: longueur totale de l'actif de type A au 31/12/N (*Source : réponse des GRD à la question Q15 du questionnaire n°1*)
- $L1(A,N)$: évolution de la longueur totale de l'actif A entre le 31/12/N-1 et le 31/12/N
$$L1(A,N)=L0(A,N)-L0(A,N-1)$$
- $L2(A,N)$: évolution de la longueur total de l'actif A entre le 31/12/N-1 et le 31/12/N hors nouveaux raccordements
$$L2(A,N)=L1(A,N)-NBRCT(NTA,N)*LURCT(A) ; \text{ pour } N>2019$$

Avec

- $NBRCT(NTA,N)$: nombre de nouveaux raccordements en année N sur le niveau de tension de l'actif A (*source : réponse des GRD au questionnaire N°1, question Q1*)
- $LURCT(A)$: longueur moyenne de l'actif A par raccordement du niveau de tension de l'actif A, calculée comme la moyenne sur les années 2017 à 2019 pour les années



où les données sont disponibles (*source : réponse des GRD au questionnaire N°1, question Q2*) :

$LURCT(A) = \text{SOMME}(\text{LRCT}(A,i)) / \text{SOMME}(\text{NBRCT}(\text{NTA},i))$ pour l'année i appartenant à [2017,2018,2019] avec des données disponibles en i , avec

- $\text{LRCT}(A,i)$: la longueur d'actif A comptabilisée dans les nouveaux raccordements en année i (*source : réponse des GRD au questionnaire N°1, question Q2*)
- $\text{NBRCT}(\text{NTA},i)$: nombre de nouveaux raccordement en année i sur le niveau de tension de l'actif A (*source : réponse des GRD au questionnaire N°1, question Q1*)

- $\text{LCV}(\text{lignes BT/MT},N)$: longueur de lignes BT/MT converties en câbles BT/MT en année N :

- Pour N de 2017 à 2019 :

$$\text{LCV}(\text{lignes BT/MT},N) = \min(0 ; \text{L2}(\text{lignes BT/MT},N) - \text{LEXTQ9Q10}(\text{lignes BT/MT},N))$$

Avec $\text{LEXTQ9Q10}(\text{lignes BT/MT},N)$ la somme des longueurs en extension des réponses aux questions Q9 et Q10 pour les lignes BT/MT

- Pour $N > 2019$:

$$\text{LCV}(N) = \min(0, \text{L2}(\text{lignes BT},N) - \text{L4R}(A,N))$$

Voir la définition de $\text{L4R}(A,N)$ ci-dessous

- $\text{L3}(A,N)$: évolution de la longueur total de l'actif A entre le 31/12/ $N-1$ et le 31/12/ N hors nouveaux raccordements, hors conversions lignes vers câbles

Pour N de 2017 à 2028 :

- $\text{L3}(\text{câbles BT/MT},N) = \max(0, \text{L2}(\text{câbles BT/MT},N) + \text{LCV}(\text{lignes BT/MT},N))$
- $\text{L3}(\text{lignes BT/MT},N) = \max(0, \text{L2}(\text{lignes MT},N))$

- $\text{L4R}(A,N)$: évolution de la longueur total de l'actif A entre le 31/12/ $N-1$ et le 31/12/ N hors nouveaux raccordements, hors conversions lignes vers câbles, correspondant à des renforcements au sens des questions Q9 et Q10 du questionnaire N°1.

$\text{L4HR}(A,N)$: évolution de la longueur total de l'actif A entre le 31/12/ $N-1$ et le 31/12/ N hors nouveaux raccordements, hors conversions lignes vers câbles, ne correspondant pas à des renforcements au sens des questions Q9 et Q10 du questionnaire.

Avec

- Pour N de 2017 à 2019 :

- Pour les lignes BT/MT :

- $\text{L4R}(\text{lignes BT/MT}, N) = \text{LEXTQ9Q10}(\text{lignes BT/MT}, N)$



- $L4HR(\text{lignes BT/MT},N) = \max(0 ; L3(\text{lignes BT/MT},N) - L4R(\text{lignes BT/MT},N))$
- Pour les câbles BT/MT :
 - Si $L3(\text{câbles BT/MT},N) - LEXTQ9Q10(\text{câbles BT/MT},N) < 0$, alors :
 - $L4R(\text{câbles BT/MT},N) = L3(\text{câbles BT/MT},N)$
 - $L4HR(\text{câbles BT/MT},N) = 0$
 - Si $L3(\text{câbles BT/MT},N) - LEXTQ9Q10(\text{câbles BT/MT},N) \geq 0$, alors :
 - $L4R(\text{câbles BT/MT},N) = LEXTQ9Q10(\text{câbles BT/MT},N)$
 - $L4HR(\text{câbles BT/MT},N) = L3(\text{câbles BT/MT},N) - L4R(\text{câbles BT/MT},N)$
- Pour N de 2020 à 2028 :

$$L4R(A,N) = L3(A,N) * X2(A)$$

$$L4HR(A,N) = L3(A,N) * (1 - X2(A))$$

Avec $X2(A)$ calculée de 2 manières possibles :

- **Approche de base : « X2 base » (utilisée pour le rapport intermédiaire, chaque fois que possible)**

$$X2(A) = \text{SOMME}(LEXTQ9Q10(A,N)) / \text{SOMME}(LEXTPA(A,N)) \text{ sur } N \text{ de } 2017 \text{ à } 2018.$$

Avec :

$LEXTPA(A,N)$: longueur en extension de l'actif A pour l'année N renseignée dans le plan d'adaptation

- **Approche alternative : « X2 new », utilisée si les données des plans d'adaptation ne sont pas disponibles ou erronée (introduite en raison des problèmes de données de quantités dans les plans d'adaptation de RESA)**

$$X2(A) = \text{SOMME}(\min(L4R(A,N) ; L3(A,N))) / \text{SOMME}(L3(A,N)) \text{ sur } N \text{ de } 2017 \text{ à } 2019.$$

3.3. Etape 2 : calcul des coûts additionnels

- $CAHCV(A,N)$: coûts additionnels hors conversion des lignes MT en câbles MT en €2024
 $CAHCV(A,N) = L4R(A,N) * CUR(A) + L4HR(A,N) * CUHR(A)$



Avec

- CUR(A), le coût unitaire d'investissement net de recettes dans l'actif A en extension pour des renforcements au sens des Q9 et Q10 du questionnaire :

$$\begin{aligned} \text{CUR}(A) = & [\\ & (1+I_{2018}) * (1+I_{2019}) * [(\text{investissement}(A,2017)(Q9) + \text{investissement}(A,2017)(Q10)) - \text{recettes}(A,2017)(Q10)] + \\ & (1+I_{2019}) * [(\text{investissement}(A,2018)(Q9) + \text{investissement}(A,2018)(Q10)) - \text{recettes}(A,2018)(Q10)] + \\ & (\text{investissement}(A,2019)(Q9) + \text{investissement}(A,2019)(Q10)) - \text{recettes}(A,2019)(Q10)] \\ & / [\text{longueur}(A,2017)(Q9) + \text{longueur}(A,2017)(Q10) + \\ & \text{longueur}(A,2018)(Q9) + \text{longueur}(A,2018)(Q10) + \\ & \text{longueur}(A,2019)(Q9) + \text{longueur}(A,2019)(Q10)] \end{aligned}$$

Avec :

- investissement brut en extension actif A en année N renseigné par les GRD en réponse à la question Q9 du questionnaire N°1 : $\text{investissement}(A,N)(Q9)$
 - investissement brut en extension actif A en année N renseigné par les GRD en réponse à la question Q10 du questionnaire N°1 : $\text{investissement}(A,N)(Q10)$
 - quantité en extension actif A en année N renseignée par les GRD en réponse à la question Q9 du questionnaire N°1 : $\text{longueur}(A,N)(Q9)$
 - quantité en extension actif A en année N renseignée par les GRD en réponse à la question Q10 du questionnaire N°1 : $\text{longueur}(A,N)(Q10)$
 - recettes extension actif A en année N renseignées par les GRD en réponse à la question Q10 : $\text{recettes}(A,N)(Q10)$
 - I2018/2019 : l'inflation réalisée de l'année 2018/2019 (indice santé)
- CUHR(A), le coût unitaire d'investissement dans l'actif A en extension hors renforcements au sens des Q9 et Q10 du questionnaire

$$\begin{aligned} \text{CUHR}(A) = & [(1+I_{2018}) * (1+I_{2019}) * (\text{investissementPAEXT}(A,2017) + \\ & (1+I_{2019}) * \text{investissementPAEXT}(A,2018))] \\ & / [\text{longueurPAEXT}(A,2017) + \text{longueurPAEXT}(A,2018)] \end{aligned}$$

Avec :



- investissement brut en extension actif A en année N dans le plan d'adaptation : $\text{investissementPAEXT}(A,N)$
- quantité en extension renseignée actif A en année N dans le plan d'adaptation : $\text{longueurPAEXT}(A,N)$

Alternative si aucune donnée fiable n'est disponible dans les plans d'adaptation : $\text{CUHR}(A)$ est calculé comme $\text{CUR}(A)$ hors recettes.

- $\text{CACV}(\text{lignes MT},N)$: coûts additionnels de conversion des lignes MT en câbles MT en €2024

$$\text{CACV}(\text{lignes MT},N) = \text{LCV}(\text{lignes MT},N) * (\text{CUCA}-\text{CULI})$$

Avec :

- CUCA le coût unitaire de pose de câble MT en adaptation, €2024

CUCA =

$$\begin{aligned} & [(1+I_{2018}) * (1+I_{2019}) * (\text{investissementAD}(\text{câbles MT},2017)(Q9) + \text{investissementAD}(\text{câbles MT},2017)(Q10)) + (1+I_{2019}) * \\ & (\text{investissementAD}(\text{câbles MT},2018)(Q9) + \text{investissementAD}(\text{câbles MT},2018)(Q10)) + \text{investissementAD}(\text{câbles MT},2019)(Q9) + \\ & \text{investissementAD}(\text{câbles MT},2019)(Q10)] \\ & / [\text{longueurAD}(\text{câbles MT},2017)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{câbles MT},2017)(Q10) + \\ & \text{longueurAD}(\text{câbles MT},2018)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{câbles MT},2018)(Q10) + \\ & \text{longueurAD}(\text{câbles MT},2019)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{câbles MT},2019)(Q10)] \end{aligned}$$

Avec :

- investissement câble MT en adaptation année N renseigné Q9 du questionnaire N°1 : $\text{investissementAD}(\text{câble MT},N)(Q9)$
 - investissement brut câble MT en adaptation année N renseigné par les GRD en réponse à la question Q10 du questionnaire N°1 : $\text{investissementAD}(\text{câble MT},N)(Q10)$
 - longueur câble MT en adaptation année N renseignée par les GRD en réponse à la question Q9 du questionnaire N°1 : $\text{longueurAD}(A,N)(Q9)$
 - longueur câble MT en adaptation année N renseignée par les GRD en réponse à la question Q10 dans le questionnaire N°1 : $\text{longueurAD}(A,N)(Q10)$
- CULI le coût unitaire de pose de lignes MT en adaptation, €2024

CULI =



$$\begin{aligned} & [(1+I_{2018}) \cdot (1+I_{2019}) \cdot (\text{investissementAD}(\text{lignes} \\ & \text{MT}, 2017)(Q9) + \text{investissementAD}(\text{lignes MT}, 2017)(Q10)) + (1+I_{2019}) \cdot \\ & (\text{investissementAD}(\text{lignes MT}, 2018)(Q9) + \text{investissementAD}(\text{lignes} \\ & \text{MT}, 2018)(Q10)) + \text{investissementAD}(\text{lignes MT}, 2019)(Q9) + \\ & \text{investissementAD}(\text{lignes MT}, 2019)(Q10)] \\ & / [\text{longueurAD}(\text{lignes MT}, 2017)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{lignes MT}, 2017)(Q10) + \\ & \text{longueurAD}(\text{lignes MT}, 2018)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{lignes MT}, 2018)(Q10) + \\ & \text{longueurAD}(\text{lignes MT}, 2019)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{lignes MT}, 2019)(Q10)] \end{aligned}$$

Avec :

- investissement ligne MT en adaptation année N renseigné par les GRD en réponse à la question Q9 du questionnaire N°1 : $\text{investissementAD}(\text{ligne MT}, N)(Q9)$
- investissement brut ligne MT en adaptation année N renseigné par les GRD en réponse à la question Q10 du questionnaire N°1 : $\text{investissementAD}(\text{ligne MT}, N)(Q10)$
- longueur ligne MT en adaptation année N renseignée par les GRD en réponse à la question Q9 du questionnaire N°1 : $\text{longueurAD}(A, N)(Q9)$
- longueur ligne MT en adaptation année N renseignée par les GRD en réponse à la question Q10 du questionnaire N°1 : $\text{longueurAD}(A, N)(Q10)$

3.4. Détail des calculs dans le cas de RESA

CONFIDENTIEL

