



**Schwartz and Co**  
Strategy Consulting



**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)**

**Réponse à ORES**

26 janvier 2021

**Version non confidentielle**

Préparé par : Schwartz and Co, la CWaPE



# SOMMAIRE

<b>1. CONTEXTE ET OBJECTIF</b> .....	<b>4</b>
<b>2. REPONSES AUX REMARQUES D'ORES</b> .....	<b>5</b>
<b>2.1. Remarques introductives et réserves générales</b> .....	<b>5</b>
2.1.1. Processus collaboratif, transparence et motivation .....	5
2.1.2. Interprétation des demandes d'information par les GRD .....	11
2.1.2.1. Définition précise et normée des données réclamées par le consultant.....	11
2.1.2.2. Traitement de l'incertitude liée à ces différences d'interprétation.....	12
2.1.2.3. Comparaison entre GRD et finalité .....	13
2.1.3. Communication des données d'ORES et des autres GRD .....	13
2.1.3.1. Cohérence de la communication entre les données des GRD et confidentialité.....	13
2.1.4. Justification, explication et vérifiabilité des hypothèses, projections, modèles et sources de données alternatives utilisés .....	14
2.1.5. Utilisation des données du questionnaire .....	16
2.1.6. Variables décisives du modèle.....	17
2.1.7. Traitement et neutralisation des évolutions des salaires .....	17
2.1.8. Variabilité des coûts unitaires .....	17
<b>2.2. Remarques ponctuelles d'ORES sur le rapport intermédiaire</b> .....	<b>18</b>
2.2.1. FEC individuel vs FEC global .....	18
2.2.2. Prise en compte de l'injection biométhane .....	19
2.2.3. Gratuité pour les branchements gaz résidentiels standards .....	20
2.2.4. Avis sur l'efficacité du paysage des GRD wallons .....	20
2.2.5. Mécanisme d'indexation et application du gain d'efficacité sur les CNI .....	21
2.2.6. Non prise en compte des coûts de renouvellement de réseaux dans le calcul du FEC .....	24
2.2.7. Année de départ à l'évolution des coûts contrôlables .....	26
<b>2.3. Electricité</b> .....	<b>29</b>
2.3.1. Exclusion des couts et portions de réseau lies aux raccordements.....	29
2.3.2. Volumes des extensions de réseau.....	29
2.3.3. Couts unitaires de renforcements et hors renforcements .....	32
2.3.4. Déplacement de la charge .....	33
2.3.5. Développement du stockage d'électricité .....	36
2.3.6. Evolution de la pointe .....	37
2.3.6.1. Impact de l'efficacité énergétique sur l'évolution de la pointe charge (hors nouvel usage) ....	37
2.3.6.2. Effet de la production décentralisée sur la pointe.....	37
2.3.6.3. Evolution de la pointe ORES par rapport aux autres GRD.....	38
2.3.6.4. Autres commentaires d'ORES sur le traitement de ses données .....	38
2.3.7. Investissements chiffrés par ORES et coûts unitaires associés.....	39
2.3.8. Calcul des amortissements exceptionnels (évolution de la pointe) .....	40
2.3.9. Smart metering - calcul des couts additionnels ORES .....	41
2.3.9.1. Demande du détail des calculs.....	41
2.3.9.2. Demande du détail des calculs pour les CNI comptage .....	47
2.3.9.3. Demande du détail des calculs pour les CNI IT .....	47
2.3.9.4. Opex additionnelles .....	48



2.3.9.5.	Hypothèses prises par S&Co .....	49
2.3.10.	Smart grid .....	52
2.3.11.	Autres systèmes IT .....	53
2.3.11.1.	Ratio investissement/OPEX ores .....	53
2.3.11.2.	Gestion des CER .....	54
2.3.11.3.	Prise en compte de la charge d'amortissements .....	55
2.3.12.	Facteurs d'évolution global : erreur tableau 65, 68 et 82 .....	56
<b>2.4.</b>	<b>Gaz.....</b>	<b>57</b>
2.4.1.	Remarque d'ordre général .....	57
2.4.2.	Tableau 73 : incohérence ORES-RESA.....	57
2.4.3.	Coûts unitaires .....	59
2.4.3.1.	Branchements Promogaz .....	59
2.4.3.2.	Extensions/adaptations des canalisations .....	60
2.4.3.3.	Investissements dans les nouvelles cabines .....	61
2.4.3.4.	Charges d'exploitation unitaires .....	61
2.4.3.5.	Erreur tableau 83 et 84 .....	62
<b>3.</b>	<b>ANNEXE 1 - METHODOLOGIE DE CALCUL DES COUTS ADDITIONNELS RELATIFS A L'EXTENSION DES LIGNES ET CABLES DU RESEAU PAR GRD .....</b>	<b>63</b>
3.1.	Principe général .....	63
3.2.	Etape 1 : calcul des longueurs d'extension de réseau et de conversion des lignes MT en câble MT...63	
3.3.	Etape 2 : calcul des coûts additionnels .....	66
3.4.	Détail des calculs dans le cas d'ORES.....	69
3.4.1.	Longueurs du réseau .....	Erreur ! Signet non défini.
3.4.1.1.	Résultats.....	Erreur ! Signet non défini.
3.4.1.2.	Détails des calculs et précisions sur les exceptions à la méthodologie pour ORES	Erreur ! Signet non défini.
3.4.2.	Coûts unitaires .....	Erreur ! Signet non défini.
3.4.2.1.	Coûts unitaires d'investissement .....	Erreur ! Signet non défini.
3.4.2.2.	Coûts unitaires d'exploitation .....	Erreur ! Signet non défini.
3.4.2.3.	Evolution des coûts unitaires d'exploitation et d'investissement .....	Erreur ! Signet non défini.
3.4.3.	CNC additionnelles.....	Erreur ! Signet non défini.



## **1. Contexte et objectif**

Ce document répond aux remarques formulées par le GRD ORES 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 que d'autre part 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 d'ORES

### 2.1. Remarques introductives et réserves générales

#### 2.1.1. Processus collaboratif, transparence et motivation

##### Remarques d'ORES (0, p1 à p7)

Le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité (GRD) impose à la CWaPE d'organiser une concertation avec les GRD, avant l'adoption de la méthodologie tarifaire (art. 2, § 2). Si la responsabilité d'adopter une méthodologie tarifaire revient in fine à la CWaPE, il ressort de cette disposition que le processus d'élaboration de la méthodologie tarifaire doit être un processus participatif et de collaboration entre les GRD et la CWaPE<sup>1</sup>.

Afin de donner un effet utile à la concertation, la CWaPE doit motiver et expliquer les orientations qu'elle entend prendre pour la future méthodologie tarifaire. Elle doit motiver ses orientations et ses choix méthodologiques avant de les arrêter définitivement, afin de permettre aux GRD de faire valoir leurs observations. Cette obligation est consacrée par la doctrine qui commente le processus de concertation qui doit être mis en place par la CWaPE.

La motivation et la transparence sont requises afin que les GRD puissent communiquer leurs observations et remarques sur les travaux préparatoires et/ou les résultats qui leur sont présentés et sur lesquels la CWaPE entend se baser pour l'élaboration de la méthodologie tarifaire 2024 à 2028. En l'absence d'une telle transparence et motivation de la CWaPE, tout le processus de concertation serait vicié puisque les GRD ne seraient matériellement pas dans une position où il leur est possible de présenter utilement leurs observations.

Enfin, ORES attire l'attention de la CWaPE sur le fait que lorsqu'un régulateur se base, pour l'exercice de ses compétences tarifaires, sur des analyses économiques réalisées par un consultant externe, ces analyses économiques font partie intégrante de la motivation de la décision tarifaire du régulateur. Si la CWaPE souhaite utiliser la version finale de l'étude du consultant S&Co pour fixer des paramètres de la méthodologie tarifaire 2024-2028, cette étude sera considérée comme une composante de la motivation de la décision de la CWaPE fixant cette méthodologie.

Dans la mesure où ces analyses économiques peuvent avoir une influence sur la décision que la CWaPE adoptera, celles-ci doivent respecter les mêmes principes que la décision de la CWaPE elle-même<sup>3</sup>. En d'autres termes, le fait que la CWaPE fasse appel à un consultant externe ne l'exonère pas de la nécessité de justifier les analyses économiques que ce consultant produit : les hypothèses, projections et modèles utilisés pour arriver au résultat doivent être vérifiables.

Les hypothèses, projections et modèles qui sous-tendent les analyses économiques doivent être communiqués de manière transparente à l'ensemble des GRD, qui doivent pouvoir formuler des observations sur ceux-ci. Si ces hypothèses, projections et modèles peuvent être guidés par certains objectifs du régulateur, ils doivent être raisonnables, justifiés et cohérents. L'implication étroite des



GRD et la prise en compte de leurs observations sont de nature à renforcer la fiabilité des modèles, hypothèses et projections retenus dans l'analyse économique. A l'inverse, un manque d'information des GRD sur les étapes de l'analyse du consultant ou un rejet non justifié des remarques des GRD nuit à la crédibilité de l'analyse économique.

Comme il est rappelé par la jurisprudence, la CWaPE doit s'assurer que les analyses économiques utilisées comme bases de ses décisions tarifaires ne sont pas affectées par des erreurs manifestes d'appréciation ou des erreurs de fait dans les modèles, projections et hypothèses retenus. Les décisions de la CWaPE qui se baseraient sur des analyses économiques affectées par de telles erreurs (sur les projections de croissance par exemple) seraient sujettes à annulation.

De même, si les résultats du modèle utilisé ne présentent pas de cohérence, il peut être présumé que ledit modèle contient des erreurs factuelles ou des erreurs manifestes d'appréciation.

En définitive, ORES invite donc la CWaPE à communiquer les hypothèses, formules de calcul et modèles qui ont été utilisés par S&Co pour aboutir aux résultats présentés dans son rapport communiqué le 15 octobre 2020. ORES pourra ainsi faire valoir utilement ses observations et relever le cas échéant les erreurs potentielles.

En l'état, ORES n'est pas en mesure de se prononcer de manière complète et définitive sur le rapport intermédiaire qui lui a été soumis pour commentaires. Le 15 octobre 2020, la CWaPE a partagé un rapport de 89 pages avec les GRD leur laissant quinze jours ouvrables pour transmettre leurs remarques. La collecte des données pour cette étude s'est étalée sur plusieurs mois sans que S&Co ne revienne vers les GRD pour expliquer le (re)traitement des données qui a été entrepris et partager les calculs réalisés, ce qui aurait permis de retracer clairement la manière dont les résultats ont été obtenus. Les GRD découvrent donc dans le rapport transmis : les scénarios retenus par le consultant, certaines données à la base des résultats, ainsi que les résultats calculés. Le délai court imparti, l'absence de transparence des analyses réalisées et le refus de la CWaPE de partager les détails des calculs réalisés par S&Co (voir infra) limitent clairement les commentaires que les GRD sont à même de formuler sur ce rapport.

Etant donné le délai très court octroyé aux GRD pour se prononcer sur une problématique d'une telle complexité, il est important qu'un document clair, bien étayé et documenté soit soumis à consultation. ORES a la volonté d'engager un dialogue constructif avec le Régulateur mais il faut pour ce faire que la CWaPE et le consultant fournissent les éléments nécessaires pour comprendre les rapports qui nous sont soumis pour remarques, ce qui n'est pas le cas actuellement.

Lors de la présentation du rapport faite par le S&Co aux GRD le 15 octobre dernier, suite à une question posée par ORES, il a été confirmé que le rapport permettrait bien de reconstituer les résultats sur la base des données transmises.

En prenant connaissance du rapport, nous nous sommes rendu compte que nous n'étions pas en mesure de reconstituer les résultats sur la base des données du rapport. Nous avons donc sollicité la CWaPE par mail du 21 octobre 2020 afin de pouvoir disposer du détail des calculs réalisés par S&Co.



Nous souhaitons par ailleurs encore relever sur cette question que par courriel du 22 octobre 2020, ORES a encore insisté pour obtenir de la transparence sur les calculs réalisés en proposant des pistes de solutions pour mitiger le problème éventuel de la confidentialité de certaines données :

*« Pour chaque GRD, il devrait cependant être possible de partager les fichiers qui produisent le facteur d'évolution des coûts individuels du GRD. Pour les calculs à l'échelle du secteur, nous pourrions recevoir les fichiers d'analyse mais avec des données "factices" (c'est-à-dire simulées/aléatoires) - ce qui nous permettrait de retracer les calculs et de comprendre la méthodologie exacte de calcul, même si nous ne pouvons pas vérifier les erreurs ou les incohérences des données spécifiques. »*

Ce à quoi la CWaPE a répondu en date du 27 octobre 2020 :

*« Notre demande n'est pas qu'ORES contrôle l'exactitude de chaque formule du modèle de calcul de Schwartz & Co, dont par ailleurs l'expertise dans ce type d'exercice n'est plus à démontrer. Nous attendons plutôt d'ORES, sur base des données et hypothèses convenues (qui peuvent encore être clarifiées, au besoin), qu'elle puisse se prononcer sur la pertinence de son résultat dans l'étude au regard de sa propre simulation de l'évolution de leur facteur de coût. La projection issue de votre planification financière des années 2024-2028 devrait in fine rencontrer les résultats de l'étude.*


*Il reviendra par contre à la société Schwartz & Co, au travers de son rapport, de permettre aux GRD de comprendre pourquoi des écarts importants entre GRD sont constatés, de réaliser des analyses de sensibilité, d'identifier les inducteurs de coûts les plus impactants pour le GRD sur la période 2024-2028, etc... conformément à l'offre remise et au cahier des charges convenus. »*

Nous relevons qu'il appartient à S&Co d'objectiver ses analyses et non aux GRD de comparer leurs analyses individuelles aux résultats non justifiés de S&Co.

A ce titre, nous vous avons fait part des besoins en investissements d'ORES estimés pour les années à venir pour faire face à la transition énergétique et renouveler son réseau (voir réponse à la question 50). S&Co ne fait pas état de ces données dans son rapport.

Nous soulignons ensuite le dernier paragraphe du courriel de la CWaPE du 27 octobre dernier. En l'état le rapport ne permet aucunement de faire cela. Nous demandons à nouveau que les données et les fichiers d'analyse utilisés pour le calcul des facteurs individuels d'évolution des coûts d'ORES nous soient communiqués ou, à tout le moins, que les calculs réalisés et les données utilisées par S&Co nous soient expliqués, étape par étape, afin que les chiffrages puissent être reconstitués à partir des données fournies par ORES. Il est essentiel que ces informations soient partagées en temps utile, et que les GRD disposent de suffisamment de temps pour mettre en évidence tout problème qui pourrait survenir avant que S&Co ne publie son rapport final.

Il est d'autant plus essentiel pour ORES de comprendre les calculs qui ont été réalisés par le consultant et les hypothèses qui ont été prises que nous avons formulé des griefs importants par rapport à l'approche générale suivie par le consultant (voir notamment la note d'introduction accompagnant la réponse au questionnaire 1 ainsi que la discussion qui s'est tenue lors de la réunion du 2 juillet 2020).



Comme évoqué ci-dessus, au vu des chiffres du rapport intermédiaire, les questionnements d'ORES déjà émis lors de la transmission des données semblent s'avérer totalement pertinents à la lecture du rapport. La grande variabilité des coûts unitaires est le reflet des données incorrectes qui sont à la base de l'étude. Ceci impacte négativement les résultats de l'étude. L'absence de transparence sur les calculs réalisés, sur les hypothèses prises et sur les données utilisées limite les commentaires que nous pouvons faire sur les résultats du fait principalement des incohérences flagrantes que nous relevons dans le rapport. Elle nous met ainsi dans l'incapacité de juger l'impact des modifications apportées aux données et des hypothèses prises sur les résultats.

Tous ces éléments empêchent à ce stade ORES de se prononcer sur la validité et la pertinence des calculs et des résultats qui sont affichés. Ils empêchent également une concertation réelle et utile préalable à l'adoption par la CWaPE de la Méthodologie Tarifaire pour la période 2024-2028.

Enfin, ORES souligne que différentes problématiques qui interviennent dans le présent document, comme la base de coûts sur laquelle s'applique le facteur de croissance macro-économique, le facteur d'indexation des coûts contrôlables, le facteur d'efficacité, etc., auront un impact conséquent sur l'équilibre financier de la proposition faite par la CWaPE. ORES formule donc ci-dessous ses +réponses sur le document de la CWaPE sans disposer de cette vision globale sur les différentes composantes. A défaut de cette compréhension, ORES n'est pas en mesure de se prononcer de manière complète et définitive sur les propositions de la CWaPE et ne peut juger du caractère équilibré des propositions faites par la CWaPE.

La présente note vous est dès lors adressée sans aucune reconnaissance préjudiciable et nous nous réservons le droit de formuler d'autres commentaires sur le rapport, sur la méthodologie utilisée ou sur les réponses reçues de la CWaPE et du consultant.

### **Réponse aux remarques d'ORES**


La CWaPE adhère pleinement avec les principes rappelés par ORES concernant la transparence et le processus participatif et collaboratif entre les GRD et la CWaPE dans le cadre du processus d'élaboration de la méthodologie tarifaire. Ce processus, est en effet, encadré par l'article 2, § 2 du décret du 19 janvier 2017 qui stipule que la CWaPE organise une concertation avec les GRD sur le projet de méthodologie tarifaire.

La CWaPE s'engage d'ailleurs à communiquer aux GRD, avant l'adoption de la méthodologie tarifaire, un projet de méthodologie tarifaire qui fera l'objet d'une discussion et d'une concertation avec les GRD, dans le cadre desquelles ceux-ci auront l'occasion de poser des questions et faire valoir leurs observations sur les orientations et choix méthodologiques proposés par la CWaPE.

La CWaPE émet toutefois certaines réserves quant à l'étendue de l'obligation de motivation formelle qu'ORES paraît vouloir faire peser sur ses épaules dès le stade de travaux préparatoires et que le GRD paraît vouloir étendre aux analyses et rapports d'experts sur lesquels la CWaPE pourrait se baser pour l'élaboration de sa méthodologie tarifaire.

S'il est incontestable que la méthodologie tarifaire qui sera finalement adoptée devra être motivée, notamment en ce qu'elle ne donnerait pas une suite favorable à certaines observations émises par les





GRD lors de la concertation, en ce qu'elle trancherait entre des analyses ou avis contradictoires de plusieurs experts etc., la CWaPE ne rejoint en revanche pas ORES en ce qu'il paraît considérer que la CWaPE devrait également, pour que la méthodologie tarifaire finale soit valable, motiver de manière exhaustive le projet de méthodologie tarifaire et motiver les résultats de chaque analyse et de chaque étude réalisées par des experts sur lesquels le projet de méthodologie se fonde. Dans ce dernier cas, la CWaPE ne pourrait bien souvent pas aller jusqu'à fournir les fichiers de calculs à la base des analyses, compte tenu notamment des règles de propriété intellectuelle et de protection du secret des affaires.


Cette réserve n'empêche cependant pas que la CWaPE aura à cœur de permettre au GRD de comprendre au mieux ses projets de choix et orientations et se tiendra à leur disposition pour apporter les réponses et explications complémentaires dont ils auront besoin pour pouvoir réagir utilement sur le projet de méthodologie tarifaire et pour leur fournir l'ensemble des informations à sa disposition lorsque cela reste compatible avec le respect de la propriété intellectuelle et du secret des affaires. Etant entendu que l'objectif de la concertation n'est pas que les GRD se cantonnent à un rôle passif de vérification des calculs réalisés en amont par la CWaPE ou par les experts sur lesquels elle se repose, mais qu'ils collaborent de manière proactive en exposant en quoi ces orientations rejoignent ou non leurs propres projections ou les analyses d'autres experts. L'essentiel est que les GRD puissent, avant l'adoption finale de la méthodologie, pouvoir déterminer si le projet de méthodologie répond à leurs attentes/besoins ou non, risque de leur porter préjudice ou non, repose sur des analyses économiques dont les résultats sont pertinents ou non par rapport à leurs propres données, et que la CWaPE puisse trancher en connaissance de cause en cas de contradiction.

En l'espèce, la CWaPE rappelle qu'elle va au-delà de cette exigence de concertation, puisqu'elle associe les GRD aux travaux préparatoires qui influenceront probablement le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028, qui sera soumis à concertation.

La CWaPE a initié en 2019 deux études par la société Schwartz & Co. L'une concernant l'étude des évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz en Région wallonne à l'horizon 2024-2028 (lot 1) et l'autre concernant l'efficacité des GRD (lot 2).

Soucieuse de répondre à ces exigences de transparence et de collaboration avec les GRD, la CWaPE a impliqué activement les GRD wallons tout au long de la réalisation de ces deux études s :

- Entre juin et août 2019, les GRD ont eu l'occasion de prendre connaissance et de formuler leurs remarques sur le cahier des charges relatif à ces deux études. Ce dernier a été adapté, suite aux remarques des GRD.
- En mars 2020, les GRD ont été informés par la CWaPE du nom du prestataire retenu pour réaliser ces deux études. Une réunion de lancement a été organisée en avril 2020 au cours de laquelle la société Schwartz and Co a détaillé pour chaque lot, la méthode de travail, le planning, les implications concrètes pour les GRD.
- Entre avril et octobre 2020, pour la réalisation du lot 1, les GRD ont transmis des données techniques et financières historiques et prospectives à travers un ou plusieurs questionnaires élaborés par la société Schwartz and Co. Ces données ont fait l'objet de nombreux échanges



et discussion entre les GRD, la CWaPE et le consultant afin de les affiner et de s'assurer de leur bonne compréhension par toutes les parties. La société Schwartz and Co a par ailleurs communiqué en août et septembre 2020, aux GRD les hypothèses sous-jacentes (nombre de véhicules électriques, nombre de PAC, impact sur la pointe du réseau, etc) au scénario de référence qu'elle a élaboré. Les GRD ont eu l'opportunité de réagir par rapport à ces hypothèses sous-jacentes.

- En octobre 2020, les GRD ont reçu le rapport intermédiaire de l'étude des évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz en Région wallonne à l'horizon 2024-2028 réalisé par Schwartz and Co qui explique de façon détaillée comment, à partir des données des GRD, le consultant a calculé le facteur d'évolution des coûts des GRD pour les années 2024-2028. Ce rapport a été présenté oralement aux GRD lors d'une réunion le 15 octobre au cours de laquelle les GRD ont eu l'occasion de poser des questions de compréhension à la société Schwartz and Co et à la CWaPE. Ensuite, les GRD ont disposé de 3 semaines pour lire le rapport et faire part de leurs commentaires et remarques.


Le processus étalé sur 2019-2020 rappelé ci-dessus démontre que l'étude des évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz en Région wallonne à l'horizon 2024-2028 (lot 1) a été réalisée en toute transparence avec les GRD et est le fruit de nombreux échanges entre les GRD, la CWaPE et la société Schwartz and Co.

ORES indique ne pas être en mesure, sur la base du rapport intermédiaire, de procéder à la vérification de l'ensemble des calculs réalisés par la société Schwartz and Co.

L'objectif de la concertation sur le rapport intermédiaire n'est 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.

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 ORES 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.

Sur base des réponses apportées dans le présent rapport de consultation, ORES devrait être en mesure de comprendre les données chiffrées présentées dans le rapport intermédiaire. Nous rappelons que ces dernières proviennent d'ailleurs quasi exclusivement des données des GRD collectées à travers les différents questionnaires de la société Schwartz and Co, les plans d'adaptation et les rapports tarifaires ex-post des années 2017 à 2019.



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

### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant

## **2.1.2. Interprétation des demandes d'information par les GRD**

### **2.1.2.1. Définition précise et normée des données réclamées par le consultant**

#### **Remarques d'ORES (0, p1)**


Ensuite, il est capital que la CWaPE respecte le principe de non-discrimination, en ce compris dans la procédure de concertation, afin d'assurer un traitement équitable et non arbitraire des GRD. Pour respecter ce principe, la CWaPE doit s'assurer que des GRD placés dans des situations comparables sont traités de manière similaire. Un traitement non discriminatoire n'est pas assuré lorsque les GRD doivent répondre à des demandes d'informations qui peuvent être interprétées différemment et qui autoriseraient donc des réponses différentes. L'étude menée jusqu'à présent par S&Co nous semble conduire à un tel traitement discriminatoire des GRD. En effet, à la suite des réponses aux demandes d'informations non précises de S&Co, des GRD se voient appliquer, dans l'étude de S&Co, des coûts unitaires très différents pour des services identiques : ce retraitement des données communiquées du GRD par S&Co aboutit au fait que, selon le GRD dont les coûts sont étudiés, le coût unitaire d'un même service peut être multiplié par deux, trois, voire quatre. Pour éviter un traitement inéquitable des GRD, il convient donc que les calculs individualisés de coûts unitaires se fondent sur des demandes d'information claires et interprétées de la même manière par tous les GRD. Raison pour laquelle ORES avait demandé, sans succès, une définition précise et normée des données réclamées par le consultant.

#### **Réponse aux remarques d'ORES**

##### **Traitement des données des GRD**

Il n'y a pas de traitement discriminatoire des GRD :

- les coûts unitaires de chaque GRD ont été calculés directement à partir des données fournies par chaque GRD, sans retraitement, contrairement à ce qu'ORES indique.
- les différences proviennent des données des GRD, la logique de calcul étant la même pour tous les GRD ;
- Les différences ne proviennent donc pas de retraitements ni d'une imprécision dans l'utilisation des coûts et des quantités pour le calcul des coûts unitaires.



Il y a lieu de rappeler que 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<sup>1</sup>.

### **Formulation des demandes aux GRD et collaboration d'ORES à l'étude**

ORES prétend que Schwartz and Co a formulé ses demandes de manière non précise : cette affirmation est inexacte et repose sur une analyse contraire à la réalité. Il y a également lieu de préciser que la société Schwartz and Co s'est tenue en permanence à la disposition de tous les GRD afin de clarifier leurs questions et demandes.

Par contre, il y a lieu de déplorer qu'ORES n'a eu cesse de contourner les questions posées par la société Schwartz and Co, soit en évitant d'y répondre, soit en y répondant de manière erronée.

Un exemple représentatif de cet état de fait est la réponse d'ORES à la question (Q35) sur la pointe de charge historique de sa clientèle BT, posée dès le premier questionnaire. ORES a tout d'abord prétendu ne pas comprendre ce qu'est une pointe de charge (!). Finalement, après un calcul très compliqué, ORES a communiqué le tableau suivant, dans lequel la pointe de charge réalisée de la clientèle BT est près de 4 fois supérieure à la pointe de charge totale du réseau, ce qui est une absurdité.

Tableau 1. Pointe de charge BT communiquée dans un premier temps par ORES

**CONFIDENTIEL**

Il a fallu de nombreux échanges entre mai et octobre 2020 pour arriver enfin à ce qu'ORES communique la pointe de charge historique réelle de sa clientèle BT.

### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant

#### **2.1.2.2. Traitement de l'incertitude liée à ces différences d'interprétation**

##### **Remarques d'ORES (0, p5)**

Une validation cross GRD des données récoltées est-elle prévue et à quel moment ? Nous ne voyons pas apparaître cette étape dans le calendrier. Comment sera traitée l'incertitude liée à ces différences d'interprétation possibles entre GRD ?


##### **Réponse aux remarques d'ORES**

Il y a lieu de préciser les éléments suivants :

- Les GRD sont responsables de la qualité des données qu'ils communiquent.

---

<sup>1</sup> Par ailleurs, suite à la publication du rapport intermédiaire, un GRD nous a indiqué que les données de quantités réalisées qu'il avait renseignées dans les plans d'adaptation étaient en fait des estimations non fiables. Pour le rapport final, nous avons donc dû adapter le calcul des coûts unitaires de ce GRD, en excluant tout recours aux données des plans d'adaptation.

- 
- La société Schwartz and Co a effectué un travail de contrôle de qualité des données :
    - En cas d'incohérence, la société Schwartz and Co a contacté les GRD afin de résoudre ces problèmes.
    - En cas de problèmes indiqués par certains GRD dans la qualité des données communiquées - suite à la publication du rapport intermédiaire et des échanges qui en ont résulté avec les GRD - la société Schwartz and Co a effectué des adaptations dans la méthodologie de calcul des coûts additionnels (voir annexe 1) afin de tenir compte du mieux possible de ce problème de qualité.

### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant

#### **2.1.2.3. Comparaison entre GRD et finalité**

##### **Remarques d'ORES (0, p5)**

Les données des GRD seront-elles comparées entre GRD et avec quelle finalité ?

##### **Réponse aux remarques d'ORES**

L'étude sur l'évolution macro-économique des secteurs de la distribution n'a pas comme objectif de comparer les GRD les uns par rapport aux autres. Les coûts unitaires des GRD sont utilisés afin de déterminer les CNC additionnelles individuelles de chaque GRD qui sont ensuite additionnées pour obtenir les CNC additionnelles totales pour la Région wallonne.

### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant.

#### **2.1.3. Communication des données d'ORES et des autres GRD**


##### **2.1.3.1. Cohérence de la communication entre les données des GRD et confidentialité**

##### **Remarques d'ORES (0, p2, p6)**

La CWaPE doit également rester cohérente dans son action, afin de respecter les principes de sécurité juridique et de confiance légitime. Si la CWaPE considère que certaines données fournies par ORES Assets peuvent être communiquées aux autres GRD, elle doit rester cohérente avec cette pratique et réserver le même traitement aux données de même nature fournies par les autres GRD, en particulier pour permettre à ORES Assets de commenter la cohérence des calculs effectués par le consultant S&Co.

Dans le courriel transmis le 24 juin 2020 dans lequel l'essentiel des données de l'étude a été envoyé par ORES à la CWaPE et à S&Co, ORES avait souligné :

« Nous souhaitons dès lors attirer votre attention quant au fait que nous considérons que l'ensemble des éléments qui vous sont transmis doivent être soumis à une obligation inconditionnelle de confidentialité tant de la part de la CWaPE que de la société Schwartz. Le travail réalisé et transmis constitue en effet le résultat d'un grand investissement et d'une expertise que nous envisageons de réutiliser dans d'autres scénarios et que nous souhaitons



voir protégé. Nous vous demandons de ce fait de soumettre à notre accord préalable la transmission à tout tiers de toute information transmise par ORES dans le cadre de la présente étude. ».

Nous avons en effet considéré que certaines données devaient être traitées comme confidentielles.

Dès lors nous nous étonnons de constater que la CWaPE a publié dans son rapport transmis aux autres GRD un grand nombre de données d'ORES sans notre accord préalable.

Conformément aux principes généraux de confiance légitime et de sécurité juridique qui ont récemment été rappelés par la Cour des marchés et qui doivent s'appliquer aux relations entre les régulateurs et les GRD, le principe de confidentialité doit être appliqué de manière cohérente par la CWaPE, à savoir soit les données concernées sont confidentielles et la CWaPE aurait dû tenir compte de ce principe et ne pas transmettre les données fournies par ORES aux autres GRD, soit elles ne le sont pas et dans ce cas rien ne doit s'opposer à la transmission des informations sollicitées par ORES pour pouvoir bien prendre connaissance du rapport.

### **Réponse aux remarques d'ORES**

La CWaPE considère que les informations des GRD reprises dans le rapport intermédiaire ne sont pas des informations confidentielles à l'égard des autres GRD. Il n'en est pas de même vis à vis de tiers. Ainsi avant de publier le rapport final relatif à l'étude de l'évolution macro-économique des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz ainsi que les rapports de consultation relatifs au rapport intermédiaire, les GRD auront l'occasion d'indiquer précisément les données/passages des rapports qu'ils considèrent confidentiels et d'en justifier la confidentialité.

En ce qui concerne la demande d'ORES de disposer des informations des autres GRD, celles-ci vous ont été communiquées via le rapport intermédiaire selon le même niveau de granularité que celui dont les autres GRD disposent vis-à-vis des données d'ORES. La CWaPE ne comprend pas la demande d'ORES de disposer de l'ensemble des informations des autres GRD puisque l'objectif de ces échanges n'est pas qu'ORES refasse ou vérifie l'ensemble des calculs réalisés par la société Schwartz and Co pour tous les GRD.

### **Précisions apportées dans le rapport final**


Néant

#### **2.1.4. Justification, explication et vérifiabilité des hypothèses, projections, modèles et sources de données alternatives utilisés**

##### **Remarques d'ORES (0, p3 & p5)**

Sans être exhaustif, nous avons relevé les éléments suivants lors de notre prise de connaissance de ce document (les détails sont repris dans la suite de notre réponse) :

- ORES ne retrouve pas, dans de nombreux cas, les chiffres transmis au consultant (voir en particulier, la partie sur le gaz) ;


- 
- Certains résultats intermédiaires de S&Co se basent sur d'autres données que celles fournies par ORES et des hypothèses de calculs sans qu'aucune explication, justification ou source de données alternative ne soit fournie ; ce qui rend impossible une analyse objective de ces résultats (comme par exemple les calculs des prix unitaires et l'impact des véhicules électriques sur la pointe) ;
  - Les prix unitaires et les quantités utilisés dans l'étude présentent une très grande volatilité entre GRD celle-ci étant le reflet notamment :
    - d'interprétations différentes par les GRD des données à fournir en raison notamment de la granularité trop détaillée des données requises par rapport à ce que les systèmes d'informations des GRD peuvent produire (aspect sur lequel nous avons attiré plusieurs fois l'attention du consultant et de la CWaPE lors des réponses aux questionnaires) et de l'absence de définition commune (en particulier, pour toutes les données de coûts). Ceci comprend notamment des répartitions différentes des coûts indirects et des frais généraux entre les différentes prestations techniques ;
    - de méthodes de calculs différentes pour aboutir à certaines données (vu l'absence de méthode commune) ;Il en est ainsi pour les calculs des pointes de charge (tant en gaz qu'en électricité) pour lesquels ni la convention de définition ni la méthode de calcul n'ont été mises en commun (certains GRD partant de la pointe aux interfaces avec le réseau de transport, d'autres comme ORES partant de la charge de ses feeders et canalisations).
  - L'absence d'interprétations ou de justifications des écarts entre GRD sur les données ou encore sur les résultats fortement différents entre GRD ne permet pas en outre à ORES d'en comprendre et donc d'en commenter la rationalité ;
  - De plus, certaines données pourtant exigées par le consultant n'ont visiblement pas été utilisées dans l'étude (telles que les calculs de capacités ou les évaluations des énergies transportées) sans que ceci ne soit expliqué ou argumenté ;
  - Enfin, des incohérences de chiffres apparaissent dans certains tableaux sans que nous puissions en juger l'impact sur les résultats.

Ainsi, la granularité trop élevée des informations demandées, l'absence de définitions et de précisions méthodologiques sur la manière de compléter les chiffres demandés par le consultant laissant toute l'appréciation à chaque GRD, l'absence de compréhension par les GRD de l'usage qui allait être fait des données, et l'absence de validation des chiffres entre GRD se traduisent par des chiffres incorrects sur lesquels se fonde l'étude qui impactent sans aucun doute les résultats de l'étude, à savoir non seulement, le calcul du facteur de croissance macro-économique global mais, encore davantage, le facteur de croissance macro-économique individuel propre à chaque GRD.

### **Réponse aux remarques d'ORES**

ORES fait ici le résumé des remarques détaillées qui sont faites par la suite. Nous renvoyons dès lors aux réponses apportées à ces remarques dans la suite du document.





La CWaPE et la société Schwartz and Co rappellent qu'elles ont chaque fois répondu de façon précise et exhaustive aux questions et demandes de clarification d'ORES afin :

- que le GRD soit en mesure de comprendre la manière dont ses propres données ont été - le cas échéant – retraitées ;
- que le GRD puisse avoir l'assurance que le résultat de l'étude n'est pas le fruit de calculs et retraitements inexpliqués.

**Précisions apportées dans le rapport final**

Néant

**2.1.5. Utilisation des données du questionnaire**

**Remarques d'ORES (0, p5)**

Comment l'information très détaillée fournie en réponse au questionnaire va-t-elle être prise en compte dans l'évaluation d'un facteur d'évolution des coûts ?

**Réponse aux remarques d'ORES**

L'information fournie par Ores a bien été prise en compte et nous nous étonnons grandement de cette remarque, qui nous paraît totalement injustifiée et volontairement provocante. Nous avons utilisé cette information, et lorsque nous la jugions non satisfaisante nous l'avons challengée, conformément à notre rôle. En particulier :

- Nous avons ajusté les scénarios d'évolution de la pointe fournis par Ores et avons largement documentés ces éléments, d'une part dans le second questionnaire envoyé à Ores et dans le rapport final. Nous avons malgré tout conservé le scénario d'Ores comme un cas extrême permettant de réaliser une analyse de sensibilité.
- Nous avons évalué les coûts additionnels de smart metering en ajustant les hypothèses d'Ores dans notre scénario de référence, et avons conservé les hypothèses d'Ores dans un second chiffrage pour réaliser une analyse de sensibilité. Ces éléments sont documentés dans le rapport intermédiaire.

Schwartz and Co tient à préciser que bien qu'Ores ait effectivement envoyé de l'information détaillée, Ores a souvent refusé de répondre à nos questions ou y a répondu sciemment de manière partielle, ou en modifiant les types de données fournies (non réponse dans le cadre fourni par Schwartz and Co), ou en répondant de manière clairement erronée, souvent en prétextant une non compréhension de ce qui était demandé.

Comme déjà expliqué supra, le meilleur exemple est l'incapacité pour Ores de nous fournir des chiffres corrects sur la pointe de charge réelle de sa clientèle jusque très tard dans le processus, après de multiples échanges, problème que nous n'avons rencontré chez aucun des 4 autres GRD.

**Précisions apportées dans le rapport final**

Néant





### **2.1.6. Variables décisives du modèle**

#### **Remarques d'ORES (0, p5)**

Quelles sont les variables décisives du modèle et quelle modélisation va être utilisée pour dimensionner le facteur d'évolution des coûts ?

#### **Réponse aux remarques d'ORES**

Nous ne comprenons pas cette remarque : le calcul du FEC a été documenté dans le rapport intermédiaire.

#### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant

### **2.1.7. Traitement et neutralisation des évolutions des salaires**

#### **Remarques d'ORES (0, p5)**

Comment seront traitées (ou neutralisés ?) les évolutions des salaires dans le cadre de la présente étude ? »

#### **Réponse aux remarques d'ORES**

L'évolution des salaires constitue du *business as usual* et est couverte par l'inflation plus les améliorations de productivité du GRD, comme il se doit dans une régulation de type *revenue cap*. Hors inflation, l'évolution des salaires est un élément de coût qui relève de la gestion propre du GRD. Le FEC ne prend donc pas en compte l'évolution des salaires, comme déjà communiqué lors du processus à Ores.

#### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant

### **2.1.8. Variabilité des coûts unitaires**


#### **Remarques d'ORES (0, p7)**

La grande variabilité des coûts unitaires est le reflet des données incorrectes qui sont à la base de l'étude.

#### **Réponse aux remarques d'ORES**

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.

Par ailleurs les données utilisées pour le calcul des coûts unitaires sont exclusivement les données fournies par les GRD. ORES juge-t-il ses propres données incorrectes ou celles de ses confrères ? Si ORES jugent ses propres coûts unitaires incorrects, cela voudrait donc dire qu'ORES a envoyé des données incorrectes dans ses réponses au questionnaire N°1 et dans les données envoyées à la CWaPE dans le cadre des plans d'adaptation. L'argument d'Ores évoqué par ailleurs sur la trop grande granularité des données demandées n'est pas tenable. La granularité demandée correspondait



peu ou prou à ce qui est demandé dans les plans d'adaptation et nous nous étonnons qu'un GRD aussi important et compétent qu'Ores éprouve des difficultés à fournir les données demandées. Nous notons qu'Ores a en particulier été incapable de fournir les données réalisées sur 2017-2019 de longueurs de câbles et lignes posées dans le cadre des nouveaux raccordements sur son réseau BT.

### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant

## **2.2. Remarques ponctuelles d'ORES sur le rapport intermédiaire**

### **2.2.1. FEC individuel vs FEC global**

#### **Remarques d'ORES (0, p9)**

Le cahier des charges de la CWaPE du mois d'août 2019 fait clairement état qu'il sera estimé « pour chaque vecteur énergétique, un facteur des coûts de l'ensemble des GRD actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028. » (page 16). Le fait qu'un facteur unique d'évolution des coûts pour l'électricité et le gaz sera estimé a été confirmé lors de la réunion de lancement du 24 avril 2020 par le consultant S&Co. Il est pour la première fois question d'un facteur d'efficacité individuel par GRD.


Dans l'état actuel de l'étude, ORES est opposée à l'utilisation d'un facteur individuel pour chaque GRD. ORES ne comprend d'ailleurs pas pourquoi la CWaPE et S&Co ont décidé de dévier de leurs intentions initiales en estimant des facteurs individuels. D'autant plus que les FEC individuels estimés dans le présent rapport sont clairement tributaires des hypothèses et des coûts unitaires qui ont été pris en compte dans l'étude et concernant lesquels nous émettons les plus grandes réserves (voir commentaires introductifs ci-avant et remarques détaillées ci-après).

Pour que cette approche soit valable, S&Co doit supposer que tous les GRD opèrent efficacement, et que les différences de coûts unitaires entre les GRD représentent une hétérogénéité non observable et non contrôlable (par exemple, des différences d'environnements de fonctionnement) plutôt que des différences d'efficacité. Ceci est totalement incompatible avec l'analyse de S&Co dans le lot 2 qui vise à quantifier l'efficacité des GRD wallons.

Si l'hypothèse d'une efficacité égale des GRD ne tient pas, alors l'approche de S&Co est incompatible avec les principes de la régulation incitative. Plus précisément, elle pénalisera les entreprises qui ont réalisé des gains d'efficacité plus importants dans le passé et n'incitera pas à un comportement efficace. Comme les coûts unitaires d'ORES utilisés par S&Co dans son étude sont généralement inférieurs à ceux des autres GRD, ORES obtient le facteur d'évolution des coûts le plus faible du secteur, ce qui est soit la conséquence d'une efficacité supérieure d'ORES et la pénalise pour les raisons évoquées ci-dessus, soit de validité des chiffres comme évoqué à diverses reprises dans ce document, ce qui crée une situation discriminatoire entre les GRD, ou bien encore une combinaison de ces deux effets.

#### **Réponse aux remarques d'ORES**

Le cahier des charges prévoit effectivement 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 et la CWaPE ont 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 2.1.1 du présent rapport, les résultats de cette étude 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 qu'ORES ne partage pas le même avis que les 4 autres GRD sur cette question.

### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant

## **2.2.2. Prise en compte de l'injection biométhane**

### **Remarques d'ORES (0, p10)**

Alors que celui-ci constitue un vecteur important de la transition énergétique en Wallonie, dont le potentiel est estimé vers 2030 à 4TWh, on ne peut pas prétendre que le biométhane n'est pas une technologie mature. A ce titre, il est difficilement compréhensible que la technologie du virtual pipe soit considérée comme éligible pour un traitement au cas par cas comme dépense spécifique alors que le biométhane ne l'est pas.

En effet, ORES vient de connecter le 7 octobre 2020 une première installation au réseau MP5. Quatre autres installations sont en cours de développement dont une devrait être raccordée au réseau cet automne encore.


L'impact financier pour le GRD du raccordement de ces installations à son réseau n'est pas négligeable puisque c'est au GRD de consentir et de supporter l'investissement de la cabine d'injection. Il est donc essentiel que les coûts liés au déploiement de cette technologie soient bien considérés comme éligibles pour la détermination du FECG.

Si le potentiel du biométhane devait pleinement s'exprimer cela représenterait plus de 60 installations comme celle qui vient d'être mise en service, soit un montant de « *confidentiel* » d'investissements hors extensions de réseau.

A ce titre, il est difficilement compréhensible que la technologie du virtual pipe soit considérée comme éligible pour un traitement au cas par cas comme dépense spécifique alors que le biométhane ne l'est pas.

### **Réponse aux remarques d'ORES**

La CWaPE prend note de la remarque d'ORES mais constate l'absence de ce type de projet dans le dernier plan d'adaptation d'ORES communiqué à la CWaPE, ce qui rend les données d'Ores et sa vision incohérente, et ne permet pas de les intégrer comme telle.



Le potentiel du biométhane est une réalité mais la prévision d'ORES d'installer 60 cabines entre 2024-2028 semble peu réaliste. Si comme ORES l'indique la réalisation du plein potentiel du biométhane implique l'installation de 60 cabines à l'horizon 2030, cela signifierait qu'en moyenne ORES installe 6 cabines par an entre 2021 et 2030 soit 30 cabines sur la période 2024-2028 dans le scénario maximum. Si on considère que le coût maximum d'une cabine est de « *confidentiel* », la charge d'amortissement additionnelle maximale s'élèverait à « *confidentiel* » par an, ce qui constituerait un scénario haut qui ne peut réalistement pas être retenu..

#### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant

### **2.2.3. Gratuité pour les branchements gaz résidentiels standards**

#### **Remarques d'ORES (0, p10)**

S&Co ne semble par ailleurs pas prendre en compte dans ses calculs l'obligation de gratuité pour les branchements gaz résidentiels standards qui constitue en elle-même un FEC, puisque les GRD doivent prendre en charge les effets de cette gratuité.

#### **Réponse aux remarques d'ORES**

Schwartz and Co avait considéré, dans le rapport intermédiaire, une proportion de nouveaux raccordements bénéficiant de la gratuité égale à 50%. Suite aux échanges avec ORES et notamment les échanges de mail des 1<sup>er</sup> et 2 décembre 2020, il a été décidé de considérer les proportions de gratuité suivantes, établies sur base d'une moyenne 2017-2019 :

- 86% de gratuité pour les branchements BP ;
- 99% de gratuité pour les branchements MP.

#### **Précisions apportées dans le rapport final**

Ces éléments seront amendés dans le rapport final.

### **2.2.4. Avis sur l'efficacité du paysage des GRD wallons**


#### **Remarques d'ORES (1.2, p10)**

En conclusion, ORES considère incorrecte et non crédible l'analyse faite par S&Co sur l'efficacité du paysage actuel de la distribution de l'électricité et du gaz en Région wallonne. Si la CWaPE souhaite un avis sur cette problématique dans le contexte où elle veut imposer des gains d'efficacité aux GRD wallons, elle doit se donner les moyens de faire une analyse sérieuse en la matière.

#### **Réponse aux remarques d'ORES**

Schwartz and Co est en complet désaccord avec l'analyse d'ORES, qui déforme les propos du cabinet dans le rapport intermédiaire. L'analyse d'ORES est biaisée et inexacte. En effet :

- L'analyse comparative de Schwartz and Co sur le nombre de GRD et leur taille n'a pas pour objet d'en déduire si des « économies potentielles d'efficacité peuvent être réalisées grâce à une consolidation des GRD en Wallonie », comme l'affirme ORES (nous nous demandons



d'ailleurs bien ce qu'ORES veut dire par « économies potentielles d'efficacité »...), mais à analyser si la structure de la distribution en Wallonie est atypique ou non par rapport aux pays voisins.

- ORES prétend démontrer le caractère prétendument « simpliste et peu crédible » de notre analyse en indiquant que nous masquons le fait que dans les autres pays et en particulier la France « la grande majorité des clients sont desservis par quelques grands GRD et que les petits GRD représentent un faible pourcentage du marché total ». Nous rappelons à ORES qu'en Wallonie, les 2 plus grands GRD ORES et RESA représentent à eux seuls 96,7 % des clients, un chiffre légèrement supérieur à celui de la France où Enedis représente 95 % des clients, à côté de près de 160 autres GRD.
- ORES critique ensuite l'analyse comparative des 2 ratios CNC/km et CNC/nombre de clients en prétendant qu'ils n'ont aucune valeur. Nous indiquons clairement dans notre rapport que nous ne mesurons pas avec ces ratios l'efficacité globale des GRD, mais ces 2 ratios constituent cependant des indicateurs de productivité couramment utilisés, qui ont le mérite de montrer qu'un grand acteur comme ORES et un petit acteur comme AIEG ont des ratios très comparables.
- Enfin ORES critique l'analyse de corrélation entre la taille des GRD et leur efficacité telle que mesurée en Allemagne sous prétexte que les GRD allemands et belges opèrent dans des contextes totalement différents. Allemagne et Belgique sont pourtant des pays voisins, membres de l'UE, avec des niveaux de vie et des standards techniques et environnementaux proches. Nous jugeons les arguments d'ORES non crédibles.

Enfin nous constatons qu'ORES est le seul des 5 GRD wallons à ne pas adhérer à notre analyse.

#### **Précisions apportées dans le rapport final**


Néant.

### **2.2.5. Mécanisme d'indexation et application du gain d'efficacité sur les CNC**

#### **Remarques d'ORES (1.3, p14)**

Comme déjà souligné, l'approche globale de la CWaPE et de S&Co comporte un double comptage du potentiel de gains d'efficacité et ce pour plusieurs raisons.

1. En indexant les recettes sur l'indice santé, la proposition actuelle impose déjà un gain d'efficacité lié à la croissance de la productivité de l'ensemble de l'économie, et tient compte des changements dans les prix des intrants de l'ensemble de l'économie. Si des gains supplémentaires en matière d'efficacité sont appliqués aux GRD, ils doivent être solidement quantifiés et il conviendra de démontrer en quoi des gains d'efficacité supérieurs à ceux de l'ensemble de l'économie sont atteignables par les GRD ;
2. S&Co a indiqué qu'il ne prenait pas en compte les changements de prix des facteurs de production du secteur de la distribution d'énergie dans le calcul du facteur d'évolution des coûts. Étant donné que dans le secteur de la distribution d'énergie, les prix des facteurs de production augmentent à un rythme plus rapide que l'indice santé (voir informations transmises à ce sujet par ORES à S&Co), indexer les CNC à l'indice santé impose un gain d'efficacité supplémentaire aux GRD ;

- 
3. Si S&Co utilise les évolutions de coûts (ou de coûts unitaires) dans le cadre du lot 1, il doit alors décomposer entièrement ces évolutions en différents composantes (par exemple, gain d'efficacité, gains de productivité, effets volumes) pour s'assurer qu'il n'y a pas de double comptage d'efficacité qui sera calculé au lot 2 ;  
Le double comptage des gains d'efficacité apparaîtra clairement à l'examen des données et des fichiers d'analyse utilisés pour les deux lots.
  4. S&Co procède, sans aucune justification, à un ajustement à la baisse des coûts unitaires d'ORES (voir ci-dessous) en indiquant que ses coûts unitaires sont plus élevés que ceux de la période historique. En procédant de la sorte S&Co impose des gains d'efficacité supplémentaires à ORES dont les coûts unitaires apparaissent pourtant de manière générale à travers tout le rapport comme inférieurs à ceux d'autres GRD wallons.

L'application du facteur d'efficacité individuel sur les CNI appelle les remarques suivantes. En raison de la durabilité des actifs de réseau, une proportion très significative de la base d'actifs a été construite par les GRD il y a de nombreuses années, voire des décennies. Un GRD peut uniquement être en mesure d'influencer son niveau actuel de CAPEX en limitant ses activités d'investissement, ce qui n'a que peu d'impact sur les CNI totales et peut compromettre la prestation de services à court et à long terme. Pour traiter ce problème, les régulateurs considèrent trois options : (i) intégrer analytiquement les mesures de coût et de qualité de service afin de mieux comprendre l'impact du coût d'investissement/de maintenance sur la qualité de service ; (ii) traiter les CAPEX comme des coûts fixes mais en évaluant le trade-off entre OPEX et CAPEX lors de la détermination du gain d'efficacité global ; (iii) définir les CAPEX comme une moyenne des investissements sur une période représentative récente (par exemple cinq ans) davantage sous le contrôle d'un GRD. Nous présumons que S&Co étudiera ces options dans le cadre du lot 2 afin de définir des gains d'efficacité individuels réalistes qui s'appliquent aux GRD.

ORES note enfin que, parmi les paramètres qui guideront l'évolution du revenu autorisé au cours de la période 2024-2028, il n'est plus fait mention du facteur de qualité de service « Q ». Comme on vient de le voir, et comme cela a été également souligné dans les remarques sur le rapport intermédiaire du lot2, la qualité de service constitue pourtant une dimension étroitement liée au dimensionnement des facteurs de croissance macro-économique et d'efficacité et qu'il convient de prendre en compte pour respecter les prescrits légaux du décret tarifaire<sup>10</sup>.


La CWaPE et S&Co doivent donc préciser comment la qualité de service entre en compte dans ses analyses (équilibre des paramètres (FEC, Xi et Qi)) et devra s'assurer comme le prévoit la législation que les efforts de productivité imposés aux GRD ne mettent pas 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.

La CWaPE et S&Co devront s'assurer que les facteurs d'évolution du revenu autorisé permettent des investissements suffisants, notamment en matière de renouvellement, afin de ne 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.

### **Réponse aux remarques d'ORES**

Le rapport intermédiaire communiqué 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





du lot 2. Les remarques d'ORES concernant la base de coûts sur laquelle le facteur d'efficacité s'applique sont dès lors hors sujet.

Sur le point 2 :

- L'indexation du revenu autorisé sur l'inflation est une pratique généralisée des régulateurs dans l'Union Européenne. La croissance du prix des intrants a été prise en compte à deux niveaux :
  - Les coûts unitaires utilisés pour chiffrer les coûts additionnels d'extension du réseau sur 2024-2028 prennent en compte l'intégralité des hausses de coûts hors inflation communiquées par ORES entre 2019 et 2024.
  - La base de coût initiale (2024) 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.

Sur le point 3 : nous n'identifions pas à ce stade de double comptage d'efficacité, le calcul du FEC ayant été réalisé hors efficacité.

Sur le point 4 : Schwartz and Co a procédé à un ajustement des coûts unitaires communiqués par Ores dans le cadre du chiffrage de l'impact de la hausse de la pointe sur les investissements, pour les ramener aux coûts unitaires calculés sur base de l'historique, y inclus la prise en compte des hausses de coûts hors inflation communiquées par ORES entre 2019 et 2024.

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 inclue 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

## 2.2.6. Non prise en compte des coûts de renouvellement de réseaux dans le calcul du FEC

### Remarques d'ORES (1.3, p15)

A la page 16, S&Co écrit :

*“L’adaptation du réseau pour le renouveler n’est pas génératrice de coûts additionnels au sens du FEC, la formule de calcul des CNI intégrant l’inflation permettant en effet au GRD de renouveler son réseau à périmètre constant en renouvelant chaque année les actifs totalement amortis, en tenant compte de l’augmentation moyenne des prix à travers le facteur IS. Ces renouvellements permettent également pour certains d’entre eux de dimensionner à la hausse les actifs concernés, permettant notamment de faire face à l’augmentation progressive de la pointe.”*

A la page 53, S&Co écrit :

*“Les investissements liés à la conversion du réseau 230 V en 400 V tels que présentés par le GRD dans ses réponses aux différents questionnaires ont été retirés. En effet, les investissements liés à cette conversion sont considérés, d’un commun accord avec la CWaPE, comme des investissements de renouvellement donc de type «business as usual». Ils n’ont donc pas lieu, par nature, d’être pris en compte dans le calcul des CNC additionnelles.”*


S&Co ne démontre aucunement de manière chiffrée cette hypothèse alors qu’il s’agit pourtant d’une hypothèse tout à fait fondamentale de l’étude. S&Co omet aussi de dire que l’application du coefficient d’efficacité individuel viendra diminuer l’effet de l’inflation. Si celui-ci est mal calibré, il imposera aux GRD des économies de coûts sur des aspects où les GRD ont peu de moyen d’actions.

ORES a fait part à la CWaPE et à S&Co dès le début de l’étude, chiffres à l’appui, que ce n’est pas tant l’augmentation de la pointe dans le cadre de la transition énergétique que le renouvellement de ses infrastructures de réseau (induit parfois lui-même par la transition énergétique) qui vont générer une croissance des montants d’investissements pour les années futures. En réponse aux nombreuses questions posées par le consultant, ORES a fait part d’une vision sur ses investissements futurs et a transmis à S&Co le chiffrage en euros de cette vision. Le rapport S&Co ne fait pas état de ces chiffres, ni d’une confrontation entre ceux-ci et ses propres estimations.

En outre, nous ne partageons pas le point de vue du consultant pour les raisons suivantes.

Premièrement, les nouveaux actifs sont des actifs à plus haut taux de maturité technologique, parfois construits à des niveaux de tension différents (passage 6 à 15 kV par exemple), selon des spécifications différentes, de sorte qu’ils ressemblent peu aux actifs qu’ils remplacent. Plus précisément, les coûts associés aux nouveaux investissements peuvent être plus élevés que les investissements historiques en raison de nouvelles exigences réglementaires sur les actifs, parce que le remplacement pour raison technologique induit parfois des restructurations de réseaux plus importantes, ou encore de flux plus complexes (sources de production décentralisées). Un des exemples pour ORES est justement le passage de ses réseaux de 230V à 400V qui génère des coûts d’investissements plus importants. Il s’agit d’un concept bien connu dans l’évaluation des coûts. Par





exemple, un point similaire a été soulevé par plusieurs gestionnaires de réseaux de transport de gaz et d'électricité dans une récente étude comparative internationale.

La deuxième raison réside dans le fait que les réseaux des GRD sont constitués d'assets qui s'amortissent sur de très longues périodes (jusqu'à 50 ans pour certains assets). Cela implique qu'aujourd'hui la valeur des amortissements reflète des valeurs d'actifs qui datent parfois d'il y a 50 ans et dont les valeurs sont automatiquement beaucoup moins élevées que celles des actifs qui viennent en remplacement.

Troisièmement, les variations des prix des intrants de ces actifs (matières premières, main-d'œuvre qualifiée dans le secteur de la construction) ne correspondent pas à la mesure de l'indice santé sur lequel les CNC sont indexées. ORES a pourtant fourni tous les éléments objectifs pour justifier ces hausses dans le cadre des questionnaires de S&Co. S&Co pourrait-il détailler ses calculs de manière à ce que nous puissions comprendre comment cette information a été prise en compte ?


Cette différence entre l'inflation générale et l'inflation des prix des intrants des assets considérés n'est pas abordée dans le rapport de S&Co.

Comme relevé ci-dessus et comme le prévoit la législation wallonne, la CWaPE et S&Co devront s'assurer que les facteurs d'évolution du revenu autorisé permettent des investissements suffisants, notamment en matière de renouvellement, afin de ne 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.

### **Réponse aux remarques d'ORES**

ORES indique : « S&Co omet aussi de dire que l'application du coefficient d'efficience individuel viendra diminuer l'effet de l'inflation. Si celui-ci est mal calibré, il imposera aux GRD des économies de coûts sur des aspects où les GRD ont peu de moyen d'actions. ». L'objectif du lot 2 n'est bien évidemment pas de mal calibrer le facteur d'efficience individuel. Nous constatons par ailleurs qu'ORES semble refuser le principe même d'une régulation incitative sur les TOTEX, qui est un schéma très répandu en Europe. Dans le cadre d'une telle régulation, le GRD doit générer des améliorations de productivité, en jouant comme il le souhaite sur les OPEX et les CAPEX : c'est la logique même d'une régulation incitative sur les TOTEX.

ORES indique ensuite : « ORES a fait part à la CWaPE et à S&Co dès le début de l'étude, chiffres à l'appui, que ce n'est pas tant l'augmentation de la pointe dans le cadre de la transition énergétique que le renouvellement de ses infrastructures de réseau (induit parfois lui-même par la transition énergétique) qui vont générer une croissance des montants d'investissements pour les années futures. En réponse aux nombreuses questions posées par le consultant, ORES a fait part d'une vision sur ses investissements futurs et a transmis à S&Co le chiffrage en euros de cette vision. Le rapport S&Co ne fait pas état de ces chiffres, ni d'une confrontation entre ceux-ci et ses propres estimations. ». Au lieu de communiquer à Schwartz and Co son estimation des investissements additionnels induits par les évolutions de la pointe et la transition énergétiques, ORES a dans un premier temps transmis des investissements globaux, y inclus le business as usual, non exploitables



dans le cadre du calcul du FEC. Nous avons eu de nombreux échanges avec ORES jusqu'à obtenir enfin les chiffres requis de coûts additionnels estimés par ORES, que nous avons bien utilisé dans le rapport intermédiaire.

Concernant le coût des intrants :

- Les coûts unitaires utilisés pour chiffrer les coûts additionnels d'extension du réseau sur 2024-2028 prennent en compte l'intégralité des hausses de coûts hors inflation communiquées par ORES entre 2019 et 2024.
- Dans le cadre de la méthodologie tarifaire 2024-2028, la base de coût initiale (2024) 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.

Nous informons également ORES que suite aux échanges avec les GRD dans le cadre de cette consultation, les coûts additionnels relatifs à la conversion de lignes MT en câbles MT seront pris en compte dans le calcul du FEC.

En outre, comme indiqué à la réponse précédente, la CWaPE veillera lors de l'élaboration de la méthodologie tarifaire 2024-2028 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 l'article 4, 17° de ce décret qui prévoient respectivement que « *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* ».


### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant

## **2.2.7. Année de départ à l'évolution des coûts contrôlables**

### **Remarques d'ORES (1.3, p18)**


S&Co a choisi d'appliquer le facteur d'évolution des coûts à une estimation des coûts contrôlables en 2024. Pour établir cette estimation, S&Co indique qu'elle peut soit utiliser une moyenne des coûts contrôlables réels des années précédentes, soit utiliser les coûts contrôlables réels d'une seule année. S&Co indique aussi que le calcul du budget pour 2024 sera défini dans la méthodologie tarifaire 2024-2028 et ne fait pas de recommandation à la CWaPE sur l'approche la plus appropriée. Dans l'analyse présentée dans le rapport intermédiaire, S&Co utilise les coûts budgétés pour 2023 avec quelques ajustements mineurs.



Tout en reconnaissant que la CWaPE ne s'est pas encore prononcée définitivement sur la méthode la plus appropriée, nous formulons les deux observations suivantes.

Premièrement, la manière de travailler dans le rapport de S&Co soulève un problème au niveau de l'incitation sur la maîtrise des coûts. Le fait de dissocier les coûts des entreprises de leurs revenus autorisés au début d'une période régulatoire incite fortement les entreprises à réduire leurs dépenses et à révéler les gains d'efficacité tout au long de la période régulatoire. Ces gains d'efficacité révélés par les entreprises peuvent être transférés aux consommateurs lors de la période régulatoire suivante, ce qui se traduit par une baisse des tarifs. Si l'autorité régulatoire fixe les revenus autorisés pour la période régulatoire suivante en prenant comme point de départ le niveau des coûts réels de la période régulatoire en cours, les entreprises sont encouragées à dépenser davantage pendant la période en cours pour obtenir des revenus autorisés plus élevés au cours de la période suivante. À l'inverse, une telle approche pénalise les entreprises qui ont réalisé des gains d'efficacité importants au cours de la période actuelle, car elle entraîne une réduction permanente des moyens au cours de la prochaine période. Cette approche n'est pas conforme aux principes de la régulation incitative. En d'autres termes, si un GRD croit que le régulateur utilisera les informations de la période actuelle comme point de départ, il sera incité à ne pas réduire ses coûts maintenant, ce qui entraînera une plus grande perte d'efficacité révélée à long terme.

Deuxièmement, particulièrement dans une approche TOTEX, il convient d'être attentif aux cycles de dépenses des GRD. Les dépenses des GRD peuvent être relativement volatiles d'une année à l'autre, en particulier celles qui concernent de grands projets d'investissement. Ainsi, les dépenses d'une année donnée peuvent être supérieures ou inférieures à la moyenne en raison de niveaux d'activité élevés ou faibles (plutôt que de l'efficacité). Le cycle des dépenses et des investissements peut également varier d'un GRD à l'autre pour une multitude de raisons, notamment les différents rythmes de transformation des entreprises, la coordination des travaux avec les gestionnaires de réseau de transport, la transition des programmes de travail d'une période régulatoire à l'autre, ainsi que des facteurs macro-économiques ou spécifiques à l'entreprise. En outre, au cours des premières années d'une période de contrôle des prix (dans ce cas, 2024), les entreprises peuvent être impliquées dans la planification et l'acquisition de projets à forte intensité de capital, ce qui pourrait se traduire par une activité ou des dépenses moindres, qui reprendront les années suivantes une fois les programmes garantis. Si un régulateur fixe une déduction de coûts sur la base d'une année de données qui était une année de faible activité, alors l'entreprise ne disposera pas de fonds suffisants pour remplir ses obligations. De même, les dépenses pourraient diminuer (ou augmenter) au cours d'une année donnée en raison d'un choc temporaire dans les prix des intrants, et il sera important d'en tenir compte lors de la fixation des recettes autorisées. Même dans les cas où une baisse des dépenses au cours d'une année donnée peut être attribuée à une augmentation de l'efficacité, il n'y a aucune garantie que ces gains d'efficacité soient reproductibles sur la période restante ou sur le contrôle des prix à venir. Il convient donc d'examiner si l'année de référence est pleinement représentative des niveaux d'efficacité habituels. Les problèmes associés aux cycles de dépenses sont bien connus et les autorités de régulation prennent généralement des mesures délibérées pour tenter d'en atténuer l'impact. Plus récemment, en 2020, l'Autorité de la concurrence et des marchés (CMA) au Royaume-Uni a fourni une discussion sur la période d'évaluation appropriée dans sa redéfinition provisoire des quotas des compagnies des eaux. Elle a souligné la nécessité d'utiliser une période suffisamment longue pour s'assurer que l'échantillon est représentatif des niveaux d'efficacité typiques<sup>12</sup>. L'Ofgem (le régulateur de l'énergie du Royaume-Uni) utilise une moyenne mobile de sept ans pour lisser les CAPEX dans ses projets de détermination des GRD de gaz pour la prochaine période de régulation (RIIO-GD2)<sup>13</sup>.



Nous attirons à ce titre l'attention de la CWaPE et de S&Co sur le fait que les pays examinés dans le cadre du lot 2 (mesure d'efficacité) - Allemagne, en Autriche et en Finlande - utilisent tous une approche de lissage pour mesurer les dépenses d'investissement<sup>14</sup>.

Troisièmement, comme exposé dans le cadre du dossier sur les soldes réglementaires 2019, le modèle revenu-cap induit un lissage du revenu autorisé sur la période. Lorsque les coûts des facteurs de production d'une entreprise sont réputés comme ayant une croissance historique réelle supérieure aux mécanismes automatiques d'indexation du revenu-autorisé (CPI-X), le plafond est d'autant plus difficile à respecter en fin de période réglementaire qu'en début de période réglementaire. Un GRD qui est en malus sur les dernières années de la période réglementaire ne signifie pas nécessairement que le GRD a laissé dériver ses coûts. Comme indiqué dans le dossier sur les soldes 2019, il convient d'apprécier la situation globale des bonus/malus à l'issue de la période réglementaire et d'en déduire le cas échéant, les mesures nécessaires en termes de réduction de coûts, pour la période réglementaire suivante. Il faut en outre noter que, entre 2018 et 2019 avec le passage au modèle revenu-cap, la part de coûts réputés contrôlables a considérablement augmenté, ce qui expose l'entreprise à un risque accru. La plus grande prudence dans le rythme de dépenses est donc de mise au cours des premières années de la période réglementaire sans quoi un malus considérable pourrait être constaté sur l'ensemble de la période réglementaire.

A ce titre, ORES peut déjà dire que les deux premières années de la période réglementaire (2019 et 2020) ne seront pas suffisamment représentatives comme point de départ pour fixer une trajectoire de cinq ans. Etant donné sa croissance des coûts de ses facteurs de production supérieure au mécanisme d'indexation, ORES adopte une attitude très prudente en termes de dépenses engageantes sur le long terme au cours des premières années de la période réglementaire (problématique largement développée dans le cadre du dossier solde réglementaire 2019). Deuxièmement, parce qu'avec la crise sanitaire en 2020 (qui se prolongera probablement en 2021), le rythme d'exploitation et d'investissement de l'entreprise est perturbé en 2020 (et le sera encore probablement en 2021). Afin de tenir compte d'une gestion budgétaire pour les cinq ans de la période 2019-2023, il conviendrait de laisser la possibilité aux GRD d'étayer les chiffres des réalités observées avec des évolutions de coûts déjà connues sur les années 2022 à 2028 (ORES pense notamment aux coûts du personnel).

### **Réponse aux remarques d'ORES**

Le niveau des charges contrôlables de la première année de la période réglementaire 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 réglementaire 2019-2023 que dans un système de Revenu Cap, les coûts de la période réglementaire ont tendance à être décalés vers la deuxième partie de la période réglementaire. Dans la période réglementaire 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

## 2.3. Electricité

### 2.3.1. Exclusion des coûts et portions de réseau liés aux raccordements

#### Remarques d'ORES (1.4, p18)

A la page 22, S&Co écrit :

*« Les extensions de lignes et de câbles souterrains induisent des investissements additionnels au sens du FEC, pour la part qui ne correspond pas aux nouveaux raccordements, ainsi que des charges d'exploitation additionnelles relatives à leur maintenance et gestion. »*

A la page 23, S&Co écrit :

*« Les portions de réseau installées pour permettre un raccordement, et donc financées par les tarifs non périodiques n'ont pas été comptabilisées. »*

ORES s'interroge sur la manière avec laquelle ceci a été chiffré. S&Co devrait expliquer comment ceci a été chiffré, avec quelles hypothèses et résultats obtenus.

#### Réponse aux remarques d'ORES

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 au cas d'ORES, qui, sur le sujet évoqué ici, n'a pas été en mesure de fournir les longueurs de câbles et de lignes BT relatives à ses nouveaux raccordements BT sur 2017-2019.

#### Précisions apportées dans le rapport final

Ces éléments seront pris en compte dans la rédaction du rapport final.

### 2.3.2. Volumes des extensions de réseau

#### Remarques d'ORES (1.4, p19)


A la page 24, Tableau 5, S&Co présente le tableau suivant.

**CONFIDENTIEL**

ORES constate que les volumes repris par S&Co ne sont pas en ligne avec les réponses fournies aux questions 2, 9 et 10 des questionnaires de S&Co qui étaient les suivantes :

**CONFIDENTIEL**

Les proportions sont à l'évidence anormales par rapport aux chiffres repris par RESA (tableau 6) et ORES s'étonne aussi de voir apparaître au tableau 7 des quantités négatives qui laisseraient à penser que le réseau BT de l'AIEG diminuerait de 18,5 km sur la période.



A la lumière des chiffres repris dans le rapport apparaissent clairement les différences de données non expliquées entre les GRD.

En ce qui concerne les données transmises en réponses à la question 15 (vision des inventaires sur la période 21-28) ORES tient à souligner :

- Que ce type d'exercice – à un horizon aussi long - est toujours hasardeux ;
- Qu'une approche très prudente a été prise en terme d'extension du réseau, plus basse que les moyennes historiques, vu le degré d'incertitude notamment en matière de :
  - o viabilisation de terrains (lotissement) ;
  - o développement de parcs d'activité économique - ces derniers n'ont PAS été pris en compte 15, ce qui impacte principalement la MT).
- Que dans cette approche les moyens sont essentiellement alloués à l'assainissement des réseaux mais peuvent être alloués si nécessaire à de l'extension (cela reste de la pose câbles et de lignes).

De manière générale et cela vaut pour l'ensemble des données du rapport, Il appartient à S&Co de justifier les chiffres repris dans l'étude et d'expliquer et motiver les raisons pour lesquelles les chiffres transmis par les GRD n'ont pas été retenus ou ont été retraités (d'expliquer alors les données alternatives utilisées) et ensuite d'expliquer et motiver les différences constatées entre GRD. S&Co doit au passage s'assurer que les données demandées ont été remplies par les GRD en répondant aux mêmes définitions et en suivant les mêmes hypothèses de calcul.

Ci-dessous, nous avons repris un exemple d'anomalies qui apparaissent dans le rapport concernant les données de volumes d'extension de réseaux :

**CONFIDENTIEL**



### **Réponse aux remarques d'ORES**

Les trajectoires de volumes utilisées par Schwartz and Co dans le rapport intermédiaire se basent sur les réponses d'ORES à la question Q15 desquelles sont retranchées d'une part par les extensions liées aux raccordements et d'autre part les conversions ligne-câble. Ces éléments sont détaillés en page 23 du rapport intermédiaire.

L'annexe 1 au présent rapport détaille la méthode détaillée de détermination des CNC additionnelles relatives aux extensions du réseau ainsi que son application au cas spécifique d'ORES. Cette méthode comprend des amendements par rapport à celle utilisée pour le rapport intermédiaire qui tient compte des échanges avec les GRD et la CWaPE dans le cadre de cette consultation.

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). Voir la méthodologie détaillée en Annexe 1.

Concernant sa réponse en question Q15, il était demandé à ORES de fournir sa « meilleure estimation des données prévisionnelles » relative à l'évolution des longueurs de ses réseaux. Schwartz and Co s'étonne de prendre connaissance à ce stade de l'étude de nouvelles hypothèses ayant servi à établir la réponse à la question Q15, et qui par ailleurs, vont à l'encontre du principe même de la question.

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**

Il sera tenu compte des éléments de l'Annexe 1 pour la rédaction du rapport final.





### 2.3.3. Coûts unitaires de renforcements et hors renforcements

#### Remarques d'ORES (1.4, p20)

ORES est d'avis que les niveaux des coûts unitaires apparaissent clairement comme incohérents reflétant une combinaison des facteurs suivants :

- des données erronées comme le sous-entend le consultant ;
- la granularité trop détaillée des données requises par rapport à ce que les systèmes d'information des GRD peuvent produire qui leur impose de faire des hypothèses de calcul/approximations importantes ou leur empêche simplement de rentrer une donnée ;
- une compréhension différente par GRD des chiffres à transmettre vu l'absence de définition normée ;
- une répartition des coûts indirects et des frais généraux très différente entre les différents GRD ;
- soit encore des calculs/ interprétations erronés de la part du consultant.

A titre d'exemples (parmi bien d'autres) de ces incohérences, ORES pointe :

**CONFIDENTIEL**

Ci-dessous, nous avons repris l'ampleur des écarts qui apparaissent dans le rapport sur les données de coûts unitaires des investissements dans le cadre d'un renforcement de réseau.

Ratios des coûts unitaires sur base des données Tab 11

"Coûts unitaires des investissements dans le cadre d'un renforcement de réseau"

**CONFIDENTIEL**

Ratios des coûts unitaires sur base des données Tab 12

"Coûts unitaires des investissements hors-renforcement du réseau"

**CONFIDENTIEL**

Sans répondre à l'exigence de granularité de S&Co, ORES Assets a par exemple recalculé pour 2019 les prix unitaires concernant la pose de câbles MT/BT suivants, qui constituent des chiffres plus fiables que ceux utilisés par S&Co.

**CONFIDENTIEL**

#### Réponse aux remarques d'ORES

La différence entre coûts unitaires en renforcement et coûts unitaires hors renforcement ne constituent pas une incohérence. Cette différence est logique, puisque les premiers intègrent des recettes, tandis que les seconds n'en intègrent pas.

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 et ont donc été considérés, sur la base de l'hypothèse précédente, intégralement affectés aux adaptations.

Pour établir ses coûts unitaires, Schwartz and Co s'est basé d'une part sur les réponses des GRD aux questions Q9 et Q10 d'une part, et d'autre part sur les plans d'adaptation. Les écarts constatés par ORES sur les coûts unitaires des 5 GRD s'expliquent notamment par les différences qui existent de fait entre les GRD. Les écarts avec RESA proviennent également de données de quantité erronées renseignées par RESA dans les plans d'adaptation, point qui a pu être confirmé par RESA fin novembre et qui a nécessité une modification de notre méthodologie de calcul (cf. annexe 1).

Comme évoqué au point 2.3.2, ces données ont été transmises sur base de questionnaires détaillés et d'échanges bilatéraux avec les GRD. Les plans d'adaptation sont par ailleurs établis sur base d'une méthodologie clairement définie par la CWaPE dans ses lignes directrices. Schwartz and Co considère donc dès lors que l'utilisation de ces coûts unitaires dans le cadre de sa méthodologie du calcul du FEC est fondée.

#### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant

#### **2.3.4. Déplacement de la charge**

##### **Remarques d'ORES (1.5, p23)**

Le débat ne porte pas tant sur le nombre de véhicules électriques (VE) entre les deux approches que sur leur effet sur le réseau.

En effet, ORES tablait sur 340.880 VE sur ses réseaux à l'horizon 2028 alors que S&Co ramène ce chiffre à 316 504 VE. L'écart est inférieur à 8% pour 2030 (soit moins de 1% par an). Les annonces du nouveau Gouvernement fédéral sur les voitures d'entreprise (leasing) montrent que des changements profonds sur une période courte sont bien possibles (2026 en l'occurrence) et donc l'incertitude de ces hypothèses.



Lors des échanges précédents, ORES a déjà questionné S&Co (sans avoir pour autant reçu de réponse) sur les hypothèses/études et profils de charge qui lui permettent de soutenir ses chiffres. Cela appelle plusieurs commentaires.

Le premier concerne la notion même de pointe. Au cours de nos différents échanges avec le consultant, nous avons largement documenté nos réticences sur cette notion qui n'a pas été correctement définie par le consultant ni harmonisée au niveau des différentes réponses de GRD.

Il semble, mais à nouveau sans pouvoir en être certain par manque d'information transmise par le consultant, que S&Co ne considère dans ses calculs que la pointe d'hiver à 19h00.

Or, même si conventionnellement en Belgique c'est ce moment qui est considéré comme celui de la pointe, rien ne permet d'affirmer que ce maximum restera à ce moment. Comme c'est déjà le cas durant certains mois en France (voir ci-dessous pour le mois de janvier 2020 où la pointe max est à 8h00.

Au niveau national, on peut déjà voir que la pointe du début de journée est fort proche de la pointe maximale ainsi que l'effet (pour le moment limité) des enclenchements des charges déportées après 22h.

D'ailleurs, au niveau des études d'adequacy d'ELIA, les simulations de pointes sont réalisées sur l'ensemble du profil des journées types et non uniquement sur un moment choisi par convention (voir chapitre 2 et en particulier la figure 2-12 du document cité).

Enfin, d'autres sources européennes démontrent également la plus grande diversité des moments de pointes (voir graphique ci-dessus EA Technology, The University of Manchester, Western Power Distribution: My Electric Avenue: November 2015)

Vouloir déplacer la charge des VE à d'autres moments sans analyser plus finement l'effet d'une telle mesure nous semble hasardeux.

Le deuxième commentaire porte sur la valeur des 5% (ou de 0,3 kW/VE). Quand on compare avec les pratiques des autres GRD en Europe, on constate que cette valeur n'a jamais été à ce niveau.

Par exemple, le graphique suivant montre le coefficient de foisonnement pour différents types de chargement en Allemagne. Pour des chargeurs de 3,7kW (soit le standard pris par S&Co pour le PHEV), le coefficient tend vers une asymptote à 40%. Or, l'Allemagne propose déjà des tarifs bien différenciés et a une pénétration de la flotte de VE supérieure à la Wallonie.

Notre conclusion est que la valeur préconisée par S&Co repose sur une croyance de l'impact hypothétique des effets probables et non démontrés d'une tarification inconnue.

## **Réponse aux remarques d'ORES**



Schwartz and Co a défini correctement la notion de pointe et l'a re-précisée à plusieurs reprises à ORES jusqu'à obtenir finalement en octobre d'ORES, après de nombreux échanges, des chiffres de pointe réalisés à peu près cohérents d'ORES (cf. paragraphe 2.1.2.1).

ORES est le seul GRD avec lequel nous avons rencontré ces problèmes. Nous avons travaillé avec des dizaines de GRD en Europe, et ORES est le seul à nous expliquer que son réseau n'est pas dimensionné en fonction de la pointe charge de son réseau.

La question du déplacement de la pointe n'est pas pertinente dans le cadre de cette étude : où que cette pointe se déplace, la pointe est la pointe, c'est elle qui dimensionne le réseau et il s'agit de minimiser dans le futur l'augmentation de cette pointe grâce aux mesures de flexibilité.

ORES 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.

ORES 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 qu'ORES 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



### 2.3.5. Développement du stockage d'électricité

#### Remarques d'ORES (1.6, p25)

En matière de stockage, S&Co propose de suivre les réponses des GRD concernant l'impact du stockage. Cette position est étonnante sachant que chaque GRD a une perception différente en la matière (REW intégrant une partie dans son calcul). Cela montre qu'il y a un manque de cohérence dans l'application du scénario de référence pour chaque GRD. En outre, dans son scénario haut, le tableau 23 montre le résultat des estimations du consultant pour toute la Wallonie sans qu'il nous soit possible ni de savoir d'où viennent ces chiffres ni de connaître le rationnel de la clé de répartition par GRD, ni l'effet sur la pointe dans le cadre de ce scénario. En outre, en analysant les tableaux du scénario haut, les effets du stockage ne sont pas repris. S&Co pourrait-il apporter de la transparence sur ces aspects ?

#### Réponse aux remarques d'ORES

Nous constatons qu'ORES critique les projections de ses collègues GRD wallons concernant le développement du stockage dans leur zone de desserte. ORES est-il plus compétent que ses collègues GRD et connaît-il mieux la situation spécifique dans leur zone de desserte ?

Le tableau 23 du rapport intermédiaire repris ci-dessous donne la vision consolidée des 5 GRD wallons en matière de développement du stockage d'électricité en Wallonie et de leur contribution à la réduction de la pointe de charge du réseau, telle qu'ils l'ont communiquée en réponse au premier questionnaire de Schwartz and Co, soit une capacité totale installée d'environ 193 MW en 2028 et une contribution à la réduction de la pointe très faible estimée à environ 14 MW dans le meilleur des cas.

Développement du stockage en Wallonie et impact à la baisse sur la pointe de charge tels que communiqués par les 5 GRD dans le cadre du premier questionnaire

Stockage - Wallonie	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Nombre de stockages décentralisés	434	824	1258	1724	8237	8766	15765	23021	30542
Capacité cumulée des stockages décentralisés (MW)	13,18	16,74	22,42	28,16	70,17	75,04	116,31	155,06	193,16
Contribution des stockages à la réduction de la pointe de charge du réseau (MW)	0,32	0,72	3,19	5,72	7,51	8,15	10,04	12,1	14,21

**PASSAGE CONFIDENTIEL**

#### Précisions apportées dans le rapport final

Ces éléments seront repris dans le rapport final.



## 2.3.6. Evolution de la pointe

### 2.3.6.1. Impact de l'efficacité énergétique sur l'évolution de la pointe charge (hors nouvel usage)

#### Remarques d'ORES (1.7, p26)

A la page 36, S&Co indique que :

**CONFIDENTIEL**

»

ORES constate ici aussi que les valeurs utilisées par S&Co sont légèrement supérieures à celles transmises sans en connaître la raison.

ORES constate donc les évolutions d'hypothèses au fil du temps démontrant la difficulté de prendre des hypothèses fermes en la matière. Quoiqu'il en soit, nous ne partageons pas les conclusions de l'analyse de S&Co et il nous semble fort imprudent de tableur sur une évolution de la charge (hors nouvel usage) nulle.

En outre, nous constatons dans les différents tableaux que l'évolution de la pointe (hors toute mesure et hors nouvel usage) entre les différents GRD varie sensiblement dans le scénario de référence de S&Co. Alors que la moyenne (arithmétique) de ces pointes hors mesure et nouveau usage s'établit, pour l'ensemble des GRD et pour l'ensemble de la période, à 1,2%/an, nous constatons que le GRD 1 est en décroissance de 0,4%/an et le GRD 2 est systématiquement le GRD avec la croissance « naturelle » la plus élevée (avec des taux allant jusqu'à 2%/an). Cela signifie à tout le moins que les hypothèses de départ ne sont pas communes entre les différents scénarios, fragilisant ainsi la comparaison entre les GRD.

#### Réponse aux remarques d'ORES

ORES n'apporte aucun élément nouveau permettant de remettre en cause notre hypothèse d'évolution de la pointe pour les usages traditionnels, qui est largement étayée dans notre rapport intermédiaire, qui est conforme à l'approche d'ELIA et qui a également été acceptée par AIEG et AIESH. Nous maintenons donc notre hypothèse.

#### Précisions apportées dans le rapport final

Néant

### 2.3.6.2. Effet de la production décentralisée sur la pointe

#### Remarques d'ORES (1.8, p28)

ORES constate que ni GRD 1 ni GRD 2 n'ont comptabilisé d'effet des productions décentralisées sur leur pointe sans que les raisons n'en soient mentionnées et expliquées par le consultant. Une partie des estimations d'ORES ont quant à elles été supprimées au titre de mesure d'efficacité



énergétique. ORES ne voit aucune raison objective à ce que la contribution à la pointe des productions décentralisées soit considérée dans le cas d'ORES et ne le soit pas pour certains autres GRD et vice-versa. Quelle est la rationalité de ce choix, S&Co peut-il expliquer et objectiver cette différence de traitement entre GRD ou adapter les chiffres en vue de s'assurer d'un traitement uniforme des différents GRD ?

#### **Réponse aux remarques d'ORES**

La contribution à la pointe de la production décentralisée dépend du type d'actifs renouvelables déployés sur les réseaux respectifs des GRD et chaque GRD a fourni sa propre vision basée sur la connaissance spécifique de son réseau.

#### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant

### **2.3.6.3. Evolution de la pointe ORES par rapport aux autres GRD**

#### **Remarques d'ORES (1.8, p29)**

Suite aux différentes mesures prises par le consultant S&Co pour adapter les données d'ORES, sa pointe diminuerait entre 2020 et 2028 alors que celle de RESA augmenterait de plus de 10% sans que S&Co ne fournisse aucune interprétation de ces résultats. A nouveau ORES souhaite comprendre les calculs qui sont faits et les données qui ont été utilisées pour modifier ses chiffres ainsi que les hypothèses qui ont été prises. ORES demande également à S&Co de bien vouloir justifier ses résultats eu égard aux développements macro-économiques de chaque GRD.

#### **Réponse aux remarques d'ORES**

Nous avons appliqué les mêmes règles d'ajustement des trajectoires d'évolution de la pointe aux GRD.

Pour le calcul du FEC, c'est l'évolution de la pointe entre 2024 et 2028 qui est pertinente, et nous constatons que sur cette période dans notre scénario de référence, les pointes totales et les pointes BT augmentent à la fois pour ORES et pour RESA dans des proportions proches :

**CONFIDENTIEL**

#### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant

### **2.3.6.4. Autres commentaires d'ORES sur le traitement de ses données**

#### **Remarques d'ORES (1.8, p29)**

Dans le questionnaire 1 de S&Co, le consultant avait sollicité des GRD que ceux-ci calculent les capacités de leur réseau. Or, force est de constater que ces données n'ont pas été utilisées pour établir le rapport définitif.

Or il serait logique que cette information soit intégrée aux réflexions sur les montants d'investissement raisonnables. On pourrait comprendre qu'un GRD ayant des marges inférieures soit plus rapidement contraint d'investir pour faire face à l'augmentation des charges. Le consultant



devrait expliquer en quoi et comment ces informations ont été ou non intégrées dans l'établissement de leur scénario de base.

Dans le questionnaire 1 de S&Co, les GRD ont dû renseigner l'évolution de l'énergie consommée. Cette donnée n'est nullement reprise dans le rapport du consultant. Or, un des ratios de comparaison entre gestionnaires de distribution largement utilisé dans la littérature<sup>18</sup> est le facteur d'utilisation du réseau (énergie sur puissance maximale). Ce ratio peut expliquer, en complément éventuellement de la notion de capacité du réseau, le différentiel de besoin d'investissement. Si cette donnée n'était pas pertinente, pourquoi dès lors l'avoir exigée ?

### **Réponse aux remarques d'ORES**

Les marges de sécurité ont été utilisées pour faire des contrôles de cohérence. L'énergie consommée sera utilisée dans le cadre du lot 2.

### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant

## **2.3.7. Investissements chiffrés par ORES et coûts unitaires associés**

### **Remarques d'ORES (1.9, p30)**

S&Co a réalisé une comparaison entre les investissements du passé et les investissements prévus à compter de 2024 et compare donc deux visions très différentes d'autant plus que les chiffres du passé tels que transmis à S&Co suivent la granularité demandée. ORES avait pourtant bien attiré l'attention de S&Co sur le fait que plus on descend bas dans la granularité des coûts, moins représentatifs sont les coûts. Les coûts unitaires ne peuvent donc réellement s'analyser qu'au niveau global et par catégorie budgétaire (extension/renouvellement), la motivation étant peu pertinente et induisant des distorsions.

Par ailleurs en réponse à la question 17, ORES avait bien insisté sur les hausses prévues pour toutes les activités de pose de câbles et de conduites, suite à l'évolution des contraintes légales en la matière. ORES constate pourtant que S&Co ne retient pas les hausses anticipées et aligne les prix d'ORES sur la moyenne historique, ce qui n'est pas correct vu le caractère récent de ces nouvelles contraintes. En outre, dans les calculs réalisés sur le scénario de référence ORES (tableau 45), les volumes ne correspondent pas non plus avec ceux du tableau 42 qui présente les données avant calculs. ORES s'étonne de cet écart qui n'est pas expliqué par S&Co.

ORES s'étonne également du fait que S&Co ne publie pas les chiffres équivalents pour les autres GRD, de sorte qu'ORES n'est pas en mesure de comparer les chiffres retenus par S&Co pour les différents GRD. ORES s'interroge aussi sur cette différence de traitement.

### **Réponse aux remarques d'ORES**

Schwartz and Co n'a pas réalisé de « comparaison entre les investissements du passé et les investissements prévus à compter de 2024 ». Nous avons calculé les coûts unitaires 2024 à partir des coûts unitaires réalisés sur 2017-2019 en utilisant d'une part les réponses aux questions Q9 et Q10 pour les extensions de renforcement et les données globales des plans d'adaptation pour les





extensions hors renforcement, en les inflatant et en y ajoutant les augmentations de coûts unitaires hors inflation entre 2019 et 2024 telles que communiquées par chacun des GRD. Nous avons donc bien pris en compte les hausses de coûts d'investissement unitaires communiquées par ORES.

Par ailleurs, quoi qu'en dise ORES, la séparation entre renforcement et hors renforcement a permis de visualiser les recettes finançant en partie les extensions en renforcement, qui constituent l'essentiel des recettes relatives aux extensions de câbles et lignes, ce qui est un élément essentiel pour chiffrer de manière correcte les extensions futures du réseau.

La question 17 traite des trajectoires d'UPD, pas des évolutions de coûts de pose.

Pour le détail des calculs, voir l'annexe 1.

### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant

### **2.3.8. Calcul des amortissements exceptionnels (évolution de la pointe)**

#### **Remarques d'ORES (1.10, p31)**

L'assertion de S&Co est correcte si et seulement si il n'y a pas d'inflation et que les actifs concernés sont répartis de manière uniforme dans le temps (sur les 50 ans).

Si l'on introduit de l'inflation, l'assertion n'est plus valable. Une modélisation faite sur base des données StatBel en matière d'index et conservant une distribution uniforme montre que:

- Si l'on garde la valeur pivot de 45 ans, on arrive à un facteur de 8%
- Pour conserver le facteur de 20%, il faut une valeur pivot de près de 40ans.

Dans le cas spécifique des câbles et lignes, si cette proposition de prendre 45 ans comme pivot devait être retenue, nous ne voyons pas comment combiner celle-ci avec les changements intervenus en 2001 en matière de règles d'amortissement [passage de 3% à 2% - passage que S&Co ne peut méconnaître et qui invalide le raisonnement théorique réalisé par S&Co sur ce point S&Co peut- il éclairer ORES sur ce point ?

En ce qui concerne les 2 scénarii (HIGH & LOW) retenus par S&Co, nous rappelons que n'ayant pu en comprendre les fondements, nous ne pouvons-nous positionner sur leur pertinence et nous avons dû suite aux demandes de S&Co en extrapoler les données à partir des résultats du scénario de référence ORES.

#### **Réponse aux remarques d'ORES**

Notre chiffrage des amortissements exceptionnels même avec l'application du facteur correctif de 20% est plutôt favorable aux GRD, puisqu'il s'applique à la VNC unitaire, qui représente la VNC d'un actif d'âge moyen, 25 ans dans notre exemple, au lieu de la VNC d'un actif de 45 ans.

### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant





## 2.3.9. Smart metering - calcul des couts additionnels ORES

### 2.3.9.1. Demande du détail des calculs

#### Remarques d'ORES (1.11, p32)

ORES constate que le scénario initial correspondant « aux hypothèses d'ORES » est nettement inférieur aux données d'ORES et ne suffit pas à couvrir les coûts additionnels induits par le déploiement des compteurs intelligents prévus par le décret de juillet 2018. Le scénario de référence proposé, plus faible, ne le permet pas non plus.

ORES n'est pas en mesure, sur base des hypothèses fournies dans le document, de comprendre le delta entre le scénario initial et le scénario de référence présenté.

En plus des hypothèses reprises dans le document sous forme de texte et afin de comprendre comment sont calculées les valeurs reprises dans les tableaux, ORES devrait disposer des informations suivantes (toutes les hypothèses et paramètres des calculs) :

- Source de données utilisées (quelles données sont fournies par ORES, quelles données sont modifiées par S&Co)
- Taux d'amortissement appliqués par nature de coût
- % d'indexation annuelle
- Taux horaires par profil
- Prix Moyen couts directs et indirects utilisés
- Etc.

#### Réponse aux remarques d'ORES

ORES n'ayant pas transmis de business case couvrant la période 2024-2028, nous n'avons eu aucun moyen de vérifier ce qu'ORES a indiqué comme suit : « ORES constate que le scénario initial correspondant « aux hypothèses d'ORES » est nettement inférieur aux données d'ORES et ne suffit pas à couvrir les coûts additionnels induits par le déploiement des compteurs intelligents prévus par le décret de juillet 2018. Le scénario de référence proposé, plus faible, ne le permet pas non plus. »

En décembre 2020, la CWaPE a informé Schwartz and Co qu'ORES lui avait transmis un business case mis à jour couvrant également la période 2024-2028.

**PASSAGE CONFIDENTIEL**

Schwartz and Co présente ici les hypothèses et calculs détaillés tenant compte de ces ajustements ainsi que de la prise en compte d'autres commentaires d'Ores ci-dessous, qui mènent aux estimations de CNC additionnelles pour le comptage intelligent qui figureront dans le rapport final du lot 1.



## 1. Hypothèses utilisées dans le scénario initial et dans le scénario de référence

Les montants sont en €2019. Les calculs sont hors frais généraux activés.

### 1.1 Electricité

#### Coût du matériel

**CONFIDENTIEL**

#### Coûts de placement

**CONFIDENTIEL**

#### Coûts d'investissement du SI smart

**CONFIDENTIEL**

#### OPEX SI smart

**CONFIDENTIEL**

#### OPEX Télécoms et DAAS

**CONFIDENTIEL**

#### Autres OPEX

**CONFIDENTIEL**

#### Bénéfices

**CONFIDENTIEL**

#### Recettes tarifs non périodiques

**CONFIDENTIEL**

### 1.2 Gaz

#### Coût du matériel

Zone blanche non prise en compte

**CONFIDENTIEL**

#### Coûts de placement

**CONFIDENTIEL**

#### Coûts d'investissement du SI smart

**CONFIDENTIEL**



**OPEX SI smart, télécoms et DAAS**

**CONFIDENTIEL**

**Bénéfices**

**CONFIDENTIEL**





## 2. Calcul des CNC additionnelles électricité

**CONFIDENTIEL**



### 3. Calcul des CNC additionnelles gaz

**CONFIDENTIEL**



### Précisions apportées dans le rapport final

Les chiffres amendés seront pris en compte dans le rapport final.

#### **2.3.9.2. Demande du détail des calculs pour les CNI comptage**

##### Remarques d'ORES (1.11, p32)

**CONFIDENTIEL**

##### Réponse aux remarques d'ORES

**CONFIDENTIEL**

Tableau 2. Hypothèses relatives aux amortissements exceptionnels et aux amortissements évités smart metering électricité

**CONFIDENTIEL**

Tableau 3. Hypothèses amortissements évités smart metering gaz

**CONFIDENTIEL**

### Précisions apportées dans le rapport final

Néant

#### **2.3.9.3. Demande du détail des calculs pour les CNI IT**

##### Remarques d'ORES (1.11, p32)

- Si l'on prend en compte les investissements prévus depuis 2019 pour le projet Smart Metering, qui sont amortis sur 10 ans, ORES ne retrouve pas suffisamment de charges mentionnées par S&Co dans le scénario initial ;
- ORES demande à S&Co de lui expliquer pourquoi il n'y a plus de charges en 2028 alors que la durée d'amortissement pour l'IT est de 10 ans ;
- ORES demande à S&Co de lui préciser si les CNI pour le smart comprennent la marge équitable et l'ISOC dégagés par la valeur nette comptable des investissements ;
- ORES demande à S&Co de lui préciser la base d'actifs sur laquelle il se base pour calculer les CNI additionnels IT.

##### Réponse aux remarques d'ORES

- Par définition, les investissements effectués entre 2019 et 2023 ne sont pas visualisables dans les coûts additionnels 2024-2028. Ils feront partie en termes de CNI de la base de coût initiale 2024.
- Il y a effectivement une erreur sur les CNI IT en 2028, qui devraient être égales à celles de 2027. Ceci sera corrigé dans le rapport final.





- Les CNI pour le smart ne comprennent pas la marge équitable ni l'ISOC, conformément à la méthodologie tarifaire en vigueur.

**PASSAGE CONFIDENTIEL**

### **Précisions apportées dans le rapport final**

Les corrections seront apportées aux CNI IT de 2028.

#### **2.3.9.4. Opex additionnelles**

##### **Remarques d'ORES (1.11, p32)**

- ORES demande à S&Co de lui préciser les types de coûts couverts par cette rubrique ainsi que les hypothèses utilisées pour les chiffrer ;
- S'agit-il d'OPEX net de gains ?
- Les amortissements des investissements R&D réalisés entre 2019 et 2024 ont-t-ils été pris en compte dans cette rubrique ? Si ce n'est pas le cas, pourquoi S&Co n'en a-t-il pas tenu compte ?
- ORES ne retrouve pas les montants mentionnés par S&Co dans le scénario initial ;
- ORES demande à S&Co de lui expliquer pourquoi le montant en 2024 des OPEX additionnelles est négatif, ce qui semble pour le moins étrange, comment est-ce que ce montant a été calculé ?
- ORES constate que les lignes « OPEX additionnelles », ne couvrent même pas les coûts du contrat pour le Data As a service, ce qui n'est pas acceptable.

##### **Réponse aux remarques d'ORES**

- Le contenu détaillé des OPEX additionnelles et les hypothèses associées figurent dans les tableaux au paragraphe 2.3.9.1.
- Il s'agit bien d'OPEX nettes de gains.
- Les amortissements de tout investissement entre 2019 et 2023 n'est pas à prendre en compte pour le calcul des coûts additionnels et du FEC, puisqu'ils sont intégrés à la base de coût 2024 initiale. Nous n'avons pas intégré d'investissement R&D en 2024, n'ayant pas eu connaissance de tels investissements.
- Le montant en 2024 des OPEX additionnels est négatif en raison du gain important par compteur smart gaz posé.

**PASSAGE CONFIDENTIEL**

### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant.



### 2.3.9.5. Hypothèses prises par S&Co

#### Remarques d'ORES (1.11, p32)

- Ne pas prendre en considération de frais additionnels pour gérer la charge de travail complémentaire administrative ne correspond pas à la réalité observée en 2020. En effet la prise de rendez-vous avec les clients, la gestion des dossiers remontés par les techniciens même si digitalisée engendre une activité complémentaire au vu de l'augmentation du nombre de dossiers à traiter ;

#### **PASSAGE CONFIDENTIEL**

- Pour les temps de pose, en ce qui concerne les benchmarks européens ou de Fluvius nous avons argumenté par ailleurs (échanges sur les budgets 2019-2023 avec la CWaPE) les raisons expliquant les écarts (déploiement non généralisé, déploiement à la demande des clients, gestion des cas simples, etc.). La réalité 2020 permettra très bientôt d'avoir des faits et des mesures dans le contexte spécifique à ORES qu'il faudra intégrer dans la réflexion et les calculs, mais il semble assez irréaliste de passer à 5,6 poses de compteurs par jour ;
- Nous ne comprenons pas, la solution zone blanche proposée. En effet, le rapport parle d'une solution « LTE 4G chez AREWAL ». Or le NB-IOT est plus performant que le LTE-4G pour couvrir le territoire (Dixit Proximus qui a lui-même proposé la solution NB-IOT pour maximiser la couverture dans le cadre du contrat actuel de Data as a Service). Cette solution « LTE-4G » ne peut donc pas résoudre les cas en "zone blanche". Si toutefois, il est fait allusion à une solution hybride permettant au compteur de basculer entre différentes technologies de communication et au final en "CPL" (via changement du modem embrochable sur le compteur), il faut ajouter au coût du compteur les autres coûts pour faire fonctionner cette « CPL » : achat de matériel type concentrateurs, pose et entretien de ce matériel, frais télécom pour abonnement spécifique à cette concentration de données venant de plusieurs compteurs. Il faut également ajouter les interventions des techniciens pour le changement des modems embrochables chez le client. ORES demande à la CWaPE et S&Co de préciser ces éléments ;
- Nous ne retrouvons pas les charges liées aux immobilisations d'assainissements des branchements additionnels. Vu qu'ORES va placer/remplacer 2,5 fois plus de compteurs que par le passé, il est normal que le nombre d'assainissements augmente et provoque un accélération/anticipation de ceux-ci. ORES demande à S&Co d'expliquer pourquoi cet aspect n'a pas été pris en compte ;
- Nous ne retrouvons pas les coûts additionnels R&D liés aux équipes projet qui sont en charge de l'implémentation. ORES demande à S&Co d'expliquer pourquoi cet aspect n'a pas été pris en compte ;
- En ce qui concerne l'impact sur les tarifs, un élément clé et difficile à chiffrer est le nombre de clients qui vont demander la pose du compteur intelligent une fois que celui-ci sera à nouveau payant. Cette hypothèse devrait être fournie par la CWaPE et S&Co et devrait être commune à l'ensemble des GRD.

#### Réponse aux remarques d'ORES

#### **PASSAGE CONFIDENTIEL**



- Les coûts effectifs du marché public MDC2 ne pourront être pris en compte qu'une fois attribué.
- Au regard de l'expérience internationale et de celle de Fluvius, nous ne partageons pas l'affirmation d'ORES que la pose de 5,6 compteurs par jour soit irréaliste (cf. rapport intermédiaire).
- Les coûts d'assainissement des branchements ou des comptages collectifs ne découlent pas des obligations du décret du 19 juillet 2018 relatif au déploiement des compteurs intelligents et que ces coûts auraient été supportés par ORES tôt au tard lors du remplacement des compteurs. Le fait que le remplacement soit effectué de façon anticipative dans le cadre du déploiement des compteurs intelligents, ne peut justifier que les coûts d'assainissement fassent l'objet d'un budget complémentaire. Ces coûts ne sont donc pas inclus dans les CNC additionnels.
- La zone blanche NB-IoT est d'abord et avant tout une zone dans laquelle l'infrastructure requise n'a pas été déployée par les opérateurs de télécoms. La couverture de la Wallonie en 4G étant de plus 99,8 %, des compteurs 4G (c'est-à-dire LTE cat 1) sont utilisables, même si en effet, NB-IoT apporte 20 dB de sensibilité en plus. Par ailleurs :
- 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.
- 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 ORES 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, 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 ORES à 30 % des compteurs n'est vraiment 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.
  - 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.

**PASSAGE CONFIDENTIEL**

#### **Précisions apportées dans le rapport final**

**CONFIDENTIEL**



### 2.3.10. Smart grid

#### Remarques d'ORES (1.12, p34)

D'une part, la transition énergétique va fatalement imposer aux GRD de revoir à la hausse leurs investissements tant sur les réseaux MT que BT. Afin d'étudier au plus juste ces investissements, nous allons devoir nous équiper d'outils informatiques de calcul et de gestion. Cela recouvre les outils de stratégie réseaux.

D'autre part, les nouveaux comportements de consommation et de production locale engendrés par la transition énergétique, de nature beaucoup plus aléatoire, vont nécessiter la mise en œuvre de nouveaux processus tels la flexibilité technique et de marché. Pour permettre à ceux-ci de se mettre en place, une connaissance digitale en quasi-temps réel des réseaux MT est indispensable, ce qui passe par la mise en œuvre d'outils tels l'ADMS. Par ailleurs, des outils avancés de type operational planning seront également requis.

Se limiter à une vision du smart grid comme étant une somme d'investissements de nature à réduire structurellement les coûts par rapport à une gestion « non smart » du réseau est donc incomplet et erroné. Les investissements dans le smart grid ont notamment également pour objectifs de répondre à de nouvelles obligations légales en matière de flexibilité, visent des effets positifs sur la qualité d'alimentation et de dépannages, permettent de fournir des informations plus complètes aux acteurs de marché, etc., dans une optique de facilitation de la transition énergétique et de qualité au service de nos clients.

#### Réponse aux remarques d'ORES

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 smartgrid 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);

L'achat et/ou le développement d'applications IT (tel l'ADMS) afin notamment d'accompagner l'évolution des réseaux doit s'inscrire dans la roadmap « Business as Usual » du GRD, et ce, comme pour n'importe quel département IT d'entreprise, dans une perspective de gestion efficace et orientée-client de son portefeuille de projets IT.

La CWaPE souligne qu'ORES dispose de budgets IT très importants sur la période 2019-2023 qu'il peut allouer aux projet smartgrid si il l'estime nécessaire.

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.

#### **2.3.11. Autres systèmes IT**

##### **2.3.11.1. Ratio investissement/OPEX ores**

#### **Remarques d'ORES (1.13, p35)**

ORES a appliqué un ratio de 25% d'OPEX annuel par rapport aux investissements. Le ratio de 25% est conforme aux ratios rencontrés sur le marché de prestataires informatiques et de vendeurs de solutions informatiques. ORES a en outre considéré un ratio de 20% sur IOE car nous considérons qu'une partie des éléments concernent du volume et donc nous pouvons considérer que la maintenance globale sera inférieure à 25%.

#### **Réponse aux remarques d'ORES**

Les coûts d'investissement IT et les OPEX correspondantes fournies par ORES en réponse à notre 3è questionnaire sont présentés dans les 2 tableaux suivants. On peut constater que les OPEX annuelles totales représentent en 2026 27,6 % des investissements totaux, 32,7 % en 2027 et 37,85 % en 2028, soit bien plus que les 25 % indiqués par ORES. ORES n'a en effet pas appliqué ce pourcentage au projet rôle CPO.

Q1. Dans le tableau suivant (ajouter des lignes si nécessaire), indiquer les coûts d'investissement estimés sur la période 2024-2028 pour chacun des systèmes IT listés en réponse à la question précédente.

**CONFIDENTIEL**



- Q2. Dans le tableau suivant (ajouter des lignes si nécessaire), indiquer les charges d'exploitation estimées sur la période 2024-2028 relatives à chacun des systèmes IT listés en réponse à la question précédente (il s'agit des charges d'exploitation liées à l'opération de ces systèmes à partir de leur mise en service)

**CONFIDENTIEL**

**Précisions apportées dans le rapport final**

Néant

**2.3.11.2. Gestion des CER**

**Remarques d'ORES (1.13, p35)**

S&Co ne peut ignorer les bases légales qui confient un rôle au GRD en matière de communautés d'énergie renouvelables (CER) et de flexibility data manager (FDM).

- Pour les CER :

Décret du 2 mai 2019 modifiant les décrets des 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité en vue de favoriser le développement des communautés d'énergie renouvelable Même si le GRD ne peut effectivement pas gérer une CER, différentes activités sont confiées au GRD (voir articles 10 et 12 de cette législation). Les nouvelles capacités à développer par le GRD soutenues par des applications informatiques sont : la gestion du registre de participation, le calcul du volume autoconsommés par client ainsi que le volume résiduel sur base des clés de répartition transmises par le gestionnaire de la CER, la facturation du volume autoconsommé, la transmission des données aux acteurs de marché et le reporting réglementaire.

- Pour le rôle de flexibility data manager

Décret du 19 juillet 2018 modifiant les décrets du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité en vue du déploiement des compteurs intelligents et de la flexibilité dans son article 22, ce décret confie au GRD le rôle de collecter, traiter, vérifier et transmettre les informations nécessaires au calcul des volumes de flexibilité. ORES effectue déjà aujourd'hui différentes prestations en la matière en application de ce cadre légal pour des clients de son réseau qui vendent leur flexibilité au gestionnaire de réseau de transport.

**Réponse aux remarques d'ORES**

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.





Dans tous les cas les investissements IT liés aux CER et au rôle de flexibility manager peuvent être financés par ORES à travers la marge considérable dégagée par ORES sur 2019-2023 (voir paragraphe suivant).

#### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant

### **2.3.11.3. Prise en compte de la charge d'amortissements**

#### **Remarques d'ORES (1.13, p36)**

La décision de la CWaPE relative à la modification du taux d'amortissement des immobilisations incorporelles pour le faire passer de 20% à 10% à partir du 1/1/2019 a conduit ORES à également corriger les amortissements des immobilisations antérieures à 2019 dans le respect des prescrits du droit comptable belge.

De ce fait, la conclusion ci-dessus qui considère qu'ORES dispose d'une capacité d'investissement et de charges d'exploitation associées pour la période 2024-2028 n'est pas correcte.

En effet, S&Co et la CWaPE considèrent que les immobilisations incorporelles consenties avant 2019 impactent les exercices qui serviront de base de calcul aux CNC 2024 à hauteur d'un amortissement de 20% et dégagent donc une capacité d'investissement sur la période 2024-2028 puisque les immobilisations consenties à partir de 2019, et donc celles de 2024 et après, ne sont prises en charge qu'à hauteur d'un amortissement de 10%. Or, comme expliqué ci-dessus, les amortissements des immobilisations antérieures à 2019 ont été corrigés pour les faire correspondre à une prise en charge en 10 ans et la base de calcul des CNC 2024 n'intégrera donc pas de marge.

#### **Réponse aux remarques d'ORES**

La CWaPE comprend qu'ORES a corrigé au 1<sup>er</sup> janvier 2019 le taux d'amortissement des immobilisations incorporelles comptabilisées avant le 1<sup>er</sup> janvier 2019 en le diminuant de 20% à 10%. Bien que la méthodologie tarifaire 2019-2023 prévoit que les immobilisations incorporelles soient amorties à 10%, la CWaPE n'a jamais souhaité que les GRD corrigent le taux d'amortissement des actifs immobilisés des années antérieures. Aucun autre GRD n'a d'ailleurs procédé de la sorte. De plus, ORES n'ayant pas tenu compte de cette modification lorsqu'il a budgété les charges d'amortissement de l'année 2019 des immobilisations incorporelles, va dégager annuellement, au cours des années 2019 à 2023, un bonus structurel sur les charges d'amortissement des immobilisations incorporelles comptabilisées avant le 1<sup>er</sup> janvier 2019. Cela signifie qu'ORES dispose de 2019 à 2023 d'une marge considérable pour investir dans les logiciels IT et qu'il peut dès lors anticiper certains investissements de la période 2024-2028.

#### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant



### **2.3.12. Facteurs d'évolution global : erreur tableau 65, 68 et 82**

#### **Remarques d'ORES (1.14, p37)**

A la page 73, tableau 65 et à la page 82, tableau 82, ORES attire l'attention sur le fait que, aussi bien en électricité qu'en gaz, les CNC budgétées de 2023 correspondent aux chiffres du modèle de rapport au 29/06/2018 et non à ceux du modèle de rapport approuvé du 25/01/2019 comprenant Mouscron.

Concernant le FEC global de la page 74, (+0,364 %), nous constatons que dans les scénarios intitulés « Scénarios initiaux smart metering & Scénario de référence ORES/RESA pour l'évolution de la pointe » du tableau 68 que les coûts repris sous la ligne « Evolution de la pointe [€2024] » ne correspondent pas à la somme des coûts des lignes « CNI additionnelles de l'année N depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2024 [€2024] » des tableaux 45 (ORES) et 54 (RESA). Il s'agit visiblement d'une erreur dont nous pouvons mesurer l'impact sur le résultat. Comme largement développé dans l'introduction et par l'ensemble des remarques et interrogations que nous soulevons dans ce document, nous n'avons aucune visibilité sur les calculs des facteurs de croissance macro-économique, et ce, tant pour l'électricité que pour le gaz.

#### **Réponse aux remarques d'ORES**

Après vérification, il apparaît en effet que la dernière version des CNC 2023 approuvée par la CWaPE est celle relative au modèle de rapport approuvé du 25/01/2019, avec un montant des CNC budgétées pour 2023 qui s'élève à 344.513.009€ en électricité et 116.829.081€ en gaz.

La ligne « Evolution de la pointe [€2024] » comporte en effet une coquille concernant les chiffres de RESA repris, les tableaux 45 et 54 étant corrects.

#### **Précisions apportées dans le rapport final**

Les erreurs identifiées seront corrigées.



## **2.4. Gaz**

### **2.4.1. Remarque d'ordre général**

#### **Remarques d'ORES (p37)**

De manière générale, nous constatons que l'ensemble des réponses portant sur l'évolution des quantités et flux ne semblent pas avoir été pris en compte dans l'étude du consultant. Et ce sans qu'aucune raison ne soit donnée. Il appartient à S&Co de justifier les chiffres repris dans l'étude et d'expliquer et motiver les raisons pour lesquelles les chiffres transmis par les GRD n'ont pas été retenus ou ont été retraités (d'expliquer alors les données alternatives utilisées) et ensuite d'expliquer et motiver les différences constatées entre GRD. S&Co doit au passage s'assurer que les données demandées ont été remplies par les GRD en répondant aux mêmes définitions et en suivant les mêmes hypothèses de calcul.

#### **Réponse aux remarques d'ORES**

Les trajectoires de quantités et de flux de gaz naturel n'évoluant que très peu dans les projections des GRD, il a été décidé par Schwartz and Co et en accord avec la CWaPE de ne pas procéder à une analyse équivalente à celle de l'électricité (du type « Evolution de la pointe »).

Les éléments évoqués seront traités au cas par cas et dans chaque partie spécifiquement liée aux données pour lesquelles ORES manifeste son incompréhension ou son désaccord.

#### **Précisions apportées dans le rapport final**

Néant.

### **2.4.2. Tableau 73 : incohérence ORES-RESA**

#### **Remarques d'ORES (1.15, p38)**

A la page 78, ORES s'étonne de voir apparaître au tableau 73 un nombre de nouveaux compteurs sensiblement inférieur au nombre de nouveaux branchements (ce n'est pas le cas pour RESA et on peut s'interroger sur la cohérence des hypothèses retenues). De manière générale les données reprises au tableau 73 ne sont pas cohérentes avec celles communiquées en réponse aux questions 1 et 8 (inventaire prospectif à fin d'année permettant par différence et a minima<sup>20</sup> de déterminer le nombre d'équipements mis en service sur l'année).

Nous constatons in fine, que le calcul des CNC additionnelles (tableau 72) débouche sur des amortissements additionnels au niveau d'ORES à un niveau quasi identique à celui de RESA, ce que nous ne nous expliquons pas.

#### **Réponse aux remarques d'ORES**

La trajectoire du nombre de compteurs reprise par Schwartz and Co dans le tableau 73 du rapport intermédiaire provient directement des données transmises par ORES dans la question Q1 du questionnaire N°1. Cette dernière a toutefois été retraitée de la trajectoire des compteurs à budget qui seront tous remplacé par des smart meters sur 2024-2025.



L'ensemble des autres trajectoires du tableau 73 a directement été repris, sans retraitement, des données transmises par ORES dans les questions Q1 et Q8 du questionnaire N°1.

Concernant le tableau 72 du rapport intermédiaire, la mise à jour des hypothèses, liées à la gratuité des raccordements notamment, sera de nature à faire évoluer le résultat final des CNC additionnelles.

**Précisions apportées dans le rapport final**

Ces éléments seront pris en compte dans la rédaction du rapport final.



### 2.4.3. Coûts unitaires

#### 2.4.3.1. Branchements Promogaz

##### Remarques d'ORES (1.16, p38)

Les hypothèses prises en considération sont erronées car, sur base historique, nous avons bien spécifié ceci au sein du questionnaire (Q7) :

• **CONFIDENTIEL**

Plus de 90% des branchements gaz n'engendre aucune recette pour ORES. Cependant, S&Co est parti de manière unilatérale sur une hypothèse de seulement 50% de gratuité ce qui induit une sous- estimation du prix moyen d'un branchement gaz.

S&Co devrait détailler son calcul de coûts unitaires que nous ne comprenons pas. En outre, si nous prenons une vision plus globale (échelle ORES Assets toutes motivations d'investissement confondues), nous obtenons les prix moyens suivants :

**CONFIDENTIEL**

Concernant les branchements moyenne pression, il est difficile de comprendre la différence de prix moyen entre RESA et ORES. (ORES est globalement 75% plus cher que RESA !). A nouveau ceci doit être le résultat d'un reporting différent d'un GRD à l'autre.

De manière générale, cela démontre bien qu'il serait plus judicieux de travailler sur une base plus agrégée et de ne pas s'attarder sur des motivations d'investissements ne reflétant pas la réalité.

##### Réponse aux remarques d'ORES

Comme évoqué précédemment dans le rapport (Cf. partie 2.2.3), Schwartz and Co fera évoluer dans le rapport final ses hypothèses relatives à la gratuité des branchements. Les coûts unitaires liés aux branchements sont effectués sur base des réponses d'ORES aux questions Q1 et Q3. Ces coûts unitaires sont le résultat de la division entre la somme des investissements de la question Q3 (bruts ou nets de recettes, suivant le coût unitaire calculé) des années 2017 à 2019 par la somme des quantités de nouveaux branchements détaillées dans la question Q1.

Le facteur de 75% constaté par ORES entre les coûts unitaires de Resa et d'ORES pour les branchements MP s'explique principalement en raison des recettes importantes que perçoit Resa en lien avec ces branchements.

**CONFIDENTIEL**

##### Précisions apportées dans le rapport final

Les éléments précédemment évoqués dans le rapport au sujet de la gratuité des branchements (Cf. partie 2.2.3) seront pris en compte dans le rapport final.



### 2.4.3.2. Extensions/adaptations des canalisations

#### Remarques d'ORES (1.16, p39)

P79, tableau 77 : Ce prix unitaire concernant la BP n'est pas du tout représentatif de la réalité ORES Assets. Les prix moyens 2019 ORES Assets (toutes motivations d'investissement confondues)

**CONFIDENTIEL**

De plus, comment expliquer une telle distorsion des coûts unitaires entre ORES et RESA ? Avec de telles différences, il ne peut s'agir de différence d'efficacité entre les GRD et il doit s'agir d'erreurs ou de différences liées au reporting liées à la granularité trop importante des données demandées.

ORES constate l'absence de coûts unitaires concernant la moyenne pression chez ORES. Cela s'explique à nouveau par le fait que la granularité utilisée ici n'est pas adéquate afin d'analyser les prix unitaires.

**CONFIDENTIEL**

A nouveau, comment expliquer une telle distorsion des coûts unitaires entre ORES et RESA. Quelle en est la cohérence ?

ORES constate l'absence de prix unitaire concernant l'activité de comptage chez ORES. Cela s'explique à nouveau par le fait que la granularité utilisée ici n'est pas adéquate afin d'analyser des coûts unitaires.

En effet, globalement, ORES obtient les prix unitaires suivants pour la pose de compteurs basse pression (prix unitaires 2019) :

**CONFIDENTIEL**

A nouveau, S&Co pourrait-il expliquer cette distorsion des prix unitaires entre ORES et RESA concernant le remplacement d'un compteur basse pression classique ?

#### Réponse aux remarques d'ORES

De nouveau, pour établir ses coûts unitaires, Schwartz and Co s'est basé d'une part sur les réponses des GRD aux questions Q9 et Q10, et d'autre part sur les plans d'adaptation. Comme évoqué au point 2.3.2, ces données ont été transmises sur base de questionnaires détaillés et d'échanges bilatéraux avec les GRD. Les plans d'investissement gaz sont par ailleurs établis sur base d'une méthodologie clairement définie par la CWaPE dans ses lignes directrices. Schwartz and Co considère donc dès lors que l'utilisation de ces coûts unitaires dans le cadre de sa méthodologie du calcul du FEC est fondée.



Nous avons constaté en effet que les coûts unitaires de pose de conduite calculés à partir à partir des questions Q9 et Q10 sont bas pour ORES surtout pour les conduites BP, mais d'une part ces coûts unitaires intègrent des recettes, ce qui explique qu'ils soient plus bas que ceux indiqués ci-dessus par ORES qui sont hors recettes (et plus ou moins en ligne avec les coûts unitaires hors recette des plans d'adaptation), d'autre part ces coûts unitaires ont été calculés avec les données fournies par ORES sans aucun retraitement.

A titre conservatoire, dans le rapport final les coûts unitaires pour extension des conduites BP et MP indiqués ci-dessus par ORES seront pris en compte mais il reviendra à ORES de justifier la non prise en compte des recettes.

#### **Précisions apportées dans le rapport final**

Les modifications susmentionnées seront intégrées au rapport final.

#### **2.4.3.3. Investissements dans les nouvelles cabines**

##### **Remarques d'ORES (1.16, p40)**

A la page 80, tableau 78, à nouveau ORES s'étonne de la distorsion du coût unitaire entre ORES et RESA, coût unitaire allant du simple au double. Comment justifier une telle différence? La comparaison porte t'elle bien sur la mise en œuvre de cabines de même type en terme de nombre de lignes de détente et de capacité. Il y a une énorme différence entre une cabine 250m<sup>3</sup>/h et une cabine de 1.600 m<sup>3</sup>/h. Cette analyse est-elle dès lors pertinente ?

##### **Réponse aux remarques d'ORES**

Le tableau 78 présente des coûts unitaires qui sont directement issus des plans gaz. Ils sont calculés, en moyenne, sur les cabines quartiers et les cabines clients de chaque GRD. Les plans gaz ont été établis dans le cadre des lignes directrices liées aux plans d'investissement et il nous parait donc fondé d'y faire référence.

#### **Précisions apportées dans le rapport final**

#### **2.4.3.4. Charges d'exploitation unitaires**

##### **Remarques d'ORES (1.16, p41)**

A la page 80, tableau 79, ici aussi ORES s'étonne d'une telle distorsion de coûts (près de 60% !) entre RESA et ORES au niveau des charges d'exploitation unitaires. De manière générale au vu des écarts de prix unitaires tant en OPEX qu'en CAPEX nous nous interrogeons sur la pertinence et le bien-fondé de l'analyse faite par S&Co et surtout des conclusions qui en sont tirées.

ORES demande à S&Co de justifier les écarts. Est-il réellement pertinent de se baser sur des chiffres à ce point différents dans l'analyse au vu des incohérences relevées ?





### **Réponse aux remarques d'ORES**

Le tableau 79, repris ci-dessous, comportait des erreurs dans les unités affichées. Cette version a été mise à jour. Toutefois, pour effectuer la comparaison entre ORES et Resa, nous avons effectué le calcul pour comparer, en €/km de réseau et pour chaque GRD, l'enveloppe totale de charge d'exploitation issue de la réponse des GRD à la question Q11 du questionnaire N°1. Ce calcul donne les résultats suivants :

**CONFIDENTIEL**

Ce calcul présente certes un écart entre les 2 GRD mais il est nettement moins élevé que celui indiqué d'ORES.

Tableau 4. Charges d'exploitation unitaires (tableau 79 du rapport intermédiaire)

**CONFIDENTIEL**

### **Précisions apportées dans le rapport final**

Le tableau 79 sera amendé.

#### **2.4.3.5. Erreur tableau 83 et 84**

##### **Remarques d'ORES (1.16, p41)**

Comme largement développé dans l'introduction et par l'ensemble des remarques et interrogations que nous soulevons dans ce document, nous n'avons aucune visibilité sur les calculs des facteurs de croissance macro-économique, et ce, tant pour l'électricité que pour le gaz.

Concernant l'estimation du FECCG global, nous constatons que, dans les tableaux 83 et 84, les coûts de Smart metering (scénarios de référence et scénarios initiaux) ne correspondent pas à la somme des coûts de Smart metering (de chaque scénario) indiqués dans les tableaux 60 (ORES) et 64 (RESA). Il s'agit visiblement d'une erreur dont nous savons en mesurer l'impact sur le résultat.

### **Réponse aux remarques d'ORES**

Le tableau 60 est effectivement erroné et sera modifié dans le rapport final.

### **Précisions apportées dans le rapport final**

Ces éléments seront pris en compte dans la rédaction du rapport final.



### 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 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** et **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

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

Le paragraphe **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** décrit l'application de cette méthodologie a u cas spécifique d'ORES.

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

- 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*)
  - NBRCT(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*)
- LCV(lignes BT/MT,N) : longueur de lignes BT/MT converties en câbles BT/MT en année N :

- Pour N de 2017 à 2019 :

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

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  $N > 2019$  :

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

Voir la définition de  $L4R(A,N)$  ci-dessous

- $L3(A,N)$  : 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 :

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

- $L4R(A,N)$  : 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.

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

- 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)**

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

Avec :

$\text{LEXTPA}(A, N)$  : 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)**

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

$$\begin{aligned} CUR(A) = & [ \\ & (1+I2018)*(1+I2019)*[(\text{investissement}(A,2017)(Q9)+\text{investissement}(A,2017)(Q10)- \\ & \text{recettes}(A,2017)(Q10))] + \\ & (1+I2019)*[(\text{investissement}(A,2018)(Q9)+\text{investissement}(A,2018)(Q10)- \\ & \text{recettes}(A,2018)(Q10))] + \\ & (\text{investissement}(A,2019)(Q9)+\text{investissement}(A,2019)(Q10)- \\ & \text{recettes}(A,2019)(Q10))] \\ & / [ \text{longueur}(A,2017)(Q9)+\text{longueur}(A,2017)(Q10)+ \\ & \text{longueur}(A,2018)(Q9)+\text{longueur}(A,2018)(Q10)+ \\ & \text{longueur}(A,2019)(Q9)+\text{longueur}(A,2019)(Q10) ] \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} CUHR(A) = & [ (1+I2018)*(1+I2019)*(\text{investissementPAEXT}(A,2017)+ \\ & (1+I2019)* \text{investissementPAEXT}(A,2018) ) ] \end{aligned}$$



/ [longueurPAEXT(A,2017)+longueurPAEXT(A,2018)]

Avec :

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

**Alternative si aucune donnée fiable n'est disponible dans les plans d'adaptation (RESA) :** CUHR(A) est calculé comme CUR(A) hors recettes.

- CACV(lignes MT,N) : coûts additionnels de conversion des lignes MT en câbles MT en €2024

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

Avec :

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

CUCA =

[ (1+I2018)\*(1+I2019)\* (investissementAD(câbles MT,2017)(Q9)+investissementAD(câbles MT,2017)(Q10)) + (1+I2019)\* (investissementAD(câbles MT,2018)(Q9)+investissementAD(câbles MT,2018)(Q10)) + investissementAD(câbles MT,2019)(Q9) + investissementAD(câbles MT,2019)(Q10)]

/ [ longueurAD(câbles MT,2017)(Q9)+longueurAD(câbles MT,2017)(Q10)+ longueurAD(câbles MT,2018)(Q9)+longueurAD(câbles MT,2018)(Q10)+ longueurAD(câbles MT,2019)(Q9)+longueurAD(câbles MT,2019)(Q10)]

Avec :

- investissement câble MT en adaptation année N renseigné Q9 du questionnaire N°1 : investissementAD(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 : investissementAD(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: 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 : longueurAD(A,N)(Q10)



- CULI le coût unitaire de pose de lignes MT en adaptation, €2024

CULI =

$$\frac{[(1+I_{2018}) \cdot (1+I_{2019}) \cdot (\text{investissementAD}(\text{lignes MT}, 2017)(Q9) + \text{investissementAD}(\text{lignes MT}, 2017)(Q10)) + (1+I_{2019}) \cdot (\text{investissementAD}(\text{lignes MT}, 2018)(Q9) + \text{investissementAD}(\text{lignes MT}, 2018)(Q10)) + \text{investissementAD}(\text{lignes MT}, 2019)(Q9) + \text{investissementAD}(\text{lignes MT}, 2019)(Q10)]}{[\text{longueurAD}(\text{lignes MT}, 2017)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{lignes MT}, 2017)(Q10) + \text{longueurAD}(\text{lignes MT}, 2018)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{lignes MT}, 2018)(Q10) + \text{longueurAD}(\text{lignes MT}, 2019)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{lignes MT}, 2019)(Q10)]}$$

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 d'ORES

**CONFIDENTIEL**