

**PROCÈS-VERBAL DE LA RÉUNION DE CONCERTATION ENTRE
LA CWaPE ET LES GRD
Vendredi 08/07/2022 de 9h30 à 12h30**

Participants

Stéphane Renier	Président	CWaPE
Thierry Collado	Directeur technique	CWaPE
Liana Cozigou	Directrice juridique	CWaPE
Francesca Stockman	Secrétaire générale	CWaPE
Pierre-François Henrard	Conseiller	CWaPE
Nathalie Dardenne	Conseillère	CWaPE
Jacqueline Servatius	Conseillère	CWaPE
Olivier De Breuck	Conseiller	CWaPE
Élise Bihain	Conseillère	CWaPE
Pierre-Yves Cornélis	Conseiller	CWaPE
Mathieu Waucomont (teams)	Conseiller	CWaPE
Gérard (teams) Naert	Conseiller	CWaPE
Christophe Courcelle	Responsable régulation financière et tarifaire	ORES

David Vangulick	Responsable prospectives	ORES
Johan Mahaux	Responsable programme marché	ORES
Guillaume Cambier	Coordination innovation	ORES
Sylvie Holter	Tarifs	ORES
Roger le Bussy	Directeur général	REW
Olivier Spirlet	Directeur financier	RESA
Laurent Durgtel	Tarifs	RESA
Murielle Coheur	Directrice régulation et tarifs	RESA
Simon Lachi	Responsable innovation	RESA
Jacques Glorieux	Directeur	Inter-régies
Didier Wallée	Directeur	AIESH
Maxime Selves	Directeur technique	AIESH
Guy Deleuze	Directeur général	AIEG
Benoit Bodart	Financier	AIEG
Patrick Druylans	Financier	REW

Ordre du jour

1. Définition de nouveaux profils-type pour les URD électricité

- a. Les nouveaux profils-type (ELEC) qui sont proposés par la CWaPE dans ses modèles de rapport (proposition tarifaire et ex-post) sont-ils représentatifs ?
- b. Les GRD souhaitent-ils adapter ces profils, en supprimer ou en créer d'autres ?
- c. Quels sont les profils-types qui devraient être retenus pour les publications de la CWaPE (site web, rapport annuel, décisions, ...) ?

2. Compatibilité entre les fonctionnalités des compteurs et la nouvelle structure tarifaire BT

- a. Existe-t-il des URD raccordé au réseau de distribution basse tension dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56 kVA ou pour lesquels le terme capacitaire ne s'applique pas ?

- b. Si oui (question 2.a.), ces URD peuvent-ils opter pour 4 plages horaires ?
- c. Les prosumers équipés d'un compteur communicant en R1 peuvent-ils techniquement opter pour 4 plages horaires ?

3. Tarif pour les pointes > 10kW pendant la période tarifaire de pointe

- a. Êtes-vous d'accord avec la valeur pivot de 10 kW ?
- b. La fourchette de prix proposée par la CWaPE [0.25€/kW – 0.5€/kW en distribution et la même chose en transport] vous paraît-elle correcte au regard des pointes mesurées chez les URD équipés de compteurs communicants ?

4. Autres sujets demandés par les GRD

- a. Paramètres du pourcentage de rendement autorisé
- b. Courrier commun GRD

5. Divers

- a. Compétitivité du stockage en Région Wallonne

Compte-rendu

Stéphane Renier introduit la réunion. Un courrier communiqué la veille par les 5 GRD est évoqué. Il était prévu que le directeur général de RESA vienne le présenter en fin de matinée. Stéphane Renier indique prendre note de son contenu tout en rappelant le calendrier actuel de concertation et de consultation. Il insiste sur l'importance d'alimenter la CWaPE en éléments factuels/démonstration par rapport aux éléments mis en avant. Ce courrier est joint au présent procès-verbal.

Ce mot d'introduction fait, il propose de commencer par le point relatif au stockage en Région wallonne.

1. Compétitivité du stockage en Région wallonne

Thierry Collado rappelle qu'il y a des dispositions européennes qui prévoient que les installations de stockage ne peuvent pas être soumises à une double redevance afin de les inciter. Il y a deux interprétations possibles de cette interdiction, qui varient en fonction des États-membres. Soit c'est l'installation qui ne doit pas subir deux redevances. Soit c'est l'énergie stockée qui ne doit pas être soumise à double redevance : un prélèvement lorsqu'elle est stockée et un prélèvement lorsque consommée ensuite par l'URD après avoir été réinjectée. Pour le moment, la CWaPE retient la première interprétation et propose l'exonération du tarif d'injection qui est capacitaire.

Entre-temps, on constate que le stockage peine à décoller parce que le *business case* n'est pas positif. La CWaPE souhaiterait continuer la réflexion car le stockage constitue un apport pour le réseau, le réseau Elia bien sûr mais à terme pour le réseau de distribution aussi. Or, il y a une distorsion de concurrence entre les installations raccordées sur le réseau de distribution et les installations raccordées au réseau de transport. Même les plus petites installations de quelques MVA ont intérêt à aller sur le transport. En-dessous de 25 MVA, elles ne peuvent en principe pas aller sur le transport et devraient être en distribution, mais ce n'est alors pas rentable.

La CWaPE souhaiterait donc avoir les réflexions des GRD sur ce qui est proposé au niveau des tarifs et sur d'éventuelles autres pistes pour pallier ce problème, tenant compte des dispositions européennes

et sachant qu'on peut éventuellement distinguer le stockage pur, le stockage associé à du prélèvement et le stockage associé à de la production.

Guy Deleuze évoque le fait qu'un tarif préférentiel non périodique pour le stockage pourrait être envisagé, mais il ne faudrait pas que cela devienne un moyen de contourner un tarif de raccordement traditionnel en prélèvement.

Thierry Collado répond que la CWaPE n'avait pas en tête le tarif non périodique, mais le tarif périodique.

David Vangulick considère qu'il deviendrait embêtant de commencer à faire une différenciation dans les tarifs par rapport à l'usage (véhicules électriques, pompes à chaleur, etc).

Liana Cozigou répond que, s'il y a un intérêt pour le réseau, cela pourrait être envisagé.

David Vangulick répond qu'ELIA a un intérêt immédiat pour le réseau de transport au niveau du *balancing*. Au niveau de la distribution, il pourrait y avoir un intérêt mais pas partout, pas tout le temps, car c'est principalement de la congestion physique qu'il faut gérer. Avoir un régime général favorisant le stockage pose question par rapport à cette réalité. Du stockage dans le centre d'une ville aura peu d'effet. Au pied d'une éolienne, le stockage sera plutôt dans l'intérêt du producteur que du réseau.

Thierry Collado confirme que la philosophie de la méthodologie tarifaire n'est pas de faire une distinction par usage mais, en l'espèce, il y a la contrainte de la directive d'une part et le fait que l'énergie prélevée et injectée par le stockage sera toujours facturée à quelqu'un, d'autre part.

David Vangulick répond que cela ne sera forcément facturé au niveau de la distribution.

Liana Cozigou demande s'il serait problématique pour les GRD que tout le stockage se concentre sur le réseau de transport.

Olivier Spirlet répond qu'il n'est pas possible que tout bascule sur le réseau de transport.

La CWaPE ajoute que cela serait pourtant restreint aux projets avec un intérêt économique, vu l'incitatif mis en place au niveau du transport.

David Vangulick répond que ce ne serait pas un problème pour ORES car il y a des règles : la distance entre un point d'injection Elia ou GRD compte, après une étude. Sans distinction tarifaire, ces projets vont se connecter ailleurs. De plus, il y a aussi une différence au niveau de la capacité : entre 5 et 25 MVA, la possibilité de raccordement en transport existe (les grands parcs de batteries par exemple). Les autres, plus petits, n'ont pas la possibilité d'aller chez Elia.

A priori, le stockage en distribution ne va rien résoudre au niveau de la congestion. Par contre, pour le réactif, cela pourra changer la donne pour le producteur. Les volumes sont énormes. Bref, le stockage de moins de 25 MVA n'a pas d'impact sur la distribution (hors réactif).

Thierry Collado demande s'il est pertinent de soutenir le stockage, y compris en dessous de 5 MVA, même s'il apporte peu pour le réseau de distribution ?

ORES répond que, du point de vue de la gestion de réseau, non. Sauf pour les petites puissance (< 250 kW). Mais pour ces derniers, il y a suffisamment d'incitants qui poussent les clients à autoconsommer et à installer une batterie ou un boiler solaire pour que le *business case* soit rentable.

Enfin, la flexibilité BT sera un incitant en soi. Celui qui veut faire du balancing pour ELIA se raccorde à ELIA. Bref, la question ne se pose pas vraiment dans les mêmes termes que pour ELIA.

David Vangulick estime que la question est fort large et dépasse le domaine des GRD.

Liana Cozigou répond que l'objectif n'est pas de faire le tour de la question aujourd'hui mais de poser le problème pour avoir une réponse d'ici fin août.

David Vangulick répond que la proposition de la CWaPE répond à la directive mais qu'il n'est pas forcément nécessaire pour le réseau d'aller plus loin car le stockage apporte peu techniquement.

Jacques Glorieux propose de garder la logique adoptée pour les communautés d'énergie. Tant qu'il n'y a pas de plus-value avérée pour le réseau, il ne faut pas prévoir un tarif préférentiel.

David Vangulick précise que les choses pourraient être vues différemment pour les batteries au sein d'une communauté d'énergie renouvelable, car là on pourrait éventuellement considérer qu'il y a une double redevance.

Thierry Collado confirme que les premières réactions sont notées.

2. Définition de nouveaux profils-type pour les URD électricité

Nathalie Dardenne rappelle que le projet de méthodologie tarifaire prévoit un certain nombre de nouveautés dans le tarif BT : quatre plages horaires, avec tarif incitatif en cas de passage en R3. Ce qui ne change pas, c'est le monohoraire et le tarif exclusif nuit.

Les simulations de la CWaPE sur ces changements sont fondées sur de nouveaux profils types, qui incluent de nouveaux usages (pompes à chaleur, véhicules électriques).

La CWaPE souhaiterait pouvoir prendre connaissance aujourd'hui du premier avis des GRD sur ces nouveaux profils repris dans les tableaux 7 du modèle de rapport servant à la proposition tarifaire. Sont-ils représentatifs et, si oui, ceux-ci étant nombreux, quels sont les profils qui doivent être communiqués vers l'extérieur ?

Guy Deleuze souhaite rappeler que, depuis 2012, les petits GRD d'AREWAL se sont sentis très seuls par rapport à la mise en place d'ATRIAS et la difficulté qu'il y aurait dans le futur d'y implémenter la politique régionale. Les GRD vont à présent se retrouver face à un problème d'adaptation dans un temps suffisamment rapide, non seulement pour ajouter des tarifs dans les systèmes informatiques internes mais, encore plus, pour la prise en compte de ces changements au niveau d'Atrias. Guy Deleuze ne pense pas qu'Atrias soit en mesure de faire les adaptations nécessaires d'ici 2024 pour appliquer des tarifs sur d'autres plages que celles connues aujourd'hui.

Johan Mahaux confirme qu'ORES n'est pas confiant non plus, à ce stade, pour y arriver pour le 1^{er} janvier 2024. Au-delà d'Atrias, c'est aussi dans les systèmes du GRD que cela sera difficile compte tenu d'autres échéances (communautés d'énergie, véhicules électrique, décret juge de paix, etc).

Liana Cozigou s'étonne de cette réponse. Atrias relevant de la responsabilité des GRD, la CWaPE s'interroge qu'ils ne puissent pas s'adapter. C'est assez interpellant. Comment s'engager vers une transition si on ne peut déjà pas bouger les plages tarifaires. Liana Cozigou demande ce qui bloque exactement.

Johan Mahaux précise qu'ORES ne dit pas que c'est impossible mais que, compte tenu du nombre de choses (roadmap) déjà prévues pour le moment au niveau d'Atrias, on ne peut pas à l'heure actuelle, en termes de planning, être certain que cela sera possible. Au plus on augmente la complexité, au plus il faudra prévoir des ressources, moyens et anticiper le planning. ATRIAS a un modèle de concertation déjà complexe. En fonction de l'importance des modifications à faire, cela pourrait prendre 6 mois à 1 an à priorités constantes. Le travail d'analyse des impacts opérationnels ne peut commencer que maintenant que le projet de méthodologie tarifaire est connu .

Roger le Bussy est étonné de la réaction de Liana Cozigou par rapport à Atrias, les GRD ayant déjà alerté le Ministre, en présence du Président de la CWaPE, de la difficulté de faire bouger les lignes au niveau d'Atrias. Il n'est pas nouveau que c'est une difficulté pour les GRD wallons qui représentent 30% du capital d'avoir une influence sur les travaux d'Atrias.

Stéphane Renier répond qu'à l'époque, le débat était celui d'instaurer une plateforme régionale ou fédérale.

Roger le Bussy confirme et ajoute que, du fait que le choix a été fait d'une plateforme fédérale, c'est plus difficile de retenir les priorités purement wallonnes. Le résultat final est comparable à une Rolls-Royce, mais il coûte évidemment très cher.

Revenons aux profils de clients-types.

Roger le Bussy estime que partir du profil réel d'URD pose problème au regard du RGPD s'il n'y a pas de consentement de la clientèle. Cela nécessiterait d'analyser la signature électrique de leurs usages, de les catégoriser.

Christophe Courcelle est d'avis qu'il faudra partir de profils théoriques de recharge de véhicules électriques, de pompes à chaleur, car avoir des profils réels sur la base des compteurs intelligents sera très compliqué. Il faudrait aller demander aux gens leurs usages.

Nathalie Dardenne répond que le problème des profils théoriques (basés sur des courbes SLP ou RLP) est qu'il s'agit d'une courbe lissée à laquelle on ajoute un usage. Cela permet de tester les plages horaires, mais pas de tester un tarif capacitaire, par exemple.

La motivation du projet de méthodologie est basée sur des profils réels fournis par RESA dont on sait qu'ils ne comprennent ni VE, ni PAC, ni chauffage électrique et auxquels on ajoute ces nouveaux usages. La CWaPE souhaiterait avoir un échantillon plus large pour s'assurer que cela soit représentatif des clients en Wallonie.

L'objectif est de construire les bons tests pour approuver les tarifs, de manière à anticiper les chocs tarifaires sur la base de profils réels avec et sans déplacement de charge et d'apprécier les incitants au changement de comportements.

David Vangulick précise qu'il est difficile de savoir si ces profils sont représentatifs, il s'agit là d'une autre question. « Représentatif signifie que l'on peut déterminer le % d'URD qui correspond à tel profil. Et ensuite faire le lien avec le RA pour voir si cela tient.

Nathalie Dardenne répond que le but est d'anticiper les chocs tarifaires pour l'URD sur base de profils réels sans déplacement de charge.

Thierry Collado ajoute que ce sont les GRD qui possèdent les données de comptage et qui ont une expertise en la matière. La CWaPE cherche à obtenir des courbes de « base », pas forcément avec un VE ou une pompe à chaleur.

En ce qui concerne les compteurs communicants qui sont placés par ORES (plan de déploiement), il s'agit pour l'instant en majorité de prosumers et de clients en prépaiement. Ces profils ne peuvent donc pas être considérés comme représentatifs de la population wallonne. Il y a actuellement très peu de VE pour les CI placés.

La CWaPE répond qu'il convient d'éviter les chocs tarifaires tout en influençant les comportements.

Guy Deleuze indique que selon lui, ce n'est pas un problème de compteur, mais s'interroge sur le nombre de clients qui vont opter pour ces 4 plages horaires. Cela doit être mis au regard de ce que ça va coûter pour adapter les systèmes ...

ORES place en moyenne 10 000 compteurs communicants par mois. Il y en a actuellement 80 000 installés. Il est possible de mettre ces courbes de charges quart-horaires à disposition mais la fonction communicante n'est pas activée par défaut. Au contraire, chez RESA, la fonction communicante est bien activée lors du placement du compteur. ORES pourrait demander le consentement des clients pour les données 1/4h, mais l'historique resterait limitée.

Johan Mahaux précise encore que si on veut connaître les usages, il faudrait poser des questions aux clients pour les relier aux courbes (usages associés). L'étape suivante serait de simuler chez certains clients l'impact des 4 plages et de voir comment ils adaptent leurs comportements de consommation. Cela pourrait être fait sur le projet-pilote « Internet of Energy » basé sur 80 personnes équipées d'applications spécifiques. Il faut l'accord des clients, collecter les infos et les analyser, cela va prendre du temps et c'est seulement au bout de tout cela qu'on aura des réponses ...

David Vangulick insiste sur la différence qu'il y a entre faire des simulations pour montrer l'impact sur des profils spécifiques et dire si ces profils spécifiques sont représentatifs. Pour pouvoir dire que c'est représentatif, il faut connaître les clients. Il est possible d'établir des profils pour le besoin des simulations, mais pas de dire s'ils sont représentatifs.

Thierry Collado répond que la problématique est identique avec les courbes de charge SLP que l'on utilise depuis 20 ans. Il s'agit de courbes moyennes globalement représentatives mais qui ne collent pas avec des profils individuels. Mais les usages étaient également plus similaires (moins de PV, VE, PAC, ...)

La CWaPE souligne que l'objectif est avant tout de pouvoir simuler pour éviter des chocs tarifaires non anticipés.

Roger le Bussy ajoute qu'en ce qui concerne le projet-pilote du quartier des quatre sapins, 50 personnes ont donné leur consentement pour accéder à leurs données de comptage et sur cette base, 12 profils/catégories ont pu être établis. Des nouveaux usages sont déjà présents.

Nathalie Dardenne répond que 130 profils (80 ORES + 50 REW) c'est déjà mieux que 4. Si sur cet échantillon on constate déjà grosse variation, on pourrait alors faire une démonstration par l'absurde et en conclure que la proposition n'est pas bonne.

3. Compatibilité entre les fonctionnalités des compteurs et la nouvelle structure tarifaire BT

Johan Mahaux présente les *slides* repris en annexe du procès-verbal.

Il rappelle le contexte légal et le fait que, désormais, les données de comptage doivent être soit affichables sur l'écran du compteur, soit disponibles et exploitables sur un port de sortie.

Dans la mesure où le projet de méthodologie prévoit que le nombre de plages horaires applicables dépend du choix du client et n'est pas imposé uniquement par la technologie, il présuppose que ce choix devrait passer par le fournisseur. Une synchronisation GRD-Fournisseur sera donc nécessaire pour cette transmission d'informations.

Le MIG6 utilise le *time-of-use* pour le *settlement*. D'ailleurs, il est déjà prévu d'utiliser le quart-horaire pour calculer le *settlement* au-delà du bihoraire. L'extension au *grid-fee billing* devra être analysée. Au-delà de ces difficultés, il y aura des discussions à reprendre avec les fournisseurs au niveau du modèle de *settlement* en amont de la modification des systèmes informatiques, ce qui sera un très long processus.

Pour mémoire, le fournisseur reste libre de proposer les plages qu'il veut.

ORES soulève trois points d'attention :

- Pour le client, il y a un risque de confusion si les plages tarifaires des GRD et des fournisseurs sont différentes. Vu la proportion sur le coût de la facture, le client donnera probablement priorité au signal du fournisseur.
- Il faudrait une communication claire et appuyée à destination des URD, sinon l'impact sera marginal. ORES prône une communication visant l'accompagnement des URD de la part d'une autorité neutre, plutôt que du GRD.
- Il faudra en outre éviter, pour le déploiement des compteurs communicants, de se retrouver dans un système où l'URD se sentirait pénalisé par rapport à ce que ce compteur communicant apporterait en plus et que la méthodologie incite au refus de la pose des compteurs communicants. Ce n'est pas évident (*cf. prosumer* et la dynamique de pose ralentie à cause des craintes sur la compensation).

Thierry Collado répond que la CWaPE partage ces trois préoccupations et qu'elle essaie, à travers le projet de méthodologie, de trouver un équilibre.

En ce qui concerne le premier point, ce risque existe déjà actuellement. Il y a du sens à ce que le régulateur et les acteurs publics donnent le signal sur cette volonté de changement.

En ce qui concerne le deuxième point, la CWaPE est d'avis que la communication devrait se faire en partenariat avec les GRD qui sont en première ligne. Cela dépendra aussi du budget de la CWaPE. Il faudra veiller à l'alignement des messages du SPW, des GRD et de la CWaPE.

En ce qui concerne le troisième point, la CWaPE comprend qu'il ne faut pas effrayer les URD avec des tarifs compliqués qui les conduiraient à refuser le compteur communicant. C'est la raison pour laquelle elle invite les GRD à aider à la construction des tarifs, notamment au travers de la construction des profils-types qui permettront de tester les tarifs, de manière à ce que ces tarifs incitent les URD au placement de compteurs communicants et au déplacement effectif de leur charges. Mais il faut que les compteurs communicants aient réellement quelque chose à offrir. Si la mise en œuvre de 4 plages

tarifaires est impossible, quel est alors l'intérêt pour un URD à demander le placement d'un tel compteur ? Actuellement, un URD équipé d'un CI n'a même pas accès à ses données de comptage sur une plateforme.

Liana Cozigou ajoute que la CWaPE entend accompagner cette nouvelle tarification d'une communication adéquate, qui devra être également doublée par une communication GRD.

Johan Mahaux présente sur base du jeu de slides joint à ce procès-verbal les deux options possibles pour ORES et RESA pour mettre en œuvre les quatre plages tarifaires :

- Option 1 : modifier le compteur pour qu'il affiche les huit registres. Cela implique également de changer tout le reste de la chaîne de communication.
- Option 2 : ne pas toucher au compteur car le décret permet que les données de comptage soient disponibles via le port de sortie, et ne modifier que les systèmes du GRD. Cette option nécessite moins d'adaptations pour la suite du processus car il y a plus de flexibilité.

En pratique, cela ne change pas grand-chose pour le client, si ce n'est qu'il ne verrait pas ses données sur le compteur lui-même dans l'option 2 (mais bien sur le portail).

Johan Mahaux présente les impacts des deux options (voir *slides* « Impacts de l'option 1 », « 3) Analyse financière », « 4) Timing d'implémentation », « 5) Pro/cons des 2 Options »). Une première estimation de l'option 1 donne un coût estimé de 850 K€, sans compter les coûts d'Atrias ni les 1 500 hommes-jours chez chaque GRD. La date de mise en production serait le 1 janvier 2025. Cette estimation pour l'option 2 donne un coût estimé réduit aux coûts d'Atrias et aux 1 500 hommes-jours chez chaque GRD. La date de mise en production serait le 1 juin 2024.

Les compteurs communicants (ORES et RESA) obtenus par le premier marché public ne permettent pas d'afficher la pointe sur l'écran du compteur contrairement à ceux d'AREWAL. Cela pourrait être modifié à distance, mais il faudrait que la fonction communicante du compteur soit activée, ce qui n'est pas fait par défaut chez ORES. Si la fonction communicante n'est pas activée, cela signifie qu'un technicien doit intervenir physiquement sur le compteur. En plus, cela induira des coûts importants pour adapter les systèmes IT.

Thierry Collado s'offusque des profondes limitations des fonctionnalités des compteurs communicants actuellement placés par ORES.

ORES répond que l'affichage des index sur le compteur est une spécificité de la législation wallonne. Comme elle ne se retrouve nulle part ailleurs dans le monde, les Wallons doivent seuls en supporter le coût. Il reste possible d'adapter les compteurs et, au besoin, ce sera fait.

ORES et RESA sont en attente de savoir ce qu'il faut faire par rapport à ces deux options.

Stéphane Renier répond que la CWaPE ne se prononcera pas aujourd'hui là-dessus et souhaite une estimation du coût pour adapter Atrias.

En ce qui concerne les compteurs actuels AREWAL, qui sont installés principalement chez les prosumers, Roger le Bussy précise qu'il est possible d'afficher la pointe sur le compteur moyennant une reprogrammation. Par contre, les nouveaux compteurs ne le permettent pas.

Johan Mahaux ajoute que pour les clients en R3, il ne sera pas possible d'afficher la pointe sur le compteur communicant (ORES/RESA). Il y aura donc une difficulté de mise en œuvre du tarif capacitaire s'il y a un besoin d'affichage sur le compteur.

Correction de la question transmise dans l'ordre du jour : **Existe-t-il des URD raccordés au réseau de distribution basse tension dont la puissance de raccordement au réseau est supérieure à 56 kVA ou pour lesquels le terme capacitaire ne s'applique pas ?**

Roger le Bussy répond que le MIG 4 ne permettait pas de facturer une pointe en BT mais que depuis que l'on est passé au MIG6 c'est possible.

Nathalie Dardenne demande si des clients dont le raccordement est supérieur à 56 KVA (et inférieure à 100 kVA) et qui sont équipés d'un compteur AMR pourraient se voir appliquer la tarification comme un R3 ? Actuellement le projet de méthodo prévoit que les 4 plages horaires soient accessibles aux URD équipés d'un compteur communicant. Faut-il étendre cela aux URD avec un compteur AMR (les données 1/4h sont également disponibles) ? Y a-t-il des configurations d'installations particulières que ne pourraient pas être traitées adéquatement à cause de la méthodologie ?

Christophe Courcelle répond que ces URD ont déjà un tarif de pointe particulier (> 56 KVA avec mesure de pointe). La plupart sont des professionnels et ont donc a priori peu d'intérêt d'avoir 4 plages horaires. Par ailleurs, ils ne correspondent pas à la définition donnée par le décret d'un compteur communicant (puisque >56kVA) et les compteurs AMR ne disposent pas de port P1.

RESA s'interroge également au sujet des compteurs communicants installés sur des raccordements supérieurs à 56 kVA, ce qui sera possible avec les compteurs du second marché ORES-RESA. Le projet de méthodologie n'est pas clair à ce sujet.

La CWaPE répond que le décret associe la notion de « compteur communicant » à des raccordements inférieurs ou égaux à 56kVA.

4. Tarif pour les pointes > 10 kW pendant la période tarifaire de pointe

Nathalie Dardenne rappelle que, pour le client qui choisirait le régime R3, il est proposé d'appliquer un tarif à 0 € en heure solaire et, en contrepartie, un tarif capacitaire pour les pointes supérieures à 10 kW pendant les heures du soir les mois d'hiver. La CWaPE souhaiterait avoir l'avis des GRD, notamment sur la valeur de 10 kW et sur la tranche de tarifs possibles proposée.

Roger le Bussy comprend le principe mais estime que la restriction au niveau du temps (novembre-mars) n'a pas de logique électrique. Cela ne tient pas compte de l'évolution des courbes futures, de l'évolution des charges sur le réseau à d'autres moments pendant l'été aux heures solaires, et des scénarios relatifs aux véhicules électriques. Il serait préférable de prévoir que le tarif soit applicable toute l'année.

Guy Deleuze rejoint l'avis de Roger le Bussy.

Christophe Courcelle rejoint également cet avis et indique la trouver peu incitative. Il craint également que les clients concernés par ces pointes (clients avec de grosse bornes) ne se réfugient dans les autres catégories tarifaires qui n'ont pas de terme capacitaire. Pour solutionner cela, il faudrait mettre un terme capacitaire dans les autres tarifs. Cette piste de solution n'a pas encore été étudiée mais l'idée serait de prévoir un tarif capacitaire qui inciterait l'URD à passer en R3. L'objectif est d'éviter la multiplication des bornes 11 ou 22 kW.

ORES soutient la proposition du projet de méthodologie mais estime qu'il y a beaucoup trop de portes ouvertes pour éviter le R3.

Christophe Courcelle se demande en outre s'il est opportun de figer ce genre de paramètre (tension entre plages, monohoraire, bihoraire, etc) dans la méthodologie.

Thierry Collado demande si les GRD connaissent exactement la puissance installée chez tous les URD.

Laurent Durgtel répond qu'en interne, il existe un doute de la fiabilité à 100% de cette base de données concernant les puissances de raccordement chez RESA. Or, il y a donc une marge d'erreur significative : 1% d'erreur = 5000 plaintes potentielles à titre d'illustration.

David Vangulick répond qu'ORES pourrait le dire, également avec une marge d'erreur.

Guy Deleuze répond que l'AIEG dispose d'une base de données complète, mais avec sans doute une marge d'erreur.

David Vangulick estime qu'il n'y a aucun incitant à demander une diminution de puissance pour l'URD. Se pose, au-delà de ça, la question de l'utilisation réelle de la puissance contractuelle à disposition, qui n'a pas toujours été choisie par l'URD en place, et n'est parfois plus utilisée maintenant.

Nathalie Dardenne demande si la facturation du tarif capacitaire tel que proposé est faisable techniquement.

David Vangulick renvoie à la présentation sur les options 1 et 2. Si l'option 2 est retenue, cela sera plus facile.

David Vangulick fait référence à une étude portugaise de laquelle il ressort qu'il n'est pas nécessairement bénéfique au niveau de la pointe de synchroniser les charges à une certaine période. Le fait d'arrêter l'application du tarif à 22h a pour effet que tout le monde lance le rechargement de sa voiture au même moment, ce qui permet d'accueillir moins de véhicules électriques que si les gens rechargent quand ils veulent (plus de foisonnement). La charge du réseau n'est pas encore suffisamment basse à 22h. Il plaide donc pour l'application du tarif pour pointes toute l'année. L'important est que la puissance soit lissée et qu'il y ait un incitant à prendre une borne qui ne soit pas trop puissante.

5. Autres sujets demandés par les GRD

a. Pourcentage de rendement autorisé

Le point qui a avait été mis à l'ordre du jour relatif aux paramètres du pourcentage de rendement autorisé est lié au courrier commun des GRD envoyé ce jeudi. Il n'est pas nécessaire de détailler plus au cours de cette réunion.

La CWaPE prend acte de ce courrier.

b. Tarif réactif

Les GRD font état de leurs difficultés à respecter les conditions de la convention de collaboration avec ELIA relative à l'énergie réactive. S'ils devaient payer pour, cela leur coûterait très cher, car il y a des vrais problèmes de tension. Beaucoup de souci et vrais problèmes à ce sujet. La question est posée de savoir dans quelle mesure il faudrait faire la distinction entre le capacitif et l'inductif en distribution ?

M. Stéphane RENIER
Président
CWaPE
Route de Louvain-la-Neuve 4/12
5001 NAMUR

Liège, le 07 juillet 2022

Contact : Jean-Denis Ghysens – jean-denis.ghysens@resa.be – 0477/65.66.58

Monsieur le Président,

Concerne : Proposition de méthodologie tarifaire 2024-2028 – Position commune de l'ensemble des GRDs wallons

Les objectifs climatiques européens et wallons, qui imposent de réduire les émissions de gaz à effet serre de 55% en 2030 et d'atteindre la neutralité carbone en 2050, vont à très court-terme transformer notre manière d'utiliser l'énergie. L'ensemble des projections (CLIMACT, Bureau du plan, ELIA, FLUXYS, etc.) montre que l'on se dirige vers une électrification massive de la société. CLIMACT projette que la consommation d'électricité sur le réseau de distribution augmentera de 64% d'ici à 2050, avec une croissance significative de 30% sur la seule décennie 2020-2030 en raison notamment de l'électrification du chauffage ou du transport. En parallèle, le développement des unités de production renouvelables décentralisées est appelé à lui aussi s'accélérer. Dans les trente prochaines années, la capacité de production augmentera d'un facteur cinq. Les réseaux de distribution sont donc au cœur de la neutralité carbone et, de ce fait, extrêmement sollicités déjà d'ici 2030.

La prochaine méthodologie tarifaire 2024-2028 est donc cruciale pour permettre aux GRDs de réaliser les investissements dans leurs réseaux (*assets intensive*) indispensables pour permettre d'atteindre les objectifs climatiques et énergétiques définis par les autorités politiques européennes et wallonnes. En effet, la méthodologie tarifaire balise le cadre de fonctionnement et d'investissement des GRDs pour les 5 prochaines années, il est donc essentiel qu'elle assure la capacité des GRDs à investir dans les réseaux afin d'accueillir ces nouveaux usages et donc à remplir leurs missions de service public au service de la transition énergétique.

Conformément à la procédure définie par la CWaPE, nous déposerons individuellement nos remarques sur le projet de méthodologie pour le 31 août 2022. L'ensemble des GRDs wallons souhaite toutefois attirer votre attention sur un ensemble de remarques qui font l'objet de préoccupations communes.

Suite à la régionalisation de la compétence en matière de distribution d'énergie, la CWaPE a décidé que la méthodologie tarifaire et les tarifs seraient dorénavant fixés pour une période de 5 ans. Les GRDs ont salué cette approche qui, lors de la période tarifaire 2019-2023, a permis d'offrir un cadre réglementaire stable.

Nous nous interrogeons dès lors sur les objectifs visés par la CWaPE avec la proposition actuelle de méthodologie dont les paramètres apparaissent éloignés de ceux définis dans la précédente méthodologie et qui prévoient que « *ces défis [de la transition énergétique] doivent être réalisés au moindre coût compte tenu notamment de la hausse vertigineuse de la facture (...)* »

Selon nos estimations, la méthodologie nouvelle telle que présentée conduirait à une baisse marginale de la composante distribution dans la facture de l'ordre de moins de 2-3 euros par mois et par ménage, dès lors sans impact financier réel pour les utilisateurs des réseaux de distribution. Il nous apparaît donc dommageable d'empêcher les GRDs de réaliser les investissements nécessaires dans leurs réseaux pour un gain aussi faible sur la facture, alors que, comme le démontrent les études réalisées par la CWaPE, la composante distribution dans la facture d'électricité et de gaz est faible, moins de 18% en électricité et moins de 15% en gaz et que son évolution est restée sous l'inflation depuis 2007 contrairement aux prix de la composante énergie qui ont explosé. Il est important de rappeler que chaque euro investi dans les réseaux de distribution entraîne un retour sur investissement largement supérieur de par le fait qu'il contribue au développement économique d'une région et qu'il est un maillon indispensable pour répondre aux enjeux de la transition énergétique.

Quant à l'évolution de la base de coûts :

Tous les GRDs sont conscients que la transition énergétique va nécessiter d'investir massivement dans les *assets* réseaux. Des plans industriels sont finalisés ou en cours de finalisation afin d'évaluer précisément les investissements indispensables dans le renforcement de nos réseaux. Les GRDs wallons ne sont pas isolés dans cette vision *assets intensive*. À titre d'exemple, Fluvius prévoit d'investir 4 milliards d'euros dans la transition d'ici 2032, en plus des 7 milliards prévus dans le cadre de ses plans d'investissements classiques tandis qu'Enedis annonce vouloir doubler ses investissements pour atteindre 8 milliards d'euros par an d'ici 2035.

Certes, le projet de méthodologie tarifaire attribue aux GRDs des charges nettes contrôlables additionnelles et des facteurs d'évolutions des coûts (FEC) supposés répondre aux grands enjeux liés à la transition énergétique. Il nous apparaît toutefois que ces budgets seront insuffisants et ne permettront pas de réaliser les investissements nécessaires et même indispensables. La CWaPE sous-estime, à notre sens, l'impact des nouveaux usages (véhicules électriques, PAC, etc.) et la croissance des unités de production décentralisées tout en surestimant l'impact positif de la flexibilité.

Le régulateur s'est basé notamment sur des objectifs climatiques et énergétiques devenus obsolètes qui ne tiennent pas compte du paquet législatif européen *Fit for 55* ou du plan *REPowerEU*, ni des nouveaux objectifs de la déclaration de politique régionale wallonne qui vise à réduire les émissions de gaz à effet serre de 55% en 2030 et d'atteindre la neutralité carbone en 2050.

Le projet de méthodologie prévoit la responsabilisation de chaque GRD à travers un terme de qualité et un facteur d'efficacité. Nous comprenons et partageons la volonté de la CWaPE que les GRDs soient des entreprises les plus efficaces possibles et qu'elles remplissent leurs missions au meilleur coût. Nous continuons à nous améliorer, notamment dans ce but d'efficacité, mais les nouveaux facteurs d'efficacité individuels, en continuant à diminuer de manière linéaire le revenu autorisé des GRDs finiront par nous mettre en situation de ne plus pouvoir remplir nos missions de service public. Par ailleurs, sur la période 2019-2023, la

CWaPE avait déjà imposé un facteur global et annuel de réduction forfaitaire des coûts de - 1,5% (6% au total) qui a déjà conduit les GRDs à prendre des mesures d'économies et de maîtrise de coûts.

Réduire les coûts admissibles des GRDs au motif de l'augmentation de la facture globale du citoyen serait d'autant plus injuste que les GRDs ne sont nullement responsables de la hausse générale de la facture d'énergie. Depuis la libéralisation, quand la facture d'électricité a augmenté de 105% (pour une inflation de 35%), la composante distribution est restée stable (+0%). Sur la même période, la facture de gaz s'est enchée de 96% tandis que la hausse de la composante distribution est restée sous l'inflation (+31%). Les coûts réels des GRDs ont donc diminué depuis la libéralisation et continuer à appliquer une telle réduction linéaire conduirait, à terme, les GRDs à adopter des plans de restructuration (licenciements secs, non-renouvellement des départs à la pension, etc.) ce qui, au-delà de l'impact social lourd que nous ne souhaitons pas, risque de nous mettre en défaut par rapport aux prescrits décrets qui imposent aux GRDs de disposer « *d'un personnel qualifié, en nombre suffisant (...) afin d'assurer l'exercice des missions (...)* »

Quant à la marge bénéficiaire équitable :

La législation wallonne prévoit que la rémunération équitable des capitaux investis dans les actifs régulés permette aux gestionnaires de réseaux de distribution de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de leurs missions et d'assurer l'accès aux différentes sources de financement de leurs activités, le renouvellement et le développement des infrastructures.

Or, force est de constater que le projet de méthodologie tarifaire réduit fortement la valeur du coût moyen pondéré du capital et donc de la marge bénéficiaire équitable. Ceci impactera de facto négativement le profil de risque des GRDs, réduira considérablement leur capacité de financement, la capacité de lever les capitaux nécessaires aux investissements indispensables tant à la transition énergétique qu'au maintien et développement des infrastructures existantes. Ce projet de méthodologie aura aussi pour effet de diminuer la rémunération des capitaux investis par les pouvoirs locaux.

Cette baisse est principalement due à la méthodologie appliquée qui détermine les paramètres du coût moyen pondéré du capital sur une base historique et non prospective. Ceci nous semble à la fois contraire au décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux GRDs qui prévoit que la « (...) *rémunération répond aux attentes du marché (...)* » et incompatible avec les paramètres économiques et financiers actuels, dès lors qu'un investisseur considérera des rendements futurs et non des données historiques.

Enfin, la dégressivité de la rémunération sur les plus-values de réévaluation ne nous semble pas économiquement justifiée. La réévaluation à l'origine des plus-values iRAB (intervenue en 2001 et 2002) et l'indexation historique ont été historiquement acceptées par les régulateurs. La plus-value iRAB a même fait l'objet d'un accord spécifique du régulateur fédéral, a perduré après la régionalisation de la compétence de régulation pour être confirmée dans la période tarifaire 2019-2023. L'apparition nouvelle de cette dégressivité engendre une insécurité juridique et économique pour les GRDs particulièrement préjudiciable à la confiance des investisseurs et des organismes de crédit envers ceux-ci.

Globalement, les modifications de la base de la rémunération équitable et la méthode de détermination des paramètres de taux de rémunération feront apparaître la régulation comme

incertaine et non supportive au regard des analystes et des investisseurs potentiels. Ceci aura pour conséquence inévitable un accès au crédit rendu plus difficile et mécaniquement plus onéreux, avec l'effet boule de neige qui en découlera, mettant structurellement en péril la capacité d'investissement des GRDs.

L'ensemble des GRDs wallons partage la conviction profonde qu'il est indispensable que les réseaux soient au service de la transition énergétique pour permettre aux citoyens et aux entreprises d'en être les premiers bénéficiaires mais également les acteurs. Or, cette méthodologie réduit fortement les moyens pour les GRDs d'investir dans les réseaux de distribution ce qui aura inévitablement un impact négatif sur l'atteinte des objectifs climatiques et énergétiques wallons. Nous nous interrogeons donc sur le but poursuivi par la CWaPE avec cette nouvelle méthodologie tarifaire qui semble avoir pour seul objectif de réduire de manière arbitraire et linéaire les coûts de la distribution, à l'heure où les investissements dans les réseaux sont cruciaux et sont faits pour que les citoyens jouent un rôle actif et déterminant dans la transition énergétique en maîtrisant mieux leurs consommations d'énergie. Ces contraintes imposées par le régulateur présentent le risque certain d'un sous-investissement tant dans les réseaux, au regard des enjeux majeurs, que dans le capital humain des GRDs, tout cela pour un gain marginal sur la facture des clients mais surtout avec un impact sur la qualité de service.

Nous accueillons toutefois positivement les déclarations de la CWaPE affirmant que « *si, dans le cadre des concertations à venir, ORES ou d'autres GRD parviennent à faire la démonstration que le projet de méthodologie mérite d'être amélioré pour mieux réaliser les investissements nécessaires à la transition énergétique et les objectifs régionaux en la matière, la CWaPE ne manquera de réexaminer les propositions sur la table, tant sur le plan technique que financier* » Nous ne manquerons pas de démontrer dans nos positions définitives qui seront transmises dans le cadre de la procédure de concertation que la méthodologie doit être adaptée pour tenir compte des investissements nécessaires à la transition énergétique et des paramètres économiques et financiers futurs pour les réaliser.

Nous vous prions de croire, Monsieur le Président, à l'assurance de nos sentiments les meilleurs.



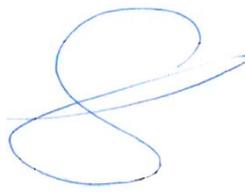
Gil SIMON

Directeur général
de RESA



Didier VALLÉE

Directeur de
l'AIESH



Guy DELEUZE

Directeur général
de l'AIEG



Roger LE BUSSY

Directeur général
de REW



**Fernand
GRIFNÉE**

Administrateur
délégué de ORES



Introduction des 4 plages tarifaires dans les processus, systèmes et compteurs

Présentation CWAPE 08/07/2022

agenda

- 1) Rappel du contexte réglementaire
 - 2) Options possibles
 - 3) Analyse financière
 - 4) Analyse timing
 - 5) Pro/cons des options
- 

1) Contexte légal et réglementaire

1) Contexte légal : décret du 12/04/2021 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité

- Statut : décret approuvé et publié 2022

« Art. 35bis. [1 § 1er. Le compteur communicant fournit localement à l'utilisateur du réseau des informations en temps quasi réel sur l'électricité qu'il prélève ou qu'il injecte sur le réseau par plage horaire tarifaire du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que sur la plage horaire tarifaire active du gestionnaire de réseau de distribution. Ces informations sont affichables en temps quasi réel sur l'écran du compteur ou disponibles et exploitables sur un port de sortie. »

« §3. Tout client final peut refuser le placement d'un compteur communicant ou l'activation de la fonction communicante. En fonction de ses disponibilités techniques, le gestionnaire de réseau de distribution place soit un compteur communicant dont la fonction communicante est désactivée, soit un compteur non doté de la capacité de transmettre et de recevoir des données, ... »

« A partir du 1^{er} janvier 2024, par dérogation à l'alinéa 1^{er}, l'utilisateur du réseau visé à l'article 35, §1^{er}, alinéa 3 peut uniquement refuser l'activation de la fonction communicante. »

2) Cadre réglementaire : 4 plages horaires + dépassement de pointe en basse tension

- Statut : méthodologie 2024-2028 tarifaire publié par la CWAPE (01/06/2022)

« décision du législateur de faciliter l'accès à l'énergie pour tous et de ne pas pénaliser les consommateurs qui consomment peu d'électricité ni ceux qui ne souhaitent pas apporter de la flexibilité au système énergétique. »

1) Méthodologie tarifaire proposée

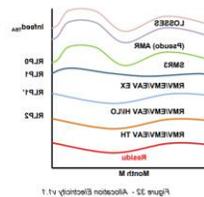
3° Pour les URD à qui le terme capacitaire, tel que visé à l'article Article 70, ne s'applique pas, le terme proportionnel varie en fonction de la plage horaire au sein de laquelle l'électricité est prélevée. En fonction du type de compteur dont ils disposent, ces utilisateurs de réseau peuvent choisir entre une tarification du terme proportionnel différenciée selon 4 plages horaires, 2 plages horaires ou 1 plage horaire :

- 4 plages horaires : ce choix est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés d'un compteur disposant au minimum de 4 registres de comptage.
- 2 plages horaires : ce choix est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés d'un compteur disposant au minimum de 2 registres de comptage.
- 1 plage horaire : ce choix est possible pour l'ensemble des utilisateurs de réseau basse tension quel que soit leur type de compteur.



Ajout d'une notion de choix du client
Hypothèse à vérifier, le client choisit déjà le régime de facturation, la fréquence de facturation via son fournisseur et le catalogue de service marché, on peut supposer qu'ici ce choix serait donc capté par le fournisseur en fonction du catalogue et transmis au GRD

En MIG6 les plages horaires sont également utilisées dans les calculs pour le Settlement par TOU. Par le passé dans le marché il a toujours été convenu que si on veut aller au-delà des plages existantes, il fallait utiliser les données réelles par 15' dans le Settlement, plutôt que d'encore complexifier le modèle de calcul. A philosophie inchangée il y aurait donc lieu de transmettre les données 15' pour tous les clients choisissant les 4 plages (nouvelle définition du régime 3 ?)



Article 75. § 1^{er}. Les tarifs proportionnels applicables aux prélèvements d'électricité sur le réseau de distribution basse tension, tels que visés à l'article 73, § 3, 2° et 3°, sont différenciés selon 4, 2 ou 1 seule plages horaires. Les heures associées à chaque plage horaire sont définies ci-dessous :

- 4 plages horaires :
 - Plage des heures du matin : de 6h à 11h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.
 - Plage des heures solaires : de 11h à 17h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.
 - Plage des heures du soir : de 17h à 22h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.
 - Plage des heures de nuit : de 22h à 6h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.
- 2 plages horaires :
 - Plage des heures pleines : de 6h à 11h et de 17h à 22h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.
 - Plage des heures creuses : de 11h à 17h et de 22h à 6h du lundi au dimanche, y compris les jours fériés.
- 1 plage horaire : La plage des heures normales est applicable 24h/24, 7j/7j.

§ 2. Les heures associées à chaque plage horaire, telles que définies au § 1^{er}, sont applicables par défaut. Chaque gestionnaire de réseau peut s'écarter des horaires établis au § 1^{er} à condition de respecter le nombre d'heures par semaine associé à chaque plage horaire. Au moment du dépôt de la proposition tarifaire, si le GRD souhaite déroger aux horaires définis par défaut au § 1^{er}, il doit en formuler la demande explicite à la CWaPE au travers de sa proposition de tarifs périodiques (voir articles 110 Article 111) et conformément aux dispositions de l'article V.19. du RTDE. En cours de période réglementaire, le gestionnaire de réseau peut demander la révision de ses plages horaires, conformément aux dispositions de l'article V.19. du RTDE.

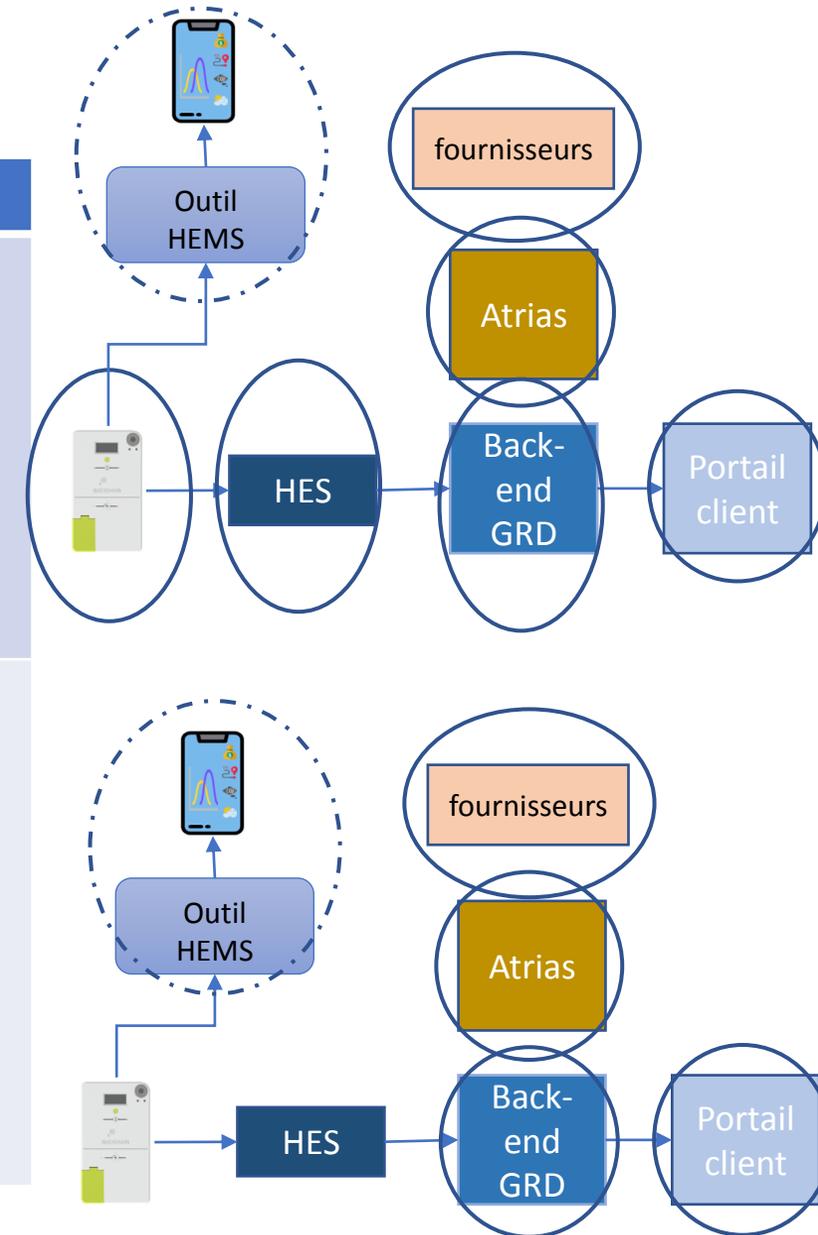
1) Méthodologie tarifaire proposée 4 plages horaires

Points d'attentions sur le fond de la méthodologie proposée :

- Risque de confusion chez les clients par rapport aux nouveaux tarifs dynamiques qui vont être proposés par les fournisseurs d'énergie (voir Flandre où cela existe déjà). Vu la proportion sur le coût de la facture d'énergie le client donnera probablement priorité au signal donné par le fournisseur (commodity)
- L'impact final sur le comportement des utilisateurs qui n'automatisent pas l'utilisation de leur charge reste à démontrer. Un accompagnement et des communications vers les clients venant des autorités publiques sera indispensable si on veut que les clients puissent adapter leur comportement. (des exemples dans les autres pays européens montrent que sinon les adaptations des comportements restent marginaux voir nuls). Au vu de ces incertitudes nous pensons qu'il faut choisir les solutions les plus flexibles possibles et pensons que seuls les charges gérées par des systèmes automatiques en aval traduiront réellement des basculements de charge
- Il ne faudrait pas que la méthodologie incite des clients à refuser la pose de compteurs communicants. (si infine avec un compteur bi-horaire le client trouve cela plus simple et plus sur par rapport à sa facture, on va créer un frein au déploiement des compteurs et voir les refus augmenter, cf ce qu'il se passe avec les prosumers et le tarif prosumer)

2) options possibles

Options	description
1. Modification à la source	<p>Le changement est repris dans tous les systèmes de la chaîne de sorte que :</p> <ul style="list-style-type: none"> •Le compteur affiche les 8 nouveaux registres (4 prélèvement + 4 injection) et sort les informations sur le port P1 •Le HES transmet l'information par registre •L'information doit être stockée dans et gérée par les systèmes du GRD (SAP, Datalake, MDM) •L'information est disponible pour les clients/FRN (Portail, CMS)
2. Modification dans les systèmes du GRD	<p>Le changement est repris uniquement dans les systèmes du GRD de sorte que :</p> <ul style="list-style-type: none"> •Il n'y a aucun changement sur les compteurs •L'information doit être calculée et stockée dans les back-ends du GRD sur base des intervalles (1/4 horaires) reçues du HES •L'information est disponible pour les clients/FRN (Portail, CMS) •Tout client doit basculer en données 15' (100%), normalement décret prévoit qu'il faut l'accord du client, pour la facturation •En sortie du port P1, les données secondes et 1/4h sont disponible et peuvent être traitée par outils clients aval (HEMS)



Impacts de l'option 1

L'option 1 touche aux registres physiques du comptage et doit donc se propager dans tous les systèmes utilisant ces registres physiques. (dans l'option 2 on peut introduire des registres « virtuels » ce qui permet de décider où l'on propage l'information)

- Adaptation des outils de mobilité (tablettes) de nos releveurs (normalement plus censé passer chez le client) et techniciens (pose / remplacement compteur) afin que ceux-ci puissent enregistrer les 8 index au lieu des 4 index d'aujourd'hui + adaptation des interfaces qui remontent des outils de mobilité vers les systèmes
- Adaptation des interfaces entrantes venant des fournisseurs vers la CMS vers les systèmes des GRD (eg. indexes sur 8 registres dans les processus structuring : eg. Déménagements, eg demande de corrections/rectifications)
- Adaptation des formulaires de reprise des énergies dans le cadre de déménagements (même si ce ne sont plus ces index qui sont utilisés, les clients remplissent toujours ce formulaire)
- Augmentation du nombre de registres faisant l'objet de calculs et de règles de validation et de manipulations par les équipes de validation
- hypothèse technique: Le choix de basculer sur le calendrier 4ToU (8 registres) se fera uniquement via DCT (transaction à distance), après confirmation du choix du client. Par défaut le client reste avec 4 registres (2ToU)
- hypothèse technique: Au placement initial du compteur, pas de sélection du calendrier 4 ToU possible via le menu technicien afin de limiter l'impact pour les autres GRD belges
- hypothèse technique: Quand le compteur n'est pas communicant (par exemple par refus du client), le client n'aura pas accès au calendrier 4 plages horaires
- Il n'est pas possible d'adapter la face avant du compteur avec les symboles des gravures pour les 4 plages (soleil, lune, etc , les clients ne verront donc pas l'existence des 4 registres sur la face avant)

3) Analyse financière

item	Option 1	Option 2
Compteur	Sur les compteurs MDC2: +/- 550 k€ (IBM + L&G) Sur les compteurs MDC1: +/- 300 k€ (IBM)	0 €
Back-end GRD	Première estimations high-level : +/- 1.500 JH (par GRD)	<= Option 1
Atrias	TBD	TBD

4) Timing d'implémentation

Option 1 (sur le compteur + dans les backends)	Option 2 (dans les backends)
<ul style="list-style-type: none">• IBM : Go-Live au plus tôt en Q4/2024. (Lien avec le trajet de migration éventuel pour les compteurs du marché MDC1)• Landis : entre 12 et 15 mois après validation du projet <p>La date de 01/2024 ne peut pas être respectée. Afin d'être réaliste il s'agit de viser plutôt <u>01/2025</u></p> <p>La priorité pour le marché MDC2 est d'avoir une chaîne de communication stable et la livraison des compteurs tel que prévus dans le cahier des charges (sans les 4 plages horaires)</p>	<p>Dépend d'Atrias / et des Back-end GRD (MDM smart) Atrias : l'analyse vient seulement de démarrer, très difficile de se prononcer sur des délais vu les incertitudes (faut-il un nouveau modèle de settlement par exemple) Back-ends GRD : les plannings actuellement prévus ne permettent pas d'être en mesure de livrer pour le 01/01/2024</p> <p>Pour ORES : la roadmap est déjà très chargée, (exemple: le projet MDM Smart démarre seulement en 09/2022) → Le timing de 01/2024 paraît difficilement tenable, démarrage réaliste au <u>01/06/2024</u></p> <p>Pour RESA : Le timing de 01/2024 paraît difficilement tenable, démarrage réaliste au <u>01/06/2024</u></p>

5) Pro/cons des 2 Options

Option 1 (sur le compteur)

- Solution rendant lourde/compliqué les évolutions dans le futur (il faut systématiquement passer via des firmware upgrade)
- Plus couteux en terme d'implémentation, vu que nécessite de plus nombreuses adaptations des processus / outils
- Plus long en termes de délais, pas possible avant 01/2025
- Nécessite une modification dans les outils aval port P1 vu l'apparition de nouveaux registres et donc modifications de la spec
- + Le client voit ses 8 index (et autres registres) sur le compteur, sans outils complémentaires, pas de besoin de digitalisation, ni de dépendance avec des acteurs commerciaux

Option 2 (dans les back-ends)

- + Plus grande flexibilité pour adaptations futures
- + Pas de limitation due au stockage dans le compteur
- + Moins couteux que l'option 1
- + Mise en œuvre possible plus tôt
- + Quel client actif avec 4 TOU va pouvoir se passer d'une app ou signaux digitaux ?
- Stockage et performances des systèmes IT sont un point d'attention
- Le client qui n'a pas d'outil aval port p1 (via son fournisseur d'énergie ou via autre acteur privé), et qui n'est pas digitalisé pour l'accès au portail prévu par le décret, ne voit ses données par plage horaire que sur sa facture d'énergie
- Risque écarts entre index sur la facture et informations en sortie port P1
- Quelle sera la Volonté, le timing et le coût des solutions des acteurs commerciaux ? (proposer l'agrégation par plage tarifaire GRD dans les outils à la sortie port P1 ?)