

C.R.I.C. N° 189 (2022-2023)

5e session de la 11e législature

PARLEMENT WALLON

SESSION 2022-2023

COMPTE RENDU INTÉGRAL

Séance publique de commission*

Commission de l'énergie, du climat et de la mobilité

Jeudi 6 juillet 2023

SOMMAIRE

<i>Ouverture de la séance</i>	1
<i>Auditions</i>	1
<i>Méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel pour les périodes réglementaires 2024 et 2025-2029 et capacité du réseau</i>	1
<i>Audition de M. Simon, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution Resa</i>	
Intervenants : M. le Président, M. Simon, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution Resa.....	1
<i>Audition de M. Deleuze, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution AIEG</i>	
Intervenants : M. le Président, M. Deleuze, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution AIEG.....	5
<i>Échange de vues</i>	
Intervenants : M. le Président, MM. Lomba, Douette, Bierin, Bellot, M. Simon, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution Resa, M. Deleuze, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution AIEG, M. Desquesnes.....	6
<i>Reprise de la séance</i>	27
<i>Méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel pour les périodes réglementaires 2024 et 2025-2029 et capacité du réseau (Suite)</i>	27
<i>Audition de M. Vanlommel, Manager public affairs de Fluvius</i>	
Intervenants : M. le Président, M. Vanlommel, Manager public affairs du gestionnaire de réseau de distribution Fluvius.....	27
<i>Audition de M. Thirion, Vice-président du Conseil d'administration de l'ASBL BeProsumer</i>	
Intervenants : M. le Président, M. Thirion, Vice-président du Conseil d'administration de l'ASBL BeProsumer.....	30
<i>Échange de vues</i>	
Intervenants : M. le Président, MM. Lomba, Bierin, Douette, Desquesnes, Bellot, M. Vanlommel, Manager public affairs du gestionnaire de réseau de distribution Fluvius, M. François, Président du Conseil d'administration de l'ASBL BeProsumer, M. Thirion, Vice-président du Conseil d'administration de l'ASBL BeProsumer.....	34
<i>Organisation des travaux</i>	48
<i>Liste des intervenants</i>	50
<i>Abréviations courantes</i>	51

Présidence de M. Hermant, Président

OUVERTURE DE LA SÉANCE

- La séance est ouverte à 10 heures.

M. le Président. – La séance est ouverte.

AUDITIONS

MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE APPLICABLE AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL POUR LES PÉRIODES RÉGULATOIRES 2024 ET 2025-2029 ET CAPACITÉ DU RÉSEAU

M. le Président. – L'ordre du jour appelle les auditions sur la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel pour les périodes réglementaires 2024 et 2025-2029 et capacité du réseau.

MM. Bierin et Lomba ont déjà été désignés en qualité de rapporteurs.

Audition de M. Simon, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution Resa

M. le Président. – La parole est à M Simon.

M. Simon, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution Resa. – Merci pour cette invitation. Vous avez déjà entendu certains de nos collègues ; je vais dès lors essayer de ne pas être redondant.

Lorsque l'on parle de méthodologie tarifaire, je pense qu'il y a un alignement assez généralisé entre les gestionnaires de réseau de distribution sur celui-ci. Je vais profiter de cette audition pour vous délivrer néanmoins quelques messages.

Il est important de noter que la transition énergétique s'accélère plus vite que prévu, et ce, en raison de décisions qui fixent des objectifs très ambitieux. Il y a les décisions européennes transcrites dans le droit national, liées à la décarbonation de la société. Je pense aussi à des changements de comportement induits par ces décisions et par la crise du prix de l'énergie, qui a mené à davantage de voitures électriques et davantage

de panneaux photovoltaïques. Ces déploiements s'accroissent à une vitesse importante.

Il y a des ambitions énergétiques wallonnes que nous partageons, celles reprises dans le plan Air-Climat-Énergie. C'est un enjeu qui concerne l'ensemble du secteur, et nous sommes très heureux, au niveau de la distribution, que ces enjeux nous atteignent. Nous essayons depuis quelques années de faire passer un certain nombre de messages et nous regrettons un peu, au niveau de la distribution, que les débats énergétiques se soient cantonnés pendant très longtemps à la production et à l'approvisionnement. Ces enjeux sont importants, mais une fois que l'électron est produit, il faut encore qu'il s'achemine correctement dans un réseau.

C'est un enjeu pour le secteur de la production, et c'en est un pour le secteur du transport – vous avez vu qu'Elia a un plan d'investissements de 7 milliards d'euros pour la distribution et pour les fournisseurs. C'est également un enjeu pour l'ensemble du secteur, comme ce petit graphique le montre : demain, tout le monde va être concerné. Le secteur de l'électricité, d'une part, et d'autre part, le secteur de l'hydrogène ainsi que d'autres secteurs dépendants – pour fabriquer de l'hydrogène, il faut aussi de l'électricité, et pour fabriquer du CH₄, il faut de l'hydrogène. Le secteur de l'énergie est maillé, et il y a beaucoup d'interactions entre les différents acteurs.

Les réseaux belges de transport et de distribution sont de grande qualité, comme le démontrent des études européennes. Cela nous ennuie donc d'entendre qu'à l'occasion de l'accélération de la transition, il y aurait en Wallonie des réseaux sous-dimensionnés sur lesquels on n'aurait pas suffisamment investi. Je pense que ce n'est pas une réalité. On constate en fait que tous les GRD belges – wallons, flamands, bruxellois – mais aussi européens – il y a quelques jours j'ai eu l'occasion d'aller à une réunion des GRD européens – ont tous les mêmes défis à relever, et font face aux mêmes enjeux. Ils partagent le même constat : les choses s'accroissent au niveau de la transition, et il convient aujourd'hui d'agir.

Nous devons, en tant que GRD, jouer notre rôle « importantissime », tout en assumant que ces enjeux dépassent toutefois de loin nos seules compétences de GRD et ce sont des enjeux collectifs en plus d'être des défis gigantesques. Nous sommes heureux de pouvoir en débattre.

Il faut des espaces de dialogue, de discussion et de coordination peut-être plus étroits entre le monde politique – le Gouvernement et le Parlement –, le régulateur et les gestionnaires de réseau, voire d'autres *stakeholders*, qu'ils soient publics ou privés. Nous avons parfois eu l'impression, ces derniers mois, que nous n'étions pas toujours considérés comme des partenaires de la transition énergétique ou comme des partenaires des politiques publiques en matière d'énergie, mais plutôt comme des adversaires. Beaucoup de dialogues se tiennent parfois en bilatéral et je trouve qu'il serait bon d'avoir plus souvent des espaces de coordination avec le politique qui fixe un cadre et les priorités. C'est son rôle et je reviens quelques instants sur le plan Air-Climat-Énergie qui est ambitieux. Il y a des choses à réfléchir parce que la transition s'accélère et nous sommes dans un régime qui nécessite l'obtention de permis et pas mal de contraintes administratives qu'il faudrait peut-être aussi essayer de faciliter. Il y a des budgets complémentaires. Il y a également des textes de loi à prendre.

Le régulateur a aussi un rôle à jouer pour fixer un cadre permettant la réussite de la transition énergétique et son financement. Nous y reviendrons. Les GRD doivent être actifs et sûrement plus réactifs ou plus rapidement réactifs et investir dans les réseaux de façon efficiente.

Nous avons besoin d'une meilleure coordination – c'est un message que nous avons d'ailleurs délivré il y a quelque temps au Gouvernement wallon –, de manière à pouvoir déterminer des groupes de travail représentant différentes instances pour aborder quelques sujets importants. Je pense notamment à tout ce qui concerne un plan de puissance. Comme vous le savez, les GRD peuvent faire beaucoup, mais si nous n'avons pas suffisamment de hautes tensions qui arrivent dans les postes d'Elia pour que pouvoir transformer cette haute tension en moyenne et en basse tension, nous ne saurons rien faire. C'est important que nous soyons conscients des enjeux de la puissance énergétique en Wallonie, notamment dans le cadre du plan de Relance et du soutien à l'économie.

Je pense aussi aux enjeux sur la mobilité électrique puisqu'en Wallonie, aujourd'hui, nous n'atteignons pas encore suffisamment de déploiements de bornes de recharge électriques. Cependant, des plans sont à l'étude.

En outre – nous sommes concernés par cela –, il y a la poursuite de la modernisation des réseaux basse tension de manière à ce que ceux-ci puissent véritablement accompagner la transition énergétique.

Au niveau de Resa, nous avons défini un plan industriel à l'horizon 2050 qui porte, dans un premier temps, sur l'électricité. Il y aura également un plan sur le gaz même si – j'aurai l'occasion d'y revenir –

l'incertitude est un peu plus grande. Des choix politiques doivent encore être pris.

En résumé, le plan industriel de Resa est de quasiment tripler la moyenne en puissance disponible pour passer à 6,69 kilovoltampères permettant ainsi de supporter les usages traditionnels d'aujourd'hui ainsi que la charge pour les véhicules électriques et la charge pour une pompe à chaleur.

Ce plan a été évalué à 820 millions d'euros d'ici 2050, qui s'additionnent aux investissements classiques annuels. C'est ce que l'on appelle le BAU, le *business as usual*, qui, chez Resa, est de l'ordre de 80 millions d'euros par an. C'est un montant considérable. On doit lancer les travaux, et ils ont commencé.

Vous voyez par ces quelques points de repère que ce sont des chantiers gigantesques. Il s'agit de moderniser plus de 3 000 points de transformation. C'est notamment tous les transfos que vous pouvez voir parfois accrochés à des pylônes. C'est créer des points de transformation supplémentaire, que ce soit des transfos ou des cabines de distribution. Il y a également de nouvelles poses de câbles avec une dimension plus large.

Il s'agit de 820 millions d'euros à l'horizon 2050. Nous avons prévu d'investir d'ici 2030 environ 300 millions d'euros de ces 820 millions d'euros. C'est aussi un enjeu fondamental, puisque ce sont 300 millions d'euros en plus des enveloppes classiques d'investissement. Il faut trouver la bande passante pour le faire. C'est aussi un enjeu avec toutes les entreprises locales partenaires : des entreprises de génie civil, des entreprises dans nos secteurs. Il y a derrière cela des enjeux importants en termes de main-d'œuvre, pas seulement chez Resa, mais aussi chez les entreprises. C'est à la fois une difficulté, mais aussi une opportunité dans le cadre du Plan de relance. Resa est en train de former pas mal de membres de personnel au travers de son centre de formation qui est désormais qualifiant et agréé par la Région wallonne.

Je profite de l'occasion pour dire que c'est un plan industriel électricité, mais qu'il devra y avoir une vision sur le gaz. On en parle beaucoup plus aujourd'hui dans le secteur de molécules. C'est un exemple, nous distribuons en Resa beaucoup plus de mégawattheures en gaz pour beaucoup moins de clients. Si l'on abandonne le gaz naturel d'origine fossile – ce sont les ambitions à l'horizon 2050 –, il convient de remplacer cette source d'énergie par une autre. Il existe des tas de scénarios définis avec nos collègues d'Elia et Fluxys pour savoir si ce sont des scénarios électriques et intensifs ou plutôt des mix. Nous pensons que la molécule a une place essentielle à jouer dans le mix énergétique. Nous sommes bien placés pour le dire, mais nous y avons aussi un intérêt dans la mesure où nous sommes gestionnaires de réseau de distribution de l'électricité et du gaz.

On parle beaucoup de biométhane, et nous sommes sur des projets. On parle aussi de méthane de synthèse, d'hydrogène, de réseau de chaleur... Dans l'attente d'une clarification sur l'avenir de cette molécule, c'est la politique de continuité de nos réseaux. Je profite de la tribune qui m'est donnée aujourd'hui pour souligner que nous avons besoin d'une vision commune sur l'avenir des molécules en Wallonie. En effet, dans quelques mois, tous les partis politiques vont définir leurs priorités, celle-ci en est une dans le secteur énergétique.

J'en viens quelques instants aux méthodologies tarifaires. La méthodologie 2024 est transitoire. Il n'y a pas grand-chose à dire sur celle-ci. Dans ses grandes lignes, il s'agit de la méthodologie 2019-2023 qui a été prolongée et qui est sensiblement identique. Comme vous le savez, la méthodologie tarifaire 2024-2028 a été décalée d'un an pour couvrir les années 2025 à 2029.

Cette méthodologie tarifaire qui a été préparée par le régulateur en deux temps était, pour l'ensemble des GRD wallons dans sa première version – quand elle est sortie au mois de mai 2022 –, le catalogue des horreurs. On n'avait pas manqué de le souligner.

Il y avait, entre les cinq GRD wallons, une unanimité pour aller en recours contre cette méthodologie tarifaire si elle restait en l'état. Il a été décidé de prolonger la concertation et de reporter la méthodologie.

On peut dire que cette concertation a amené un certain nombre de points positifs. Nous satisfait-elle à 100 % ? Non, mais, par rapport à la première version de la méthodologie tarifaire, on peut dire que certaines préoccupations des GRD ont été entendues.

Quant aux quelques grands principes de cette méthodologie tarifaire – je ne vais peut-être pas les parcourir tous –, il est important de souligner que le régulateur a souhaité maintenir un facteur d'efficacité qui est individualisé par GRD, alors que, sous la précédente période tarifaire, ce facteur d'efficacité était identique pour chaque GRD, soit -1,5 % de réduction de coûts par an par GRD, que le GRD soit efficace ou non d'ailleurs.

Ce sont donc des facteurs d'efficacité individuels qui sont appliqués. C'est important de veiller à l'efficacité, mais il faut faire attention aussi au fait que l'on sort déjà d'une période tarifaire où l'on a diminué nos coûts de fonctionnement de 6 %. On a encore ici de grands facteurs à faire. Nous sommes d'accord pour l'efficacité, mais nous aimerions aussi que l'on mesure l'efficacité autrement que par une réduction des coûts parce que, un jour, l'on n'arrivera plus tout simplement à réduire nos coûts de fonctionnement, alors que l'on nous demande aussi, par cette méthodologie tarifaire, d'investir plus pour la transition énergétique.

Il y a un facteur d'efficacité d'un côté et il y a des enveloppes additionnelles pour couvrir les coûts de la transition énergétique, ce qui est une bonne chose.

Nous avons pu aussi, dans le cadre des discussions, obtenir une clause de révision à éventuellement activer, puisque, aujourd'hui, les scénarios de transition énergétique, il en circule beaucoup. Il me semble que les scénarios de transition énergétique qui ont été retenus par le régulateur sont très conservateurs. Aujourd'hui, les récentes études d'Elia montrent à quel point la transition s'accélère. Nous avons dès lors des craintes quant à fixer, a priori, des enveloppes de transition énergétique pour 2025-2029, soit un horizon à 6 ans quand on compte l'année 2024 qui arrive. On doit se laisser la possibilité de réviser ces enveloppes si l'on s'aperçoit que la transition s'accélère.

Nous avons aussi quelques difficultés avec la méthodologie tarifaire sur tout ce qui concerne la marge bénéficiaire équitable. La marge bénéficiaire équitable est ce qui permet à un GRD non seulement de supporter ses charges financières, de rembourser des emprunts, d'investir sur fonds propres, mais aussi – c'est vrai aujourd'hui – de servir un dividende aux actionnaires publics. Cette marge bénéficiaire équitable est réduite, notamment par la diminution du rendement de la plus-value IRAB, la plus-value qui avait été faite au moment de la libéralisation du secteur de l'énergie, une plus-value de la valeur RAB pour que la valeur de la RAB, qui est la valeur des réseaux, colle à la réalité économique.

Toute cette plus-value avait été acceptée par des régulateurs différents – c'était la CREG à l'époque – et a été perpétuée dans le temps à travers les différentes méthodologies tarifaires. Aujourd'hui, il nous est imposé une diminution progressive de ce rendement, ce qui a un impact sur la marge bénéficiaire équitable et donc, potentiellement, sur les investissements en fonds propres ou sur le fait de pouvoir supporter correctement les charges financières de nos emprunts.

Les nouveaux paramètres financiers du taux de WACC, à savoir le taux de rendement qui est appliqué à la valeur de la RAB, à la valeur des réseaux, c'est la valeur du réseau fois le taux de rendement WACC, ce qui détermine la marge bénéficiaire équitable, laquelle est vraiment importante pour nous sur le plan du financement de nos réseaux. Là, il y a eu une revue de ce taux de financement légèrement à la baisse alors que, comme toutes les études le démontrent, les taux d'intérêt augmentent fortement et partout. Nous avons aussi signalé ce point au niveau du régulateur.

Je viens d'expliquer ces quelques principes, les facteurs d'efficacité, et les enveloppes de transition avec les scénarios du consultant de la CWaPE, Schwartz and Co, scénarios inférieurs à ce que le Gouvernement, au travers de son plan Air-Climat-Énergie, a indiqué comme scénarios.

Nous pensons aujourd'hui que les enveloppes en euros qui nous sont octroyées devraient couvrir notre plan industriel sur les années de la période, sauf si l'on constatait évidemment une accélération de la transition et que l'on devrait nous-mêmes revoir nos plans d'investissement. Mais comme je l'ai dit, une clause de révision est prévue.

Nous avons aussi, et c'est un point positif, les enveloppes smart qui sont les enveloppes à la fois de smartisation des budgets octroyés par le Gouvernement, mais aussi le déploiement des *smart meters*, des compteurs communicants, qui est une enveloppe séparée et qui ne rentre pas dans ces enveloppes de transition.

Il y a évidemment des points positifs dans la méthodologie qui vont nous permettre d'investir. Il y a également des points d'attention sur la marge bénéficiaire équitable, c'est celle qui permet notamment de supporter les charges financières de nos emprunts.

Alors pour Resa, vous voyez sur ce *slide* que nous allons avoir des investissements additionnels sur la période de l'ordre de 245 millions d'euros. C'est un montant important pour Resa et nous en sommes évidemment satisfaits, avec par ailleurs évidemment quelques charges nettes contrôlables additionnelles de 26 millions d'euros. On ne peut pas dire avec cela que nous sommes paralysés et que nous ne saurons rien faire. Je tiens aussi à être très clair à ce sujet.

Par contre, récemment, sur la marge bénéficiaire équitable vous voyez sur ce *slide* que le taux de rendement est de 4,027 % – c'est l'AWAC – et est légèrement inférieur à la période de 2019-2023, alors que sur la période de 2019-2023 les taux d'intérêt étaient vraiment très bas. C'est un taux de rendement qui est largement inférieur aux attentes du marché. Les GRD ont réalisé en commun des études pour voir quelles étaient les attentes du marché et nous aurions souhaité une WACC aux alentours de 5,5 % qui correspond mieux aux attentes du marché. J'ai parlé également de la dégressivité du rendement sur la plus-value RAB sur 10 ans pour finalement, après 10 ans, ne plus avoir de rendement sur cette plus-value économique, ce qui est important.

Cela a déjà eu une première conséquence puisque la semaine passée – Resa est un GRD qui a une notation via l'agence de notation Moody's –, nous avons jusqu'il y a une semaine une notation A2 qui est une excellente notation dans le secteur, et la semaine passée, uniquement en raison de la nouvelle méthodologie tarifaire, la note a été dégradée de A2 vers A3 puisqu'on diminue finalement la marge bénéficiaire équitable. On diminue le rendement du GRD et l'on diminue ses capacités à recourir à de l'emprunt.

C'est pour nous le premier signal, et j'imagine que vous avez appris que les actionnaires d'ORES ont

introduit la semaine passée une plainte en réexamen auprès de la CWaPE sur l'ensemble des paramètres de la marge bénéficiaire équitable qui nous semble être un point d'attention particulier.

La CWaPE dispose désormais d'un délai pour, le cas échéant, réexaminer peut-être plus positivement les calculs de cette marge bénéficiaire équitable. Cependant, vous voyez qu'une agence de notation – qui note des centaines de sociétés, dont beaucoup dans le secteur de l'énergie – vient de dégrader la note de Resa.

Alors, il y a évidemment quelques sujets d'actualité. J'imagine qu'on les abordera également dans les questions-réponses.

Il y a tout ce qui touche à la mobilité électrique. Nous travaillons beaucoup sur le *fast charging* en collaboration avec la SOFICO et les choses vont bouger.

Sur les bornes publiques lentes et semi-rapides, ce sont les ADT qui ont eu la mission et nous travaillons avec elles au travers d'une cartographie. Les choses bougent donc beaucoup. Pas mal de réunions se sont également déroulées sur ces deux sujets avec le Gouvernement wallon ces dernières semaines.

Il reste les bornes résidentielles, importantes aussi. Dans un certain nombre de zones, il convient d'investir de façon ciblée, dans le cadre de notre plan industriel, et de poser des choix pragmatiques en termes de puissance de raccordement pour satisfaire l'ensemble des ménages qui souhaiteraient une borne. Pour le moment, ce chantier occupe l'ensemble des GRD.

Par ailleurs, il y a toute la problématique, importante des décrochages des onduleurs, d'autant que le représentant de BeProsumer est présent aujourd'hui. Cette problématique est assez nouvelle, en tout cas dans son ampleur. Il y avait déjà quelques décrochages auparavant, mais on constate leur accélération avec l'augmentation des installations.

Je voudrais néanmoins relativiser les choses sur le réseau de Resa. Parfois, quand on lit la presse, on a l'impression que tous les détenteurs de panneaux connaissent ces décrochages. Ce n'est pas le cas, en tout cas sur notre réseau. Je ne minimise absolument pas cette problématique, mais il ne faut pas non plus l'amplifier. Dans ce cadre, nous avons mis un certain nombre d'actions en place. Parallèlement, nous saluons les décisions du Gouvernement qui vont être très prochainement soumises au Parlement, dont celle d'un déploiement massif, total, des compteurs communicants sur nos réseaux de distribution.

Pour bien monitorer le réseau et avoir une visibilité sur ce réseau basse tension, la première des choses est en effet de disposer d'outils permettant de mieux analyser la donnée. Ensuite, il faut réaliser également des mesures de *power quality* via ce compteur, ce qui nous permet aussi d'intervenir. Différentes interventions

sont possibles, comme le changement de phase, avant d'entreprendre des investissements sur le réseau. Nous sommes en train de mener aussi des projets pilotes dans des quartiers où l'on constatait un nombre de décrochages très important.

Voilà les quelques mots que je voulais vous dire, tout en me réjouissant de ce dialogue. À l'avenir, nous espérons d'ailleurs avoir plus d'espace de concertation. Au final, nous GRD, nous ne sommes jamais que des opérateurs. Certes, nous prenons des décisions, mais nous avons aussi un métier strictement encadré et strictement régulé. Néanmoins, nous souhaiterions parfois faire plus.

Dans la Déclaration de politique régionale de 2019, il était d'ailleurs indiqué que les GRD devraient diversifier leurs activités pour accélérer la transition énergétique. À cet égard, le carcan législatif européen, notamment, est compliqué, mais nous sommes néanmoins à la disposition des pouvoirs publics. Il faut toutefois rappeler que nous sommes des sociétés à 100 % publiques pour être véritablement des leviers, le cas échéant, et des accélérateurs de la transition énergétique.

Je vous remercie pour votre attention.

Audition de M. Deleuze, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution AIEG

M. le Président. – La parole est à M. Deleuze.

M. Deleuze, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution AIEG. – L'exercice n'est pas facile. Il ne l'est pas, notamment parce que je suis le dernier des GRD wallons à passer, mais il est d'autant plus difficile lorsqu'on passe après quelqu'un d'aussi brillant que M. Simon.

Lorsqu'on reçoit une convocation, en général, on n'en est pas très heureux, parce que les choses ne vont pas nécessairement bien. Je suis toutefois très heureux de pouvoir m'exprimer devant vous au nom de l'AIEG, tout simplement parce que les sujets que nous allons aborder sont éminemment importants, d'autant plus pour quelqu'un comme moi qui a vraiment la fibre wallonne.

Qu'est-ce que l'AIEG ? C'est un petit GRD au regard de Resa et d'ORES, mais bien plus grand que la plupart des 200 ELD français ou des 800 GRD allemands. Nous distribuons aujourd'hui l'énergie sur 26 000 ménages, URD et entreprises. Demain, suite au fait que l'on ait rebattu un peu les cartes, peut-être 30 000. Je l'espère en tout cas.

Venons-en aux faits : suite à la libéralisation du marché, nous avons immédiatement pris les différents

dossiers à bras-le-corps. La transition énergétique, ce n'est pas demain, c'était déjà hier.

Dès 2009, nous avons étudié un certain nombre de dossiers. Le premier, c'était la construction d'un centre administratif et technique. Nous l'avons équipé d'un chauffage géothermique, c'est-à-dire de 20 puits creusés à 100 mètres de profondeur pour aller chercher la température relativement suffisante que pour pouvoir se chauffer en hiver et rafraîchir les bâtiments en été.

C'est également l'utilisation dès 2014 de véhicules électriques ainsi que, parallèlement à cela, la création d'une structure qui s'appelle ZE-MO. Cette société avait pour vocation le déploiement d'un réseau de bornes de rechargement interopérable sur les territoires communaux wallons, en équipant ainsi les communes à titre gracieux par le biais d'une concession de service public. Je pense que M. le Député Lomba en est témoin, et je pense que cela a été dit dans l'hémicycle : quand c'est gratuit, cela fait peur. C'était très difficile de faire avancer le projet parce qu'il y avait très peu de véhicules à l'époque,

Cette société était – et est – une société à participation publique significative. Malheureusement, à mon grand regret, suite à la modification du décret Énergie en 2018, nous avons dû nous en séparer. Or, c'était le pire des moments puisqu'on commençait à voir de plus en plus de véhicules électriques. Ce que je regrette le plus c'est que ce véhicule public qui avait été construit n'a pas été utilisé. Il existe toujours au sein d'une intercommunale qui s'appelle Trans&Wall, mais je pense qu'au niveau de la Région wallonne, c'est un outil qui aurait pu être utilisé.

Ensuite, dès 2019, nous avons énormément travaillé sur l'éclairage public. Notre volonté était à l'époque de tester le LED. Dans la foulée, il s'agissait de nous assurer qu'il y aurait moyen de faire des économies substantielles, mais complémentaires au remplacement du LED. Nous avons travaillé sur du *dimming*. C'est ainsi que nous avons, à l'époque, engagé un chercheur et nous avons mis au point un système de *dimming* point par point. Aujourd'hui, ce système est opérationnel sur plus de 80 % de nos réseaux. Cela représente 7 000 points lumineux sur environ 9 000-9 500. Qu'est-ce que cela apporte comme avantages ? Nous pouvons « dimmer » par quartier, par points ou par localité. L'analyse a duré plus de six mois, mais elle nous permet de passer d'une consommation de 3 millions de kilowattheures – elle était supérieure à 3 millions de kilowattheures pour l'ensemble des points lumineux sur le réseau – à moins de 900 000 kilowattheures.

Cela nous a également permis de maintenir pendant la crise énergétique que nous avons connue – avec des pics historiques en 2022, et que nous connaissons toujours aujourd'hui – un tarif relativement équilibré.

Il faut savoir que nous avons racheté les réseaux d'éclairage public aux communes dès 2015. Ce rachat a légèrement diminué nos résultats financiers, mais il a débarrassé les communes d'une charge importante.

À présent, j'aimerais dire un mot sur les onduleurs. Nous avons initié – comme je l'ai dit –, depuis 2010, la transition énergétique en investissant énormément. Par rapport à des investissements traditionnels qui, à l'échelle de l'AIEG, correspondaient à plus ou moins 2 millions d'euros, nous sommes aujourd'hui à un investissement – c'est ainsi depuis 10 ans – entre 4,5 millions d'euros et 5 millions d'euros par an.

De tels investissements ont aussi servi à améliorer les réseaux, à les renforcer, et à éviter les problèmes que l'on connaît aujourd'hui comme le décrochage des onduleurs. Sur l'année 2022 – pour vous donner un ordre d'idée –, nous avons moins de 30 plaintes.

Malheureusement, la stratégie que nous avons mise en place, qui était d'investir dans les différents thèmes que je viens d'évoquer, a montré ses limites. L'annonce qui a été faite de la fin du compteur « qui tourne à l'envers » au premier janvier 2024 a en effet provoqué une demande très abondante de nouvelles installations photovoltaïques sur le réseau. Cela ne s'est pas étalé.

Aujourd'hui, les réseaux wallons – et belges en général – sont de bonne qualité. Ils n'ont pas été conçus pour injecter de l'énergie, mais principalement pour en prélever. Les capacités d'investissement importantes pour l'adaptation à cette nouvelle manière de fonctionner sont nécessaires.

Ma grande crainte, c'est de voir, comme lors de la suppression des certificats verts, la disparition d'une filière pour quelques années. Pourquoi ? Parce que les gens se sont rués sur le placement d'installations photovoltaïques.

Nous avons besoin de cette continuité pour gagner la guerre de la transition énergétique. Il y a également des risques, dont celui que l'on constate aujourd'hui, de personnes qui modifient leurs installations sans avertir le GRD. Ces nouvelles installations ne sont découvertes qu'au moment où l'on effectue les relevés de compteurs. En dehors de contrevenir aux règles et à la loi, il y a un risque également pour les agents qui travaillent sur le réseau, parce que ces modifications peuvent générer des tensions inattendues alors que nos agents auraient coupé le courant pour effectuer des travaux.

Le fait qu'il n'y ait plus cette possibilité de contrôle comme auparavant génère des risques supplémentaires. Comme je l'ai dit, nous avons investi plus de 25 millions d'euros dans la transition énergétique et dans l'amélioration des réseaux sur les six dernières années. Contre notre volonté, ces investissements ont quasiment été arrêtés en 2023. Pourquoi ? À cause de la guerre en Ukraine, et de l'augmentation du prix d'achat de l'énergie qui l'a suivie.

Le GRD doit, vous le savez, acheter de l'énergie pour compenser les pertes en ligne. Celles-ci sont souvent naturelles, par l'échauffement sur le câble, par exemple. Cette réalité a impacté notre capacité à investir, parce que ces coûts, malgré les différentes réunions que nous avons eues avec la CWaPE, n'ont pu être répercutés sur nos tarifs 2023. Cela a été dit. Le coût de l'énergie, nous le payons historiquement 50 euros du mégawattheure. Aujourd'hui, en 2023, nous sommes à pratiquement 250 euros de moyenne.

Cela veut dire, dans le cadre de l'AIEG qu'au lieu de payer 800 000 euros, nous devons payer un peu plus de 3,2 millions d'euros et ces coûts n'ont pu être introduits au niveau du tarif 2023 dans la révision autorisée que nous avons sollicitée.

Alors, l'argent dont nous disposons, nous ne pouvons pas, cette année, le mettre dans la transition énergétique. Le risque est de voir la même situation en 2024 puisque, comme M. Simon l'a dit, le tarif 2024, c'est le reflet du tarif 2019-2023. Si la CWaPE répond de la même façon à nos questions, nous ne pourrions plus mettre en ligne le prix du marché avec le tarif dont nous disposons.

Aujourd'hui, nous avons un des tarifs les plus bas d'Europe. Donc, je ne pense pas qu'il y aurait eu un impact très significatif à respecter les marchés publics tels qu'ils ont été passés et à appliquer ces tarifs de prix d'achat d'énergie ; d'où l'importance des débats comme aujourd'hui, et je vous remercie de nous y avoir invités.

Enfin, c'est dans mon habitude de dire les choses. Même si nous sommes très satisfaits du dialogue avec la CWaPE – en tout cas pour 2024 et même pour 2025-2029, je ne m'y attarderai pas ; mes collègues en ont déjà beaucoup parlé et vous aurez certainement des questions –, c'est évidemment très important, pour continuer à faire de la transition énergétique, de pouvoir le faire grâce aux tarifs – comme M. Simon l'a dit –, grâce à la marge bénéficiaire équitable que nous obtenons, qui était chez nous – en tout cas en grande partie – réutilisée pour déjà faire de la transition énergétique depuis 10 ans.

Échange de vues

M. le Président. – La parole est à M. Lomba.

M. Lomba (PS). – Je vous remercie, Messieurs Deleuze et Simon. Nous sommes contents que vous soyez là pour nous raconter votre vécu et nous expliquer ce que vous pensez de tout cela. C'est vraiment important.

Donc, nous parlons de la méthodologie tarifaire qui doit veiller à ce que les gestionnaires de réseau de distribution disposent de moyens suffisants pour assurer leur mission, notamment dans le cadre de la transition

énergétique – vous en avez parlé –, tout en veillant à ce que les factures des consommateurs ne soient pas fortement impactées.

C'est vraiment toute la quadrature du cercle qui rend l'exercice difficile. Cette méthodologie doit permettre de contribuer aux objectifs climatiques qui ont été fixés pour 2030. Néanmoins, ce serait évidemment illusoire de croire que les gestionnaires de réseau et les consommateurs parviendront à eux seuls à assumer les coûts de cette transition.

Dès lors, il va falloir mobiliser d'autres moyens, des moyens colossaux et faire preuve de créativité pour rendre intelligent, renforcer et transformer l'ensemble de notre réseau et de nos infrastructures. C'est aussi un autre paramètre fort important : savoir où nous allons trouver les moyens pour faire cette transition.

Plus largement, nous avons parlé de 450 milliards d'euros à l'échelle nationale pour arriver à la transition énergétique d'ici 2050. Ce sont des montants colossaux. Nous ne savons même pas ce que cela peut représenter.

Ceci dit, la Wallonie, contrairement peut-être à d'autres pays et d'autres régions, est assez ambitieuse dans la lutte contre le dérèglement climatique et pour la restauration de la biodiversité. On s'en réjouit. Je ne vais pas revenir ici sur le PACE 2030, nous en avons déjà beaucoup parlé et vous le connaissez tous.

Je vais arriver à des réflexions et à quelques questions.

Concernant la méthodologie tarifaire, vous aviez fait allusion à un moment donné à un vide réglementaire qui était relatif aux coûts qui étaient liés à la production et à l'achat auprès de producteurs d'électricité afin de couvrir des pertes de réseau. Pouvez-vous nous en dire plus ?

Vous avez rappelé que vous avez été très critique par rapport à la première proposition de méthodologie tarifaire qui avait été proposée par la CWaPE pour la période 2024-2028. On ne va pas refaire le débat ici.

On a bien compris qu'il y avait eu des tensions et qu'il y avait pas mal de frottements, comme dans le sprint d'avant-hier. Entre-temps, il y a eu des évolutions. Vous nous avez expliqué que vous étiez très satisfaits du dialogue. J'ai même entendu que vous étiez très satisfait de ce qui avait été négocié, discuté. On a donc pu aboutir à une méthodologie 2025-2029. Cela ne satisfait pas l'AIEG pour l'année 2024, si j'ai bien compris, puisque l'on reste sur des paramètres antérieurs qui posent problème au niveau de l'investissement. On est surtout là aussi pour parler de 2025-2029 et voir si cela correspond effectivement à ce qui était souhaité.

Cette nouvelle méthodologie tarifaire permet d'envisager des investissements de plus de 600 millions

d'euros en plus en électricité et en gaz pour la période. Est-ce suffisant ? On a des éléments de réponse dans ce que vous avez dit. J'ai cru comprendre que l'on fera avec et que cela pourra tenir. Mais, dans l'idéal, les choses sont-elles suffisantes ? N'y aurait-il pas fallu davantage de moyens ? Avez-vous vous-même la capacité d'augmenter votre capital propre pour réaliser des investissements sur plusieurs années ? Y a-t-il d'autres moyens de financement ? Êtes-vous vraiment satisfait de cette méthodologie tarifaire ou cela pose-t-il encore des problèmes ? Tout en rappelant qu'il y a des évaluations prévues – cela peut être un élément assez important – pour pouvoir, éventuellement, rediscuter si les choses devaient évoluer moins bien que ce que l'on a imaginé. On peut peut-être s'en réjouir aussi.

On met cela aussi en perspective avec la proposition de décret qui va vous donner des moyens complémentaires pour smartiser le réseau. Sont-ce des choses qui peuvent vous satisfaire, vous réjouir et être à même de répondre aux enjeux ? Lorsque je pose ces questions, je garde à l'esprit que le revenu autorisé ainsi que les coûts de distribution à eux seuls ne seront évidemment pas suffisants.

Le PACE 2030, on en a parlé. Vous avez des scénarios qui permettent d'atteindre la feuille de route qui a été établie. Que pensez-vous de ce PACE 2030 par rapport à ses objectifs plus largement, au-delà du fait que vous nous avez expliqué que vous alliez tendre de l'atteindre ? Y a-t-il des éléments qui vous semblent incongrus, impossibles ou, au contraire, diriez-vous que c'est magnifique et que c'est bien dans ce sens-là qu'il faut aller ? Quel est un peu votre sentiment par rapport à cela ?

Fluvius a établi un plan d'investissement sur base d'éléments comme la construction de 1,5 million de voitures électriques d'ici 2030, 12 % des bâtiments qui seraient chauffés via des pompes à chaleur, et cetera. Vous avez intégré ces éléments dans vos prévisions. Cela vous semble-t-il réaliste ou farfelu ou atteignable ou impossible ?

Par rapport à Resa, on a bien compris que 820 millions d'euros avaient été prévus en investissement sur 25 ans pour atteindre les objectifs. Je ne vais pas revenir sur le montant. Je vais plutôt vous interroger aussi sur la tarification incitative. Pensez-vous que cela va vraiment permettre de soulager le réseau ? Avez-vous des estimations par rapport à cela ? Quelle serait la part de ménages qui pourrait recouvrir à cela ? On a souvent parlé ici du fait que c'était quasi impossible pour le commun des mortels de réguler sa consommation pour coller à la tarification incitative. Comment peut-on sortir de cette difficulté-là aussi ? Est-ce vraiment une solution ou est-ce illusoire ?

Le président d'ORES a manifesté, lui, quand on l'a entendu, son intérêt pour établir une grande alliance qui réunirait tous les acteurs de l'énergie et le politique pour

s'emparer de la transition énergétique. J'ai cru comprendre que c'était aussi votre souhait. Vous nous avez suffisamment remerciés de pouvoir enfin nous rencontrer. Il y a des moments d'évaluation qui vont avoir lieu. Pouvez-vous nous formuler des propositions ou nous dire comment vous verriez ce dialogue qui pourrait être recréé ou en tout cas établi entre les différents acteurs ? Sachant que, effectivement – je suis assez d'accord –, l'on ne doit pas être des ennemis, que l'on doit être des partenaires et que, même s'il y a l'indépendance d'un régulateur, et même s'il y a l'indépendance du politique et s'il y a des GRD, et cetera, il s'agit de déterminer comment on procède pour se retrouver autour d'une même table, pour parler plus régulièrement, pour envisager l'avenir, pour envisager les solutions, pour envisager les budgets. Je pense que cela ne fait jamais de tort de pouvoir se parler.

Dans le même esprit, que pensez-vous de la capacité publique qui est développée ? Dans le chef des intercommunales, on a bien compris que les GRD étaient trop à l'étroit au niveau des capacités, notamment de production. Pensez-vous que créer des outils de production énergétiques constituerait une solution, même si l'Europe ne l'interdit pas ?

On sent une grande frustration des pouvoirs locaux de ne pas pouvoir toujours mettre en œuvre des capacités de production qu'elles soient photovoltaïques ou autres, qui permettraient de sortir un peu du schéma. Pour vous, le besoin existe-t-il de recréer une capacité publique de production énergétique, en tout ou en partie ? Quel est votre sentiment ?

À propos des onduleurs, on a évidemment parlé beaucoup des décrochages. BeProsumer interviendra tout à l'heure. Nous pourrions alors entendre si c'est très important pour lui. Entre-temps, on a entendu que pour vous, cela existe, mais que ce n'est pas nécessairement autant que l'on voudrait le dire.

Il y a l'installation des compteurs communicants. J'ai eu l'occasion de dire lors de la dernière commission que j'en avais installé un. Je suis chez Resa. Certains collègues me disent que j'ai commis une erreur et que j'aurais dû éviter de mettre un compteur communicant alors que j'ai des panneaux. C'est assez amusant.

Quelle est cette histoire ? Pouvez-vous m'éclairer vis-à-vis de cela ? Je pense qu'il faut passer aux compteurs communicants, parce que c'est gratuit pour le moment. Par ailleurs, ils permettront d'avoir une meilleure vision des consommations et de la manière dont les choses se passent sur le réseau. De toute façon, c'est à terme ce qui devra se mettre en place.

Les compteurs communicants peuvent-ils jouer sur la vision que vous pouvez avoir de l'utilisation du réseau ?

Il y avait aussi les compteurs communicants dans une zone qui serait élargie à plusieurs transformateurs

qui alimentent 225 utilisateurs de réseau. Je ne sais plus où j'ai trouvé cette information, mais j'en ai en tout cas entendu parler. Cette expérience pilote serait-elle menée chez Resa ? Ou chez vous ?

(Réaction d'un intervenant)

OK. Avez-vous des éléments par rapport à cela ? Cela se met-il en place ? Cela permet-il d'avoir des données intéressantes ? C'étaient quelques questions et quelques réflexions pour alimenter le débat.

M. le Président. – La parole est à M. Douette.

M. Douette (MR). – Je vous remercie pour vos deux interventions.

M. Simon a commencé par dire qu'un accord avait évolué depuis les premières présentations de la CWaPE. J'en suis ravi, parce que sinon c'était la catastrophe, et votre note de dégradation aurait certainement encore descendu deux étages. Je suis ravi de voir que l'on est arrivé à un accord entre la CWaPE et les GRD, tout en permettant à chacun de garder son indépendance. J'ai appelé cela le plus petit dénominateur commun.

Je l'ai dit à votre collègue, c'est un premier pas, c'est la technique du pied dans la porte. Il y a un accord qui vous permet d'avancer, du moins d'avoir des financements complémentaires.

Lors de l'audition d'ORES et de celle de l'ensemble des autres GRD, il y avait une espèce d'engouement vis-à-vis de cet accord en disant : c'est chouette, c'est un premier pas intéressant, on y est arrivé, nous avons la clause de révision.

Quand je vous entends, avec cette dégradation, j'ai toutefois une petite crainte. Malgré cet accord qui semblait sympathique aux yeux de tout le monde, le discours a un peu changé en quelques jours. Je vous avoue qu'il m'inquiète, parce que vous avez parlé de difficultés d'aller sur les marchés pour emprunter et investir. Certes, vous allez récupérer des sommes importantes au travers de cette nouvelle méthodologie tarifaire.

Toutefois, il y a une deuxième crainte soulevée par l'ensemble des GRD : garder une capacité d'emprunt importante. Or, dans l'accord entre la CWaPE et les GRD sur cette méthodologie tarifaire, il y a cette possibilité qui vous était laissée d'avoir une flexibilité au niveau de l'emprunt.

Avec cette dégradation que vous nous annoncez aujourd'hui, avez-vous toujours confiance dans cette flexibilité ? Avoir un peu d'argent frais qui arrive chez vous pour investir dans le réseau, c'est bien, mais si vous perdez en capacité d'emprunt tous les deux, quel que soit le GRD considéré, cela va être un peu plus compliqué.

Or, dans le cadre de la méthodologie tarifaire et de vos demandes, ces deux éléments étaient liés. J'aimerais avoir une réponse sur la partie flexibilité de l'emprunt.

On parle de smartisation du réseau. On a voté un décret il y a quelques jours, qui vous permet d'avoir également des financements pour améliorer votre réseau sur la partie smart – même si j'ai pu lire que les outils qui étaient utilisés étaient beaucoup plus larges que du smart. On a donc mis smart au-dessus, mais on voit que l'on va faire autre chose en dessous. C'est très bien en soi ; du moment que cela fonctionne mieux, cela ne me dérange pas.

Ces quelque 200 millions d'euros qui vont arriver vont-ils vous permettre de revoir cette note ? Avez-vous déjà pu les intégrer ou en tout cas en discuter avec Moody's qui a eu l'occasion de vous dégrader ? Cet argent et ce soutien de la Région wallonne vous permettraient-ils de retrouver une note plus facile pour les emprunts ? Franchement, ce que vous avez dit ici dans votre dernier *slide* m'interpelle vraiment par rapport aux discours que nous entendons depuis quelques semaines.

Vous avez parlé de cette grande alliance. Je suis content de voir que vous la portez aussi, de même que les autres GRD. Vous aurez en tout cas le soutien de mon groupe – et j'imagine d'autres groupes ici – dans la création de cette grande alliance. C'est par le fait que vous vous soyez parlé un peu plus entre la CWaPE et les GRD, que cette commission a eu l'occasion de marteler et d'expliquer ce qu'elle souhaitait. J'ai apprécié d'avoir ces discours qui ont été rendus publics. Cela a fait avancer le schmilblick, parce que j'ai constaté que les uns et les autres s'écoutent. J'y ajoute votre discours à tous les deux aujourd'hui, qui est évolutif par rapport à ce que l'on a entendu la semaine passée. Chaque fois, de nouveaux éléments viennent s'ajouter, notamment au travers de la visioconférence ou de l'audition via YouTube. Je pense qu'être toutes et tous autour de la table, parler des mêmes objectifs... Parce qu'il y a le PACE qui sont des objectifs wallons, vous avez vos objectifs à vous et la CWaPE a ses propres objectifs de développement durable et d'un mix d'énergie et d'un développement de l'électrification massive de notre territoire.

Avoir cette grande alliance est opportun ; nous sommes d'accord, vous êtes d'accord et je pense que la CWaPE l'est aussi. Pour ma part, il ne faut pas l'indiquer dans une DPR. C'est mon avis et celui de mon groupe.

On va arriver en fin de législature ; en septembre, on parlera tout doucement davantage de campagne électorale que de décret. Il est peut-être intéressant de prendre cet intermède pour lancer cette grande alliance, parce qu'il y a une clause de révision. Si vous voulez mon avis, si l'on attend d'avoir cela dans une DPR et d'attendre la fois suivante, la clause de révision ne verra

le jour qu'en 2026. On peut déjà commencer à travailler sur cette grande alliance et calibrer les objectifs des uns et des autres qui peuvent être inscrits dans une DPR. Ce serait vraiment très intéressant, à mon sens.

J'ai entendu ici que les GRD veulent arriver à tel point au niveau de l'électrification, mais le PACE est un peu au-delà et que si l'on veut atteindre des objectifs du PACE, il faudra encore aller plus loin.

Il y a deux solutions : soit, dans une DPR, on vous donne les moyens d'aller plus loin, soit on revoit les objectifs du PACE ou on les remet sur une ligne du temps plus importante pour que ce soit réaliste. Sans cela, le citoyen ne va rien comprendre entre les avis respectifs des GRD, du politique et de la CWaPE.

Pour ma part, cette grande alliance est importante pour deux raisons : d'une part, pour calquer les objectifs d'électrification entre les GRD, la CWaPE et le politique – à ce moment, ces objectifs communs figureront dans une prochaine DPR – et, d'autre part, pour inscrire dans une DPR les montants qui pourraient être attribués – la méthodologie tarifaire aidera – par la Région wallonne ; j'y reviendrais d'ici quelques instants avec une question sur ce point.

Dans les lignes du temps que vous avez présentées, si les objectifs d'électrification ne sont pas les mêmes pour les uns et les autres, les objectifs financiers diffèrent également. On commence à voir une évolution. Ma demande à vos collègues d'ORES était d'avoir une ligne du temps avec des chiffres financiers à atteindre, parce que certains parlaient d'investissements jusqu'en 2050, d'autres d'investissements jusqu'en 2029 ou 2030 dans le cadre de la modification tarifaire ; d'autres parlaient de 2035. On n'a pas la même ligne du temps. On parle de chiffres qui sont un petit peu différents.

Cette grande alliance est importante également pour un troisième point, et mon collègue l'a cité. Dans tous les plans d'électrification, on parle toujours des moyens de production et d'allier les moyens de production dans l'énergie renouvelable avec la consommation. On parle également de la flexibilité de transférer la consommation à un moment où l'on produit le plus. On parle de tout cela. On parle d'isolation pour consommer moins et donc le chiffre a été annoncé : 400-420 milliards d'euros d'ici 2050.

Pour les nouveaux moyens de production d'électricité, on parle pour la Belgique de manière globale d'entre 11 et 15 milliards d'euros annuellement d'investissements jusqu'en 2050 pour augmenter les moyens de production pour être *self-supporting* au niveau de notre production d'électricité.

Je vous rejoins : à aucun moment on ne parle du transport d'électrons. On parle de comment on va le produire et combien on va en produire. On parle du moment où les gens doivent être là pour le consommer.

Mais entre le point A et le point B, on ne parle jamais du câble qui doit transporter l'électron et du financement.

Là aussi, je pense que cette alliance, c'est le troisième point, pour la Wallonie – je quitte le domaine de la Belgique pour la Wallonie –, il serait intéressant que l'on se fixe les objectifs de transport, quel que soit le moyen de production, qu'il soit centralisé, décentralisé ou autre. Sinon, je l'ai déjà dit, si l'on ne met pas cette donnée dans cette alliance, vous pouvez imaginer les plus beaux projets de panneaux photovoltaïques, de batteries et de bornes de recharge, de pompes à chaleur, vous aurez des outils qui ne seront jamais alimentés par rien du tout, donc qui fonctionneront moins bien.

C'était pour l'alliance.

Je voulais aller un peu plus loin. Vous semble-t-il pertinent d'intégrer ces trois notions d'objectifs d'électrification, de moyens financiers et de transport dans cette alliance ? Voyez-vous d'autres sujets à aborder dans cette alliance ?

Au niveau des moyens financiers dont vous parlez, une première étape, c'est au travers de la méthodologie tarifaire, le retour que vous allez avoir. La première notion nouvelle qui est arrivée, c'est que la Région wallonne met de l'argent à disposition des GRD pour améliorer le réseau. Actuellement par la méthodologie, c'est le citoyen qui paie une partie, la Région wallonne en tant que pouvoir public, mais une autre partie via un décret subside, appelons-le comme ça.

Les GRD ont des moyens propres pour financer, mais tout cela ne sera pas suffisant. Tous les deux, voyez-vous d'autres moyens de financement pour atteindre les objectifs ? Soit les GRD ont des moyens propres qu'ils ne nous avaient pas indiqués. Donc ils retrouvent des moyens propres au travers de l'efficacité. Je pense que l'on a déjà assez pressé le citron, je ne vois pas comment vous allez retrouver des moyens propres en interne.

Chacun ici est d'accord pour dire que le citoyen ne doit pas payer la facture très lourdement. Dans l'équation, je ne vois plus qu'un seul acteur qui peut vous aider à financer ce réseau, c'est la Région wallonne, la Wallonie ou les partenaires publics que sont les communes.

Vous savez que vous êtes en intercommunale. Avez-vous déjà posé la question – je suis municipaliste – au niveau des communes ? Je le dis donc, je jette peut-être un pavé dans la mare, je me tire peut-être une balle dans le pied en tant que bourgmestre, mais la Flandre a fait les choix de ne plus avoir de retour de dividendes, de retour vers les communes. Je pense qu'à un moment donné, il faut parler vrai.

Il y a peut-être cette action à mener en discussion avec les communes. Est-ce quelque chose que vous avez

imaginé dans vos différents GRD ? Avez-vous déjà parlé de cela avec vos différents administrateurs ? Parce qu'en fine, soit il y a moins de retours de dividendes, soit à un moment donné, les communes vont devoir payer sur leur budget propre l'électrification du réseau. Que ce soit dans un sens ou dans un autre, je pense que la question doit se poser.

Au niveau de la Région wallonne, je vous avoue que mon groupe plaide pour une continuité de soutien financier aux GRD. La manière dont le décret a été voté par subsides nous plaît moyennement. On l'a soutenu. On préférerait peut-être que la Région wallonne entre dans le capital de vos structures. Nous allons auditionner Fluvius tout à l'heure. D'après les informations qui nous reviennent, c'est ce mécanisme qu'a utilisé la Région flamande pour pouvoir soutenir le GRD Fluvius néerlandophone à hauteur de près de 4 milliards d'euros. On parle bien de 4 ou 5 milliards d'euros d'investissements d'ici 2050 pour les GRD wallons.

Comment voyez-vous ces propositions d'entrer dans le capital de vos GRD ? Que pensez-vous de cette solution qui lierait, dans cette alliance, les pouvoirs publics, les GRD et la CWaPE ? Notre objectif est d'avoir un réseau solide et fiable qui ne soit pas payé entièrement par le citoyen, parce que si l'on reste uniquement sur lui, cela ne va pas bien fonctionner.

Comment voyez-vous, en outre, cette clause de révision ? Avez-vous déjà pointé quelques éléments que vous voudriez voir changer. Sur quelle ligne du temps la voyez-vous ? On parle d'une nouvelle méthodologie tarifaire qui rentrerait en application au 1er janvier 2026, jusque 2029. Avez-vous déjà quelques éléments à relever dans cette clause de révision ?

Je pense que j'ai fait le tour pour l'électricité. Je ne vais pas revenir sur le tarif incitatif. Je n'y crois pas comme solution souveraine. Cela va certainement influencer sur une petite partie, mais croire que l'ensemble des Wallons vont changer leur manière de fonctionner pour consommer en journée, je n'y crois absolument pas. À moins que tout le monde ne construise des piscines pour en faire une réserve de chauffe-eau. Je ne crois pas en ce décalage. Je prends toujours l'exemple des changements que je peux effectuer dans mon propre domicile : à part augmenter mon chauffe-eau pour avoir de l'eau chaude quand je reviens le soir et faire tourner la machine à lessiver ou le séchoir en journée – machines qui ne consomment pas énormément –, il n'y a rien à faire. Mon dispositif de cuisine ne fonctionne toujours pas sans moi, et je dois être présent pour manger ce que je cuisine. Changer les habitudes peut avoir un impact, mais la solution ne se trouve pas au niveau de cette flexibilité.

Je vais revenir sur la partie « gaz », puis je terminerai sur les onduleurs.

Concernant la partie « gaz », vous avez soulevé un élément très intéressant que je partage : je ne pense pas non plus que l'on va électrifier 100 % de notre société. Il y a des processus qui ne sont pas électrifiables. On parle des voitures électriques.

Je me réjouis de voir – on est en pleine moisson – un tracteur ou une moissonneuse à l'électricité, où l'agriculteur s'arrête en pleine moisson pour aller recharger la batterie de sa moissonneuse. Je n'y crois pas du tout. Il y a des véhicules de génie civil, de transport qui ne fonctionneront jamais avec un moteur électrique.

Je crois beaucoup, par contre, à la solution du gaz vert, des biocarburants et des e-carburants dont vous avez parlé. Je pense également que les maisons, dans le domaine de chauffage individuel, ne passeront jamais toutes à la pompe à chaleur. Il faut déjà que la maison soit isolée pour mettre une pompe à chaleur pour que ce soit pertinent. On va certainement – et il y a des décrets qui ont été votés ici – sortir complètement de l'utilisation du mazout dans le chauffage domestique, ainsi que dans l'ensemble des déplacements de véhicules.

Si l'on ne sait pas électrifier ces dispositifs, il faudra bien quelque chose d'autre. Et ce quelque chose d'autre, entre l'électricité et le mazout, c'est tout simplement le gaz. Je suis donc ravi de voir que vous parlez de gaz. Je pense – et je reviens à votre avis, que je connais déjà, puisque nous avons un projet en partenariat – que le développement d'outils de biométhanisation est un outil d'avenir et qu'il permettra de continuer à utiliser le réseau gaz existant, qui n'est pas totalement amorti, et dans lequel on a encore fait des investissements l'année passée. J'aimerais bien avoir votre vision sur le développement de la biométhanisation en Wallonie, sur l'utilisation du réseau de gaz existant, et voir si vous envisagez de le moderniser pour l'utiliser comme moyen de transport de ce dernier. Quelles sont les utilisations, que ce soit dans le chauffage domestique ou dans la mobilité, que vous envisagez ?

Dans votre plan industriel, qui se chiffre à quelque 800 millions d'euros, et que vous nous avez présenté, cette vision de développement de la biométhanisation en Wallonie est-elle intégrée ou bien est-elle en dehors du *scope* –, auquel cas il vous faut d'autres moyens financiers pour développer cela ? Dans le développement de ces outils de biométhanisation – là, je ne demande pas nécessairement une réponse aujourd'hui, mais j'aimerais en tout cas l'avoir par écrit –, pouvez-vous, le cas échéant, nous faire part des différentes difficultés que vous vivez dans le type de ces développements ?

En ce qui concerne les e-carburants, un GRD comme le vôtre a-t-il la possibilité légalement de développer des mécanismes d'e-carburants ? Vous êtes transporteur d'électricité et de gaz ; par les outils de

biométhanisation que vous réalisez avec différents partenaires, vous allez devenir producteurs de gaz aussi, mais peut-être avec des structures annexes à votre GRD.

Monsieur Deleuze, mon discours était généraliste sur les premiers points, il devient peut-être plus ciblé sur Resa dans ce cadre. Sur l'e-fuel, avez-vous des partenaires avec lesquels vous travaillez ? Pour avoir ces e-carburants, il faut du développement hydrogène lié à la captation du CO₂. Avez-vous déjà des partenariats à ce niveau ?

Je termine par l'e-carburant parce que, sur un réseau, avec l'évolution de l'électrification vers laquelle on va, il y a parfois trop peu d'électricité, parfois trop. Surtout avec le mix entre du nucléaire qui produit de manière intensive, de l'éolien ou du panneau photovoltaïque, il y a des fluctuations dans la production. Pensez-vous, pour votre réseau, que l'hydrogène peut être un lien entre ces deux moyens de production pour votre réseau ? Pensez-vous pouvoir mettre des batteries collectives sur votre réseau ?

Je sais que les GRD ne peuvent pas développer la partie batteries selon la réglementation européenne. J'ai eu beau la relire, on parle de problèmes de tension, dans lesquels on vous autorise à intervenir. Quand vous avez des décrochages des onduleurs, quand vous avez des problèmes de tension, je ne vois pas pourquoi vous ne pouvez pas mettre des batteries sur votre réseau.

C'est ainsi que j'arrive à la partie hydrogène. Avez-vous pensé que ces batteries pourraient servir à uniquement du stockage via une transformation de l'hydrogène ? On sait maintenant la perte qu'il peut y avoir entre le transfert de l'électricité vers l'hydrogène, avez-vous des projets en la matière ?

Je m'adresse aux deux GRD : envisagez-vous de mettre des batteries sur vos réseaux ? À un moment donné, il ne faut pas se faire plus catholique que le pape : il y a des problèmes de tension, pourquoi ne pourrait-on pas mettre des batteries collectives sur le réseau ? Envisagez-vous ce genre d'éléments afin de résoudre très rapidement le problème des onduleurs, puisque vous pourriez faire du stockage sur le réseau ?

Un autre élément que j'ai pu développer ici, outre les batteries collectives ou les batteries par quartier : que pensez-vous d'accompagner la flexibilité de votre réseau par la mise en place de batteries individuelles ? Il y a des pour et des contre ces batteries individuelles. Je reste persuadé que c'est une bonne solution, malgré de nombreux détracteurs.

Que pensez-vous, dans la vision globale de votre réseau, de permettre l'installation de batteries individuelles ? J'entends par là d'avoir un incitant wallon qui permettrait à l'ensemble des futurs *prosumers* d'installer ce type de batterie. Sans incitant, la rentabilité est compromise, mais elle pourrait être une économie dans l'investissement futur de votre réseau, si

c'est fait de manière intelligente et concertée avec une accélération de l'installation des compteurs intelligents.

Certains GRD, notamment le GRD wavrien, nous ont parlé de donner l'opportunité aux GRD de contrôler certaines batteries individuelles ou certains onduleurs. Je ne sais pas si légalement c'est possible. Cela veut dire que l'on pourrait aller rechercher des réserves de recharge dans ces batteries individuelles, ce qui permettrait d'organiser une certaine flexibilité sur le réseau. Pouvez-vous tous deux nous éclairer sur la vision que vous pouvez avoir sur ces batteries ?

Avec les batteries, il y a une double vision. Je me doute que quelqu'un dont le compteur tourne à l'envers pour l'instant n'a pas intérêt à investir 5 000 à 8 000 euros dans une batterie. À partir du 1er janvier 2024, la réflexion des batteries individuelles va certainement évoluer.

Un dernier point sur les *prosumers*, nous avons parlé de compensation financière en cas de problèmes réguliers. Que pensez-vous de cette compensation financière ? BeProsumer en parle, y pense. C'est une proposition qui est arrivée sur la table ici aussi : à partir du moment où un *prosumer* paie une « taxe » pour utiliser le réseau et que cette taxe ne lui donne pas entière satisfaction, il serait logique de penser à une compensation par rapport à la non-effectivité de la possibilité d'utiliser le réseau. J'aimerais avoir votre avis là-dessus. Dans le cadre de ces compensations, est-ce une compensation prise en charge par la Wallonie ou par le GRD ? Je connais déjà peut-être votre réponse.

Je vous remercie pour vos deux présentations et pour les réponses que vous apporterez à nos questions.

M. le Président. – La parole est à M. Bierin.

M. Bierin (Ecolo). – Désolé, j'ai dû prendre la commission en cours. Nous avions une réunion du Bureau du Parlement ce matin, mais mon collègue, Laurent Heyvaert, était présent et m'a débriefé des éléments les plus importants de la discussion jusqu'ici.

J'ai deux interrogations principales.

La première porte sur la compatibilité entre les objectifs du plan Air-Climat-Énergie de la Wallonie, mais peut-être d'abord et avant tout sur les objectifs de RepowerEU qui s'imposent à nous. Nous avons eu l'occasion d'interroger le président de la CWaPE, M. Renier – j'imagine que vous avez bien pris connaissance des auditions précédentes –, où il s'inscrivait dans une optique de travailler avec le cadre légal existant. Pour moi, c'est déjà un sujet à discussion que le cadre légal existant. M. Renier avait l'air de prendre cela par le petit bout de la lorgnette, si vous me permettez l'expression, du cadre légal wallon existant. Je mentionnais les objectifs de RepowerEU. Nous savons qu'ils vont être contraignants et qu'il faut les mettre en place.

Il évoquait la possibilité d'une révision des tarifs en cours de route en fonction de la prise en compte de différents éléments et notamment d'évolution potentielle du cadre légal. J'imagine que ce n'est pas idéal de travailler de cette façon avec une certaine forme d'imprévisibilité sur des périodes de cinq ans, qui ne sont pas très longues. Quel est votre avis sur l'opportunité et les possibilités d'évolution de la méthodologie en elle-même ou des tarifs en cours de route pour notamment faire face à ces objectifs contenus dans le plan Air-Climat-Énergie et prévus en partie par RepowerEU ? Voici ma première question qui est assez vaste.

Ensuite, cela a été mentionné par les collègues, il y a cet enjeu du décrochage des onduleurs qui fait l'objet de beaucoup d'attention de façon légitime dans l'actualité. D'abord, nous pouvons partir du principe que cela vient au départ d'une bonne nouvelle, c'est-à-dire qu'il y a une multiplication des installations photovoltaïques et que c'est tout à fait positif pour la transition énergétique, mais il faut ensuite que les réseaux suivent et que les solutions techniques puissent se mettre en place.

Pourriez-vous entrer un peu plus en détail sur les solutions techniques existantes, leur rythme de déploiement, les indemnités à mettre en place ? De votre point de vue, quelles devraient être les conditions et les critères à appliquer ?

Pour compléter les propos de M. Douette, on a fait plus qu'évoquer la possibilité d'une indemnité, le ministre s'est clairement positionné pour aller dans ce sens, dans les cas où des solutions techniques à court terme ne sont pas possibles. Tout le monde devrait se pencher sur le sujet.

M. le Président. – La parole est à M. Bellot.

M. Bellot (MR). – Je voulais intervenir sur trois sujets.

Le premier, c'est celui sur la dégradation Moody's. Savez-vous déjà, financièrement, au niveau des taux d'intérêt, ce que le fait de passer d'A2 à A3 représentait pour vous en termes de *spreads* ? Avez-vous été contacté par ORES dans le cadre de la démarche entreprise par ORES ? Si oui, pourquoi ne vous êtes-vous pas joint ?

La deuxième chose concerne les problèmes de décrochage. Pour moi, le problème de décrochage n'est jamais que l'illustration de l'insuffisance des réseaux en entrée et sortie. Je veux dire par là que cela illustre combien les réseaux, dans l'autre sens, vont être en incapacité de fournir les énergies nécessaires lorsqu'on va électrifier la société et remplacer les carburants fossiles par l'électricité.

On sait qu'aujourd'hui la quantité totale d'électricité est facturée. En Belgique, c'est 90 térawattheures.

L'objectif est de passer à 160-170 térawattheures d'ici une quinzaine d'années, ce qui fait beaucoup. Quelle est la stratégie suivie à ce niveau-là dans l'équipement à la fois des zones urbaines et des zones rurales ? Allez-vous privilégier un certain nombre de zones par rapport à d'autres et comment ?

En ce qui concerne le décrochage des onduleurs : deux questions.

La première est une obligation de résultat qui est faite aux GRD. Toutes les solutions que l'on envisage par exemple de pouvoir aller rechercher l'électricité dans les batteries qui seraient rechargées, c'est une compétence uniquement du fournisseur d'électricité, pas du GRD. Le GRD est responsable du réseau. La gestion des flux relève des fournisseurs d'électricité.

Avez-vous des contacts avec les fournisseurs pour leur dire : « Êtes-vous prêts, vous, à mettre en œuvre, par exemple, comme dans certains länder en Allemagne, des onduleurs double flux connectés où le client met à disposition sa batterie, à la fois pour recharger avec ses panneaux solaires, mais aussi des fournisseurs d'énergie pour essayer de résoudre le problème du quart-horaire ou en tout cas de l'atténuer » ?

Autre point, vous avez indiqué que vous vouliez modifier notamment les postes de transformation. On m'a dit que l'on pouvait déjà trouver des solutions au niveau des pôles de transformation en remplaçant les transformateurs classiques en transformateurs autorégulants. C'est-à-dire que lorsqu'il y a une grande production d'électricité, on paramètre le transformateur d'une autre façon que quand il faut fournir beaucoup d'électricité. Y a-t-il là, déjà, des analyses qui ont été faites à votre niveau ?

Enfin, on suppose – mais ce n'est pas que l'on suppose –, on voit que le prix de l'énergie va augmenter dès l'instant où la méthodologie tarifaire consiste à prendre en référence des années antérieures, une plage d'années antérieures. Cela veut dire que vous allez toujours devoir courir vers une sorte de rattrapage puisque les coûts de l'électron ne vont qu'augmenter. Et cela, c'est un marché ouvert. La crainte n'est-elle pas que finalement les GRD soient la variable d'ajustement pour tenter de contenir le prix vers le bas et finalement d'être un frein à l'électrification de la société ?

Vous avez indiqué que la CWaPE a accepté de revoir la méthodologie tarifaire avec la clause de révision. Cette clause sera-t-elle suffisamment capable d'anticiper les investissements qu'il va falloir faire ?

On est dans des perspectives à 2030, à 2050. Le préalable à tout cela est de choisir un mix énergétique, avec une vision à long terme de ce mix énergétique, puisque l'on sait que tous les outils de production électrique prennent des décennies pour être mis en place.

Certains plaident pour le nucléaire ou la fusion nucléaire, d'autres...

L'énergie renouvelable en Belgique ne sera jamais capable, dans l'état actuel des connaissances, de dépasser 25 % de l'année. L'année passée qui a été une année favorable, l'énergie renouvelable a représenté 7 % de l'énergie électrique consommée. Cette année, on est déjà autour d'environ 6 gigawatts solaires installés. Quand il y a plein soleil, il y a assez d'énergie fournie par les panneaux solaires pour toute la consommation belge. Si l'on va vers les 15-20, on va avoir de sérieux problèmes. C'est peut-être là que la transformation de cette énergie solaire en hydrogène est une solution. Il faut imaginer aussi la taille des investissements que cela représente ; c'est colossal.

Le rendement de la production d'hydrogène à partir d'électricité, c'est 30 % maximum au bout du cycle. Cela pose toute une série de défis, mais on est obligé d'aller dans cette voie.

Le mix énergétique qui va être choisi va conditionner vos réseaux. Il va d'abord conditionner le réseau Elia, puis il va conditionner votre propre réseau.

Finalement, c'est une équation à trois inconnues, sans avoir une vision d'un mix énergétique et que l'on s'y tienne. Une fois qu'il est décidé, il faut s'y tenir à long terme. Si à chaque changement de ministre, de gouvernement, d'alliance, et cetera, on dit que ce n'est plus ceci, c'est cela, le *process* industriel ne s'allie pas à des changements permanents de politique, c'est impossible.

Or, c'est un peu cela votre problème : c'est du *stop-and-go* ; une fois on va à gauche, une fois vers la droite – pas politiquement, mais dans les choix.

Pour rencontrer régulièrement des fournisseurs d'électricité, ils disent être dans l'attente. Quel est le choix du politique par rapport au mix ? Ils ne vont pas faire des investissements tant qu'ils n'auront pas une feuille de route claire, stable et à long terme.

Quelles sont votre réflexion et votre vision par rapport à cela ? Vous attendez des choix du monde politique. Ils sont difficiles à faire, il ne faut pas se cacher, il ne faut pas se voiler la face.

Je comprends l'inconfort qui est le vôtre, mais comment percevez-vous cette difficulté par rapport à l'organisation du réseau, compte tenu des choix qui seront faits du mix énergétique ?

(M. Douette, Vice-président, prend place au fauteuil présidentiel)

M. le Président. – La parole est à M. Hermant.

M. Hermant (PTB). – J'avais effectivement quelques questions. Vous en avez parlé, deux ou trois

collègues en ont aussi parlé : des scénarios différents pour arriver aux objectifs de 2030 que sont les -55 % de réduction de gaz à effet de serre.

Il y a le PACE, il y a les documents européens, et cetera. Cela veut bien dire que les coûts dont on parle aujourd'hui vont quand même être forcément différents.

À partir de cela, ce que nous voyons jusqu'ici, c'est qu'en fait, il va y avoir une augmentation probable des tarifs pour les gens. Le Gouvernement wallon a mis 214 millions d'euros pour investir dans la transition du réseau. Mais on parle de chiffres beaucoup plus importants au niveau des GRD. On parle de 1 milliard d'euros pour ORES, 800 millions d'euros pour Resa, si je ne me trompe pas. On va devoir aller chercher beaucoup, beaucoup plus d'argent que ce qui est prévu dans cette méthodologie tarifaire.

Il y a quand même un problème global dans le secteur énergétique où, d'un côté, on va aller chercher de l'argent dans les poches des familles pour résoudre ce problème d'encombrement, de réseau et de défi auquel le réseau de distribution est confronté, et d'un autre côté, les millions qui partent finalement chez Engie, chez les producteurs d'énergie, chez les boursicoteurs, au niveau européen. On parle de 389 millions d'euros de surprofits pour les trois premiers mois de l'année pour Engie et de 626 millions d'euros. Si la prolongation de la loi sur les surprofits du secteur énergétique avait été maintenue, ces 626 millions d'euros auraient pu rentrer dans les caisses de l'État pour justement investir, entre autres, dans le réseau pour diminuer les factures, et cetera. On voit là qu'il y a vraiment un système qui pour nous est complètement pourri. C'est le premier élément.

Deuxième élément : le responsable d'ORES le disait, une planification est nécessaire au niveau du secteur de l'énergie. D'autres en ont parlé, qui ne sont pas de la même tendance que le PTB. On voit là le problème de la dégradation de la note de Moody's sur base de décisions qui ont été prises de manière démocratique via le Parlement, via les discussions dans les intercommunales, et cetera. Le fait de réduire un peu la marge est un choix qui a été fait pour pouvoir investir dans le réseau. On voit que ces agences capitalistes, en fait, dégradent la note, qui aura de grands effets sur les finances des GRD. On voit que les nombreux coûts importants ne sont pas inclus dans la méthodologie tarifaire. On parle de revoir dans les années suivantes, des compteurs communicants, par exemple, qui ne sont pas inclus dedans. Il y a une nécessité – M. Bellot l'a dit – d'ajuster la haute tension et la basse et moyenne tension et donc de discuter avec les producteurs d'énergie à d'autres niveaux de pouvoir.

Tous ces éléments-là montrent que nous ne croyons absolument pas que le défi de la transition énergétique va se faire simplement avec la manière dont on est en train d'aborder le problème aujourd'hui. Selon nous,

selon le PTB, il est indispensable d'avoir un dialogue non pas avec toutes les parties impliquées au niveau wallon, mais d'avoir un secteur public énergétique où l'on parle justement de la production haute tension, du réseau de distribution, du réseau de transport, et cetera, pour réussir ce défi.

Dès lors, selon nous, la seule manière d'y arriver, c'est d'arriver à un secteur public énergétique, au moins au niveau de la Belgique. Dès lors, je voulais vous interroger là-dessus. D'autres ont parlé justement de la production publique de stockage public, même au MR. Je pense qu'il y a une réflexion sur le nécessaire stockage au niveau des GRD, ce qui est tout à fait rationnel. Entre autres, le MR le défend aussi.

Il y a une nécessité de planification, de prise en main publique, surtout dans un secteur où l'énergie renouvelable est intermittente, où il y a une nécessité d'harmoniser la production à haute tension, à la basse tension, et cetera. Je voulais donc vous entendre là-dessus. Ne va-t-on pas droit dans le mur ? Ne faut-il pas réfléchir un peu *out of the box*, en dehors de ce que l'on connaît actuellement ?

On le voit, les factures des familles – on en parle dans la presse – risquent d'augmenter très fortement dans les mois à venir.

On parle de clauses de révision des tarifs pour les cinq prochaines années avec, vu les coûts, des augmentations probables de facture. Comment voyez-vous ces augmentations de facture ? Par exemple, au niveau de Resa, certains disaient que l'augmentation de la consommation d'électricité allait compenser l'augmentation des coûts puisque, plus on consomme d'électricité, plus on va devoir payer des coûts de frais de réseau. Ces augmentations de rentrées financières pour les GRD suffiront-elles ou y aura-t-il une grosse adaptation à faire dans les années à venir, dans le cadre existant et dans ce qui est connu ?

Au niveau du décrochage des onduleurs, j'ai la même question que M. Douette. La tarification incitative, selon nous, ne va pas avoir d'effets ou très peu. Cela va-t-il suffire à résoudre ce problème ?

Au niveau de la compensation financière des *prosumers*, il y a une grosse responsabilité du politique et des choix que l'on fait au niveau de l'organisation du secteur. Est-ce aux GRD seuls à prendre en main cette compensation ? Nous ne le pensons pas, pour deux raisons.

D'abord, parce qu'il s'agit là d'argent de la facture des ménages. Est-ce donc normal que toutes les familles paient pour ce décrochage alors qu'elles n'ont aucune responsabilité dans le décrochage des onduleurs ? C'est un choix qui a été fait par le passé d'organiser le réseau tel qu'il est aujourd'hui. La deuxième raison est que la responsabilité est principalement politique. N'est-il donc pas indispensable que ces indemnités se

fassent de la part du Gouvernement wallon, plutôt que des GRD ?

(M. Hermant, Président, reprend place au fauteuil présidentiel)

M. le Président. – Je propose à nos invités du jour de répondre.

La parole est à M. Simon.

M. Simon, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution Resa. – Merci pour vos nombreuses questions et réflexions. Il y en avait beaucoup, ce qui justifie d'autant plus cet espace de partage et de dialogue.

Je vais essayer de répondre à un certain nombre de choses. Il y aura aussi dans ma réponse quelques réflexions, et non pas des réponses bien affirmées. Je me dois de rester humble et modeste par rapport à un secteur qui est en pleine révolution.

Certains disent – c'est ce que j'ai entendu au CIRED à Rome il y a 15 jours – que l'on est probablement, pour nos sociétés occidentales développées, dans un enjeu aussi important que la reconstruction après la Deuxième Guerre mondiale. On voit que si l'on veut atteindre cette décarbonation de la société nécessaire pour le climat et les générations futures, il y a des investissements colossaux à faire.

J'ai essayé de reprendre toutes vos questions et réflexions, avec ordre et méthode.

Je vais commencer en revenant à la méthodologie tarifaire, pour laquelle on est arrivé à un point d'équilibre. On aurait souhaité plus. Il est vrai que la méthodologie tarifaire, telle qu'elle a été définie, a pris en considération selon nous des scénarios de transition énergétique un peu dépassés ou un peu désuets. Le consultant de la CWaPE, Schwartz and Co, s'est basé sur des scénarios qui remontent à il y a quelques années. Entre-temps, il y a eu des décisions politiques importantes : sur le plan européen, avec la décarbonation de la société, et sur le plan wallon.

Nous, dans tout ce débat, nous avons amené d'autres scénarios. Nos scénarios sont-ils les bons ? Peut-être pas. Nous n'avons pas une boule de cristal et nous ne voyons pas exactement vers quoi nous allons nous diriger.

D'autres scénarios circulaient : ceux d'Elia et Fluxys, ceux des villes en Flandre, ceux du GRD flamand, ceux d'universités. Et nous avons proposé de prendre une moyenne de ces scénarios, ce qui n'a pas été fait. Donc, nous avons obtenu la clause de révision. C'était un sujet fondamental pour nous, parce que c'est bien d'avoir de la prévisibilité à l'horizon de cinq ou six ans. Cela peut paraître loin et en même temps, c'est trop court. Il est dangereux à mon sens de figer et de couler

dans le marbre des scénarios. Nous avons pu obtenir cela.

Cette clause de révision sera-t-elle praticable ? Nous le verrons à l'usage. C'est difficile de le dire a priori. Cela nous semblait toutefois important parce que nous avons eu l'humilité de reconnaître que nos scénarios n'étaient peut-être pas les bons et nous avons également eu la faiblesse de penser, dans les discussions, que ceux qui étaient retenus par la CWaPE n'étaient probablement pas les bons non plus.

Nous avons donc défini cette clause de révision.

Néanmoins, la méthodologie, et vous l'avez souligné, engendre 600 millions d'euros d'investissements complémentaires, pour vraiment tenir compte de la transition par rapport aux budgets d'investissement qui sont prévus pour le *Business as Usual*.

Donc, ces 600 millions d'euros ne sont pas rien. Il y a, en effet, les 215 millions d'euros supplémentaires d'un budget de smartisation. C'est vrai que nous avons gardé le terme, mais avec ce budget-là, nous allons faire d'autres choses que de la smartisation. Cela nous porte à environ 800 millions d'euros complémentaires sur la période. Ce n'est pas rien et il faut le faire. C'est un enjeu très important pour nos organisations.

Sur le prix de l'énergie, il est évident que cette méthodologie tarifaire va automatiquement générer une augmentation des revenus autorisés des gestionnaires de réseau, donc des enveloppes de coûts qui se répartissent ensuite dans des grilles tarifaires. S'il y a une augmentation des revenus autorisés, il y a automatiquement une augmentation des tarifs de distribution.

Je pense que ce que nous devons absolument faire, et vraiment c'est un leitmotiv des GRD, c'est contenir ce prix. Puis, essayer d'avoir une réflexion sur le prix en euros d'un kilowattheure distribué. Si nous faisons des investissements complémentaires dans les réseaux, c'est pour permettre aux citoyens de consommer plus d'énergie électrique demain : la mobilité, la pompe à chaleur. Si Resa a l'ambition de passer son réseau de 2,5 kilovoltampères de puissance moyenne à 6,66 kilovoltampères, c'est parce qu'il s'attend à une augmentation de la consommation d'énergie. Il faut investir dans les réseaux pour permettre cette utilisation plus importante de nos réseaux de distribution.

Il est vrai que les tarifs de distribution pourraient monter dans l'absolu, mais peut-être pas en euros à l'unité de kilowattheure distribué. C'est important parce que nous ne connaissons pas encore aujourd'hui précisément les effets volumes. Il faut aussi savoir que les citoyens vont voir une partie de leur facture énergétique globale – qui comprend aujourd'hui les énergies fossiles, ne serait-ce que de l'essence ou du diesel pour la voiture ou pour une chaudière – qui va se

transformer en facture d'énergie électrique. Finalement, ce qu'il faut voir, c'est la facture globale de l'énergie des citoyens à l'avenir. Bien sûr, il y a des prévisions, des analyses, des scénarios, mais il est difficile de mesurer les choses correctement.

Je reviens à une intervention de M. Bellot. Une de nos craintes dans cette méthodologie tarifaire était qu'en effet, le prix de l'énergie influence tellement le régulateur que la régulation, qui ne se fait que sur les GRD, soit une variable d'ajustement de la facture et ne permette dès lors pas la transformation énergétique de la société.

Je voudrais rappeler – parce que l'on dit toujours que les GRD coûtent cher en Wallonie – que quand on ne prend que la composante pure distribution, c'est-à-dire en enlevant tout ce qui est paradistribution que l'on nous a imposé, où l'on ne fait finalement que le facteur ou le percepteur pour d'autres, la composante « distribution » est de l'ordre de 10 % en électricité et de l'ordre de 8 % en gaz. Quand on enlève les OSP, quand on enlève la redevance de voirie, quand on enlève la TVA sur la distribution, et cetera, le coût pur de la distribution est relativement limité et l'on a vu, depuis la libéralisation, que les GRD électricité et gaz ont vu leurs tarifs diminuer en valeur réelle puisque leurs tarifs ont moins augmenté que l'inflation sur la période, c'est important de le noter.

Il n'empêche que nous devons rester vigilants. Mais les investissements complémentaires vont se traduire au travers de la méthodologie sur les tarifs. C'est la raison pour laquelle nous sommes favorables à l'enveloppe qui a été octroyée par le Gouvernement pour à la fois doper la transition et pour faire en sorte que ce budget ne pèse pas directement sur la facture énergétique du citoyen, même si ce sont des moyens publics qu'il faut dégager. In fine, les moyens publics viennent d'une autre façon des citoyens.

La tarification incitative est un autre élément important. Nous ne croyons pas non plus à un changement des comportements très rapide. Néanmoins, on annonce différentes plages horaires ; quatre plages horaires à l'horizon 2026 – c'est demain – pour remplacer aujourd'hui, pour la plupart des consommateurs, deux plages horaires, c'est-à-dire jour et nuit. Mais le jour-nuit, quand cela a été créé – jour nuit plus le Week-end – tout le monde y a quand même adhéré et aujourd'hui c'est ancré dans les comportements. Je pense que, dans quelques années probablement, les plages horaires vont entraîner des changements de comportements importants. Mais il faudra du temps. Néanmoins, cela va nous aider. Tout comme vont nous aider des outils de flexibilité.

Nous devons, nous GRD avec Elia, travailler à des outils de flexibilité. Nous sommes en train de travailler avec Elia et nous pensons même créer un véhicule juridique commun pour développer des outils de

flexibilité qui vont permettre aujourd'hui de gérer ces charges énergétiques plus facilement, avec des outils à mettre en place. Elia a annoncé la semaine passée que sans flexibilité, nous aurons d'énormes problèmes d'approvisionnement d'énergie et donc nous devons vraiment travailler sur cette question. Ce n'est pas la panacée, c'est un outil parmi d'autres. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle nous avons plaidé depuis longtemps, et vraiment si ce texte peut être voté par vos soins très prochainement, nous serons les premiers heureux : c'est le déploiement massif des compteurs communicants. Vous allez entendre tout à l'heure un représentant de Fluvius, dont 60 % du parc est déjà équipé de nouveaux compteurs communicants. Ils ont décidé de le faire sur la législature 2019-2024. Ils tiennent les objectifs et ils sont un peu en avance sur nous, précisément sur des outils de flexibilité parce qu'il faut des moyens modernes. Ce n'est pas le vieux compteur et la donnée que ce vieux compteur nous donne – des données qui ne sont pas en temps réel ; il s'agit de données du passé – qui vont améliorer la gestion énergétique, créer de nouveaux outils en regardant ce que l'on a consommé et en regardant dans le rétroviseur. C'est vraiment cela, aujourd'hui, les données que nous avons, ce sont des données qui sont passées. Ces compteurs communicants ne sont pas la panacée. C'est juste un outil qui va nous apporter de la donnée et qui va nous permettre de déployer d'autres outils.

Nous avons également parlé de moyens de production. Il est vrai que les GRD ont, dans le décret, la possibilité de produire de l'énergie, uniquement de l'énergie verte, de l'énergie renouvelable, pour couvrir nos besoins propres et nos pertes en réseau.

Il faut savoir que dans un réseau d'énergie électrique, les pertes sont importantes. Resa, par exemple, est aujourd'hui le premier acheteur d'électricité par marché public sur sa zone. Le premier acheteur achète plus d'énergie que l'industriel qui en consomme le plus. C'est vous dire à quel point ces enjeux d'achats d'énergie pour les pertes en réseau sont importants.

Malheureusement, dans la méthodologie tarifaire, le régulateur a laissé les coûts d'achat d'énergie en coûts contrôlables, alors que nous n'avons aucune maîtrise sur ces coûts. Ils ne sont absolument pas contrôlables. Nous plaitions pour que ce soient des coûts non contrôlables.

Par ailleurs, en Resa notamment, nous avons décidé il y a quelque temps de lancer des réflexions pour produire nous-mêmes notre énergie, pour compenser nos pertes en réseau et nos besoins propres. C'est ainsi que nous avons obtenu récemment deux permis pour des champs photovoltaïques.

Le débat avec le régulateur sur cette question est très difficile. Bien que cette possibilité soit inscrite dans le décret – il est clairement mis dans un décret du

Parlement wallon que nous pouvons produire pour nos besoins propres –, les débats réglementaires sont vifs et contradictoires.

On ne sait toujours pas si l'on pourra le faire. Nous avons le permis, et nous réfléchissons aussi à peut-être céder les permis à d'autres institutions ou à d'autres sociétés. Quand bien même on pourrait le faire, on ne connaît pas encore aujourd'hui très clairement le traitement réglementaire de cette production.

C'est dommage, parce qu'à l'époque, quand on a décidé de se lancer dans cette production de panneaux photovoltaïques – c'était il y a trois ans –, on n'était pas encore dans la crise du prix. On voulait le faire parce que nous pensions que la production photovoltaïque permettait modestement de répondre au déploiement de nouvelles unités de production renouvelables et donc de participer aux objectifs climatiques, de se donner une touche de défenseurs du climat. Ce n'était pas nécessairement pour le prix.

À l'époque, comme l'a dit M. Deleuze, le mégawattheure que l'on achetait sur les marchés était à prix raisonnable de l'ordre de 50 euros.

Cependant, pour déployer ces projets de production, cela prend, comme M. Bellot l'a dit – et encore, ce sont des dossiers assez faciles, ce n'est pas construire une nouvelle centrale TGV ou une nouvelle centrale nucléaire –, quelques années.

Il serait utile de permettre aux GRD, voire à d'autres entités publiques, de se lancer dans des moyens de production. Nous en aurons besoin, et nous sommes en train d'y réfléchir avec une autre structure proche du GRD et de Resa. Nous discutons avec notamment la société SOCOFE, mais aussi avec les actionnaires d'ORES, pour nous lancer dans des activités à l'échelle wallonne qui permettraient de répondre à des défis énergétiques, complémentaires aux investissements des GRD.

Les défis énergétiques sont très importants. C'est vrai que nous appelons de nos vœux une coordination énergétique, une alliance énergétique. C'est important de le faire.

Nous le faisons sur le plan des opérateurs de réseau, puisque nous participons aux travaux de Synergrid. Synergrid est une société belge qui reprend les deux transporteurs – Elia et Fluxys – et l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution.

Je dois vous avouer que les débats sont positifs et constructifs. Il ne faut pas éluder, dans les stratégies, la question de la répartition des compétences qui est parfois un peu problématique dans notre pays – ce n'est pas à vous que je vais l'apprendre.

Les deux transporteurs dépendent d'un autre régulateur et du Fédéral. Les GRD ont, selon qu'ils sont

wallons, flamands ou bruxellois, des régulateurs différents. Quand vous mettez quatre régulateurs – la CREG, la VREG, BRUGEL et la CWaPE – ensemble, c'est aussi compliqué que de demander à quatre juristes une analyse précise sur un texte. Il peut y avoir des divergences de vues.

Par ailleurs, il peut y avoir des divergences de vues et il peut y avoir aussi des législations différentes. Il faut donc aussi une coordination très poussée sur le plan national, notamment à travers des Comités de concertation, parce que, parfois, on est heurtés, dans des développements que l'on veut faire, parce que l'on en fait beaucoup, avec nos collègues flamands. On va en faire avec Fluvius, mais aussi avec Elia sur la flexibilité, parce que ce sont des enjeux qui dépassent de loin le territoire d'un seul GRD. Qu'il soit très grand, comme Fluvius, ou tout petit comme Wavre, les enjeux dépassent vraiment nos frontières. On se heurte donc parfois à des différences de législation, voire de régulation.

On appelle dès lors de nos vœux cette alliance énergétique, parce que, de loin, cela dépasse le secteur de l'énergie. On voit aujourd'hui que cela touche à la mobilité, la mobilité électrique. J'ai parlé, tout à l'heure, d'un plan de puissance – et je pense que M. Grifnée vous en a parlé également –, qui est une de nos préoccupations majeures. En effet, il s'agit de s'assurer que la Wallonie aura un plan de puissance suffisant et qu'Elia pourra alimenter correctement nos zones là où nous en avons besoin. Je pense qu'il faut cette alliance énergétique en Région wallonne pour parler, Monsieur Douette, de l'ensemble des sujets, dont le financement.

Eu égard au financement, une partie vient en effet de la méthodologie tarifaire. Une autre, à mon sens, doit venir d'autres budgets wallons parce que les enjeux dépassent de loin le secteur de l'énergie : cela touche à l'économie, à la mobilité, aussi à la précarité énergétique. Il faut le dire. Nous avons besoin de cette alliance pour parler à la fois de financement, à la fois de moyens de production, à la fois de distribution, de transport et de plan de puissance. Nous avons fait un certain nombre de propositions au Gouvernement wallon.

C'est aussi par cette alliance énergétique qu'une stratégie énergétique doit être définie, notamment pour le gaz. C'est une de nos vraies inquiétudes aujourd'hui. On a un réseau, que ce soit ORES ou Resa, qui, grosso modo, vaut 40 % de la valeur de nos entreprises. À qui appartiennent ces actifs ? Ils appartiennent à la collectivité, in fine à des communes. Ils sont là, enfouis sous nos pieds. Que fait-on de ces réseaux ?

Aujourd'hui, c'est une vraie inquiétude. Nous venons d'arrêter des projets d'extension de réseau, ne sachant pas quelle était la politique. En effet, quand on investit, on amortit ensuite sur 50 ans. Où serons-nous, dans 50 ans, sur le plan énergétique ? On ne sait pas le

dire. Chaque choix d'investissement va peser sur les finances de la société. Nous voulons dès lors les prendre en toute connaissance de cause. Pour avoir cette parfaite connaissance, il faut que nous ayons une vision à long terme.

C'est la raison pour laquelle on plaide pour cette alliance. La politique énergétique ne doit pas, à notre sens, dépendre de changements de majorité. On doit essayer de tracer une feuille de route à l'horizon 2050 qui reprend les objectifs fondamentaux de décarbonation de la société. Quand vous regardez les politiques climatiques, probablement que 75 % de celles-ci sont des politiques énergétiques.

Nous essayons, dans le gaz, de nous projeter dans un certain nombre de choses qui ne sont pas de notre ressort. Je pense à l'hydrogène, au CO₂ ou encore au CH₄ synthétique. Aujourd'hui, il n'y a pas encore de mission clairement définie et nous plaidons pour un rôle parce que nous avons la propriété de ces réseaux au nom des communes. C'est la raison pour laquelle nous sommes, nous, chez Resa, avec probablement un peu d'imprudance ou, comme certains le diront, avec un peu trop d'audace, rentrés dans des projets que nous ne pouvons pas réaliser. Nous verrons où nous logerons ce projet. Nous avons introduit un dossier dans le cadre du Plan de relance avec Fluxys, Engie, John Cockerill et différents partenaires pour essayer de reformer des chaînes hydrocarbonées, neutres en carbone, impliquant la capture de CO₂ et la fabrication d'hydrogène. Avec cela, on sait refaire du CH₄, du méthane synthétique.

Si l'on continue la chaîne hydrocarbonée – je ne suis certes pas chimiste –, on peut même fabriquer un fuel neutre en carbone qui va être utile pour l'aviation et pour le transport fluvial très important en terre logistique wallonne si l'on veut désengorger les routes. Une péniche électrique, je n'y crois pas non plus. Il y a, en outre, tout le secteur agricole.

On s'est lancé là-dedans, non pas pour gérer cela nous-mêmes, mais pour être un facilitateur public, parce que l'on aura besoin, demain, d'avoir potentiellement du CH₄ ou du biométhane ou d'autres choses. On a lancé des projets en biométhane ; on verra où on les logera. Aujourd'hui, on en est aux études. L'objectif est d'utiliser nos actifs de réseau avec du gaz de demain. On le fait aujourd'hui sans confort législatif, parce qu'il y a encore beaucoup de textes qui doivent être votés. Toutefois, on n'a pas non plus envie de rester au bord du chemin et d'attendre. C'est notre rôle aussi d'être proactifs. Si ce n'est pas le GRD qui a cette mission, nous apporterons le fruit de nos études dans d'autres structures publiques avec lesquelles nous sommes en train de discuter. J'ai parlé de la SOCOFE et de quelques actionnaires d'ORES ; il y a aussi, dans chaque région de Wallonie, des *invests*, sans oublier les outils économiques wallons, comme Wallonie Entreprendre, qui a aussi un volet « financement ». On

doit aujourd'hui, dans cette alliance, fédérer tous les efforts qui sont faits par les sociétés publiques.

Concernant la stratégie de déploiement de nos réseaux, il y a aujourd'hui énormément de réflexions. Nos plans industriels – sans être péjoratif pour les équipes qui les ont préparés – sont de grandes *guidelines*. On a évalué des montants. Comment va-t-on se déployer exactement ? On a bien quelques indications, mais nous venons de créer, chez Resa, une toute nouvelle direction, alors que tous les profils techniques étaient disséminés dans différents services, afin d'avoir une vraie direction transversale « Stratégie et transition ». Il s'agit pour elle de mettre à jour les scénarios, parce que ce sont eux qui vont vraiment nous aider, le cas échéant, à demander que l'on active la clause de révision. Dans cette nouvelle direction, il y a un volet fondamental qui porte sur l'innovation. Beaucoup de choses peuvent, en effet, être déjà faites avec nos réseaux existants. Il ne faut donc pas non plus tout changer. Il y a des choses à améliorer. J'entendais la réflexion de M. Bellot sur les postes de transformation. Oui, nous devons utiliser aujourd'hui des méthodes plus modernes qui vont aussi nous permettre une plus grande prévisibilité de nos réseaux. Nous avons désormais une équipe dédiée à cela.

Concernant le décrochage des onduleurs, c'est une vraie problématique. Aujourd'hui, chez Resa, cela reste une problématique relativement limitée. On voit néanmoins que cela s'accélère et l'on doit se préparer. Nous avons aussi mis sur pied des équipes pour intervenir. Je pense que l'on pourrait intervenir dans une grande majorité des cas de façon efficace. Nous avons d'ailleurs des projets pilotes qui tendent à le démontrer.

Il y a déjà des travaux assez simples à faire, comme équilibrer les phases ; on voit que cela fonctionne. Il faudra faire des investissements à prioriser. Il y a, par ailleurs, tout le débat sur l'indemnisation. C'est évidemment un choix qui doit être fait par le monde politique ; nous appliquerons les choses.

Il est un peu dommage pour les GRD de dire, depuis quelques années, que nous avons besoin de financements complémentaires, qu'il nous faut une méthodologie différente. On a essayé d'entamer ce dialogue avec la CWaPE. Nous avons entamé les discussions voici deux ou trois ans et nous attirions l'attention sur les scénarios et le fait que cela allait avancer plus vite. Quant à la crise du prix de l'énergie, on s'attendait évidemment à ce que tous ceux qui avaient les moyens et qui ne l'avaient pas encore fait amènent au déploiement de panneaux. Pendant longtemps, on a trouvé – malheureusement – que nous n'avions pas beaucoup d'écoute. Aujourd'hui, nous sommes aussi, quelque part, victimes de cela, et l'on devrait indemniser. Je comprends que celui qui a fait un investissement souhaite profiter des mécanismes légaux en place. C'est un débat qui est plus de nature politique.

Parfois – pour l’anecdote –, quand on en discute, on se dit aussi « pourquoi ne pas demander – et je caricature à dessein, n’y voyez pas de provocation – à être indemnisé par le SPW MI routes et autoroutes, quand il y a des travaux qui durent trop longtemps, que cela crée des bouchons, et que l’on arrive en retard au travail, menant à une perte de productivité ? Cela coûte cher aux entreprises, et cela coûte cher aussi aux travailleurs ». C’est pour vous dire que ce sont des réseaux publics et que parfois, il faut y consentir les moyens pour que tout se passe bien. S’il y a une indemnisation aujourd’hui, le régulateur nous dit que ce sera un coût contrôlable, et pas un coût non contrôlable. C’est un coût qui pourrait ne pas être pris en charge par le régulateur. Le résultat des courses est que l’on diminue les moyens des GRD.

Je pense que ce n’est pas la meilleure des façons d’agir ; la meilleure façon d’agir – et l’on va le faire – est d’investir sur le réseau de façon active, mais aussi de façon ciblée pour limiter au maximum ces décrochages. Si indemnisation il doit y avoir, nous plaidons pour un mécanisme simple et facilement applicable. Nous plaidons aussi, comme je l’ai dit, pour que le déploiement massif des compteurs intelligents puisse se faire.

Avant de laisser mon collègue et ami, M. Deleuze, vous parler, j’aimerais aborder la note « Moody’s » de Resa. Nous avons appris jeudi dernier la dégradation de cette note, c’était au lendemain d’un conseil d’administration de Resa qui a décidé de ne pas aller en recours contre la méthodologie tarifaire ; et à la veille du dernier jour de dépôt d’une éventuelle plainte. C’est pour cette raison que nous n’avons pas été en recours. Je crois savoir qu’au niveau d’ORES, ce n’est pas ORES qui a attenté le recours, mais bien les actionnaires d’ORES sur les paramètres de la marge bénéficiaire équitable. Cette dernière est ce qui rémunère les actionnaires, ou en tout cas qui permet de donner un rendement à un réseau – la RAB –, qui est la valeur de réseau détenue in fine par les actionnaires. Si nous avions eu cette information de Moody’s quelques jours plus tôt, il est fort probable que l’opportunité de déposer un recours aurait été analysée différemment. Forts de cette mauvaise nouvelle, qui est la dégradation de la note, nous allons interpellier le régulateur avec les arguments de Moody’s.

Les conséquences financières aujourd’hui ne sont pas encore évaluées correctement. Tout cela dépend aussi de la réceptivité des marchés. Nous restons avec une note A, A3. C’est la même que Fluvius en Flandre ; cela reste une bonne note. Nous restons dans la catégorie de ce qu’ils appellent *investment grade*, ce qui veut dire toujours bien coté pour des investissements stratégiques. Néanmoins, c’est tout de même un signal donné au régulateur. Je ne sais toutefois pas vous répondre avec précision sur les effets. Il est probable que cette dégradation de la note, couplée par ailleurs à une hausse des intérêts, va conduire à des coûts et des

charges financières de l’emprunt qui seront plus élevés. Nous restons dans un secteur où la capacité d’emprunt reste grande. Nous sommes en train de discuter avec la Banque européenne d’investissement pour lever des fonds. Elle est assez réceptive, c’est une bonne nouvelle. La capacité d’emprunt reste donc grande ; le problème est le coût de cet emprunt et la hauteur des charges financières. En effet, dans la méthodologie tarifaire, la WACC, c’est-à-dire le taux de rémunération des capitaux investis que l’on applique sur la valeur de réseau, est à 4,027 %.

Toutefois, quand on décompose la WACC, ce taux de rendement, il y a un taux pour l’*equity*, c’est-à-dire pour les fonds propres du GRD, et il y a un taux pour la dette des GRD. Ici, le coût de la dette n’est plus, dans la nouvelle méthodologie tarifaire, que de 3,082 %. Je lisais ce matin, sur un site internet, que le taux OLO à 10 ans était déjà supérieur à 3,082 %. Il est absolument impossible d’obtenir généralement un meilleur taux d’intérêt que le taux OLO à 10 ans qui est déjà, en l’occurrence, plus élevé que cela. Cela signifie que, à mon avis, si l’on devait lever demain, on serait à 3,5 %, voire 4 %.

Cela veut dire que la méthodologie tarifaire ne nous permet pas de supporter le taux d’intérêt de la dette et que, dès lors, cela va venir dégrader notre marge bénéficiaire équitable. Nous allons, par conséquent, aller piocher dans ce que nous investissons sur les fonds propres pour les réseaux ou sur les dividendes des actionnaires.

Cela me permet de rebondir sur les dividendes des actionnaires. C’est un débat d’actionnaires. Ce n’est pas un débat qui revient au directeur général d’une société. Je peux juste vous dire que, la plupart du temps, les actionnaires nous en demandent un peu plus et nous leur répondons qu’ils vont chaque fois en avoir un peu moins. Pourquoi ? Quand je dis « un peu moins », chez Resa, nous nous cédon 33 % de notre résultat net en dividendes, ce qui est vraiment un ratio très raisonnable, pour ne pas dire peu élevé. Dans cette marge bénéficiaire équitable, 33 % étaient pour la rémunération des dividendes, 42 % pour les investissements sur fonds propres pour les réseaux. Le reste était pour couvrir les intérêts de la dette et rembourser des emprunts.

Cela va devenir beaucoup plus élevé dans la future méthodologie tarifaire, puisque les charges financières et les intérêts de la dette vont considérablement augmenter. On ne saura donc pas faire saigner une pierre, ce sera soit moins de dividendes, soit moins d’investissements sur fonds propres. Si c’est moins d’investissement sur fonds propres, cela veut dire qu’il faut s’endetter encore un peu plus, avec les conséquences et les effets boule de neige dont j’ai parlé.

Il est vrai qu’il y a beaucoup d’interrogations et d’inquiétudes.

Je terminerai – peut-être avant d’y revenir dans le débat – par vous dire que, aujourd’hui, dans le secteur de l’énergie, personne n’est très serein. Quand on se voit, quand on discute des enjeux, des budgets, des financements et quand on voit toutes ces prévisions, à la fois d’Elia, de Fluxys, des autres GRD, parce que l’on partage beaucoup, on a des inquiétudes. Je dis parfois même que l’on a peur. Il faut réussir. On n’a pas le choix. C’est une évolution de la société.

Néanmoins, en effet, on est parfois atteints de beaucoup de doutes. C’est la raison pour laquelle nous plaçons vraiment pour cette alliance énergétique, de sorte que nous puissions trouver le plus large socle commun afin de définir une stratégie énergétique partagée en Région wallonne.

M. le Président. – La parole est à M. Deleuze.

M. Deleuze, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution AIEG. – Je ne reprendrai pas l’ensemble des thèmes qui viennent d’être abordés par M. Simon, puisque je vais essentiellement essayer de compléter par des informations dont nous disposons.

Une question récurrente était liée aux subsides que les GRD pourraient obtenir dans le cadre de la transition énergétique. La question générale est : « Qu’allez-vous en faire ? » Dans un premier temps, le dossier que nous avons transmis nous permettrait de compléter ce qui a déjà été fait en grande partie, à savoir automatiser les cabines haute tension. Nous avons déjà automatisé l’ensemble de nos cabines divisionnaires, c’est-à-dire les plus importantes, et il reste à faire les cabines proprement dites « réseau », où il n’y a que deux ou trois entrées et sorties. C’est un des éléments.

Concernant le deuxième point – je rejoins ce qui a été évoqué par M. Bellot – nous avons proposé d’installer des transformateurs autorégulés. Nous ne pouvons pas en installer autant que nous l’aurions imaginé parce que les prix ont explosé.

Je vous donne une échelle de prix : un transformateur traditionnel qui coûtait 6 000 euros voici trois ans coûte aujourd’hui trois fois ce prix.

Avec les transformateurs autorégulés qui sont encore bien plus chers, vous imaginez bien l’impact que cela aura sur le subside.

Le troisième élément également évoqué, c’est le placement. On sollicite auprès de la CWaPE l’autorisation de placer, dans des armoires, en bout de réseaux – parce que c’est là que les problèmes se posent le plus lorsqu’il y a des décrochages –, un système de batterie qui ne démarrerait qu’au moment où la tension atteindrait 253 volts, à savoir le moment où il risquerait d’y avoir un décrochage chez les utilisateurs.

À un autre moment de la journée où il n’y a pas de soleil, on peut renvoyer l’énergie vers le réseau.

(Réaction d’un intervenant)

M. le Président. – Nous allons laisser M. Deleuze terminer ; vous aurez l’occasion de poser votre question par après.

M. Deleuze, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution AIEG. – Ce sont les trois éléments principaux que nous avons sollicités au niveau de ce subside global de 216 millions d’euros pour l’ensemble des GRD.

Au niveau des investissements de production, depuis quelques années, nous avons – cela avait d’ailleurs été suffisamment relaté dans la presse – créé un premier champ photovoltaïque. Celui-ci, qui est en service depuis pratiquement deux ans et demi, permet également à des moutons de s’abriter. On essayait d’utiliser des terrains impropres à la culture pour y placer des panneaux photovoltaïques ; en même temps, cela peut servir d’abri pour des animaux tels que des moutons.

J’ai essayé d’introduire un deuxième dossier identique. Il a été bloqué même si c’était dans le même concept. Cela se trouvait au centre d’un lotissement. Personnellement je n’ai jamais vu un agriculteur venir cultiver de la terre au milieu d’un lotissement. Je trouvais qu’il aurait été très approprié d’y avoir un champ photovoltaïque protégé au niveau visuel pour les riverains et en même temps utile pour abriter des animaux.

Dès lors, nous avons imaginé une autre solution. Elle a été mise en place au début de l’année dernière. C’était la location de toitures sur des bâtiments principalement publics où le bâtiment lui-même n’est pas énergivore. C’est une solution qui fonctionne très bien.

Malheureusement nous en sommes au quatrième investissement de ce genre et nous arrivons déjà aux limites autorisées. Parce que le décret permet aux GRD de produire de l’énergie verte pour compenser les pertes, mais malheureusement dans une certaine limite, à savoir que c’est vérifié au quart d’heure. À quel moment produit-on le plus ? En été. À quel moment consomme-t-on le plus ? En hiver. La comparaison entre chaque quart d’heure fait que l’on peut installer du photovoltaïque, mais dans les limites du quart d’heure qui nous est le plus préjudiciable. C’est toute la difficulté. Ce sont de longs débats – M. Simon l’a dit – avec la CWaPE, pour essayer de faire avancer les choses.

Comment ces dossiers ont-ils été traités par la CWaPE ? Mon idée de départ était simple : nous avons un marché public, nous achetons dans notre cas 12 millions de kilowattheures pour compenser les pertes en ligne, on installe du photovoltaïque, cela vient diminuer cet achat et cela permettrait de lisser le coût,

ce qui est à l'avantage de l'URD. C'étaient une charge et un produit identiques.

Dès l'instant où le coût devenait « supérieur au prix d'achat de l'énergie », c'était tout bénéfice pour l'URD, s'il était en dessous, c'était à charge du GRD. Cela n'a pas fonctionné. On m'a dit : « L'amortissement, OK, mais il n'est pas question que ce soit à la fois une charge et un produit. » On est quand même très limité. On a aussi imaginé la possibilité de faire de la géothermie, mais le GRD peut, aujourd'hui, au vu de la législation, difficilement s'y coller. Parfois, je suis un peu brut de décoffrage. J'ai envie de dire que la libéralisation du marché, à cause de la guerre en Ukraine et de l'explosion des prix, a montré ses limites. Je vais m'en expliquer. C'est une question qui a été posée par M. Lomba quand il parlait d'un vide juridique par rapport aux pertes. Vous le savez, les trois petits GRD rejoints aujourd'hui par Resa ont créé une structure qui s'appelle AREWAL et qui permet justement de réduire nos coûts et de les mutualiser.

Nous devons, pour les trois petits GRD, lancer un nouveau marché pour les pertes en 2022 pour l'achat des pertes 2023. Il s'avère que, à deux reprises, nous nous sommes retrouvés à n'avoir aucun fournisseur qui réponde à notre marché. Dans un premier temps, on m'a dit : « Vous n'avez aucun fournisseur parce que vous sortez des sentiers battus ». Oui, effectivement, j'avais sollicité la possibilité d'acheter en direct ou peut-être en tripartite, avec un accord avec un producteur d'énergie verte tel qu'un acteur de la biométhanisation, directement l'énergie à un prix fixé auparavant, en le garantissant dans la durée. Là, effectivement, je sors des sentiers battus, mais c'était tout à l'avantage de l'URD. Sans doute une des raisons pour lesquelles nous n'avons pas eu de réponse. Nous sommes revenus à un marché plus conventionnel, nous n'avions toujours pas de réponse. Pourquoi ? Parce que personne ne voulait prendre le risque. Trouvez-vous normal aujourd'hui que dans un marché libéralisé, le GRD lui-même ne trouve pas de fournisseur, avec les risques que cela implique ? Le jour où je suis arrivé à la CWaPE en disant : « Écoutez, si je n'en ai pas, je n'en ai pas, je vais me tourner vers le décret qui dit de se tourner vers son GRD. Désolé, le GRD, c'est moi, je paierai dans 30 mois ou dans 15 mois la réconciliation ». Évidemment, de façon catastrophée, on m'a dit : « Monsieur Deleuze, vous ne pouvez pas faire cela ». Mais c'est un risque.

Quand je dis que cela montre quand même les limites de la libéralisation, il y a peut-être des petits ajustements et ce n'est pas nécessairement au niveau belge, mais là ce sont des ajustements qui devraient être faits aussi au niveau des directives européennes et de leur transposition. J'ai parfois un peu l'impression, quand j'interroge le citoyen, que l'on a créé des usines à gaz et ils sont très peu à les maîtriser. Ceux qui les maîtrisent sont des gens souvent nantis, qui vont pouvoir profiter de ce que l'on met en place, mais ce

n'est pas nécessairement ceux qui en auraient réellement besoin.

Je rejoins M. Simon concernant la capitalisation de nos structures. Ce n'est évidemment pas à nous qu'il faut poser la question.

Est-ce votre métier ? Est-ce le rôle de la Région ? Faut-il participer à la transition énergétique, comme le Parlement souhaite le faire, par un subside extraordinaire ? La transition énergétique, on ne doit absolument pas la rater et l'on doit tous s'y impliquer. C'est la seule réponse que je peux donner.

M. le Président. – La parole est à M. Desquesnes.

M. Desquesnes (Les Engagés). – J'ai participé à une autre réunion en même temps, c'est toujours compliqué, mais j'ai pu suivre à distance l'exposé de MM. Simon et Deleuze.

Sans revenir sur les discussions et les réponses que vous avez déjà fournies, j'ai l'une ou l'autre réflexion ou point d'interrogation. J'ai entendu qu'en ce qui concerne les GRD, il y avait des demandes pour avancer sur certains métiers, notamment la production d'énergie verte. Je me pose la question, à savoir qu'il est compliqué de développer d'autres métiers que celui pour lequel le GRD a été a priori créé et où il exerce une fonction en termes de monopole.

Il y a toujours la question de l'arbitrage entre des intérêts qui deviennent propres du GRD et ses missions décrétales de départ. Il faut être prudent en la matière, quitte à ce que d'autres acteurs interviennent en partenariat dans le réseau.

Un autre point que j'aurais aimé soulever concerne ces fameux financements, la smartisation. On en a déjà beaucoup parlé, échangé ici. M. Simon nous a appris qu'il y a quelques jours, la notation Moody's de Resa a été dégradée en A3, certes, mais cela reste trois crans supérieurs à la Wallonie.

On a eu le débat il y a quelques jours au sein de ce Parlement, pour octroyer une subvention de smartisation accélérée et d'autres dépenses, Monsieur Douette, au profit des GRD, argent que la Wallonie n'a pas, qu'elle doit emprunter avec une notation moins bonne que celle de Resa. En l'occurrence, je pense qu'ORES n'a pas recours à un système de notation.

Quelle est la logique de dire que l'on fait un emprunt dans de moins bonnes conditions a priori, pour donner de l'argent à un autre opérateur public, – on parle de l'intérêt général – qui a un accès au marché aujourd'hui plus facile ? J'avoue que j'ai un peu de mal à suivre le raisonnement au-delà des dépenses et de savoir exactement ce sur quoi va porter cette smartisation.

Toujours dans le même débat de savoir où l'on va chercher des moyens pour financer cette transition, j'ai

entendu la démonstration de M. Douette tout à l'heure disant chez qui on peut aller chercher l'argent : la Région, et cetera.

Cependant, reconnaissons que le système a des trous. Ne faudrait-il pas commencer par colmater les trous ? Resa, AIEG, ORES – je ne sais pas si c'est le cas de la Régie de Wavre parce que c'est une situation juridique différente – et les intercommunales sont soumis à l'impôt des sociétés depuis quelques années.

J'ai regardé les comptes de Resa pour 2019, 2020 et 2021. Sur ces trois années, c'est 45 millions d'euros qui ont été reversés par les GRD, autrement dit par la facture des citoyens et des entreprises de Wallonie à l'État fédéral. N'y a-t-il pas là quelque chose à résorber ?

Il y a des éléments qui dépendent du législateur wallon, j'en conviens. C'est le législateur fédéral qui a fait le hold-up il y a quelques années. La Région wallonne pourrait agir. Je ne pense pas que la SWDE paie d'impôt sur les sociétés, pour prendre un autre *public utilities*.

Dans l'organisation comptable des GRD, n'y a-t-il pas aussi des solutions à développer ? Y a-t-il une réflexion sur ce volet, pour qu'au moins l'argent payé par chacune et chacun dans notre belle Région pour la distribution d'énergie ne soit pas utilisé juste à renflouer les caisses de l'État fédéral ? Chacun son métier, mais aussi chacun ses finances.

J'imagine que l'on a les résultats des comptes 2022 de Resa. J'aimerais savoir si M. Simon peut donner les bénéfiques. Quels est la part, les 25 % qui sont reversés à l'État fédéral, je ne dirais pas de façon volontaire, mais quasi, vu l'organisation actuelle en Région wallonne ?

Cela m'amène à une réflexion plus vaste. Peut-on avoir les résultats de l'AIEG par la même occasion et savoir si vous payez des impôts ? Les résultats étaient plus limités ces dernières années, de mémoire, de facto moins d'impôts.

Je vous ai entendu vous plaindre, en début d'intervention, ce matin, que vous étiez peu écoutés par la Région wallonne. Vous demandez à être davantage un partenaire en tant que GRD. Dans votre intervention, vous avez aussi parlé d'inquiétudes, comme opérateur, de peurs, et donc d'une certaine fragilité aujourd'hui du secteur. Vous avez beaucoup insisté sur le besoin d'une alliance énergétique.

M. Deleuze a démontré combien aujourd'hui l'accès aux marchés publics est compliqué. Il est, à mon sens, plus compliqué, lorsqu'on est plus petit, lorsqu'on est dispersé. On va entendre Fluvius cet après-midi et donc se pose la question, à un moment donné, de l'organisation du réseau wallon. Finalement, la division du réseau wallon, qui est le fruit d'une histoire, même s'il y a eu des rapprochements et des formes de

concentration, n'est-elle pas aujourd'hui une faiblesse des acteurs wallons ?

On est à l'échelle d'un continent sur le plan des marchés énergétiques. La Wallonie est une belle région, mais elle reste une région très modeste à l'échelle territoriale belge et à l'échelle territoriale européenne. Aujourd'hui, à part l'histoire, y a-t-il encore un intérêt à garder un nombre d'acteurs relativement important pour un territoire relativement réduit ?

Voilà les questions que je souhaitais adresser aux intervenants de ce matin, que je remercie déjà pour leurs réponses.

M. le Président. – La parole est à M. Lomba.

M. Lomba (PS). – On a déjà fait le tour de pas mal de choses et cela ne sert à rien de continuer à en débattre pour réentendre les mêmes choses.

Je formulerai deux ou trois réflexions sur la nécessité de se parler davantage. On a appelé cela l'alliance. On l'appelle tous de nos vœux. On pourra faire preuve de créativité, comme le fait notamment M. Deleuze, avec toute une série de solutions innovantes, créatives, qu'il y aurait lieu de partager, et pas qu'avec les acteurs du secteur de l'énergie. Je pense que l'on peut élargir le *scope* par rapport, par exemple, à l'utilisation des terres agricoles quand on parle des panneaux photovoltaïques. On peut facilement imaginer que l'on a aussi d'autres compétences régionales qui pourraient être mises autour de la table et qu'il serait utile de partager. Vivement cette table ronde ! Vivement cette réflexion commune !

Les GRD représentent quand même le service public. Ce sont des intercommunales. On est tous là pour la même chose, que ce soit la Région, que ce soient les communes, les GRD. Je ne vois pas qui a peur de qui à partir du moment où l'on est tous du secteur public. Je ne vois pas qui pourrait arnaquer l'autre. Cela n'a aucun intérêt d'être dans ce schéma. Je pense qu'il faut pouvoir se dire les choses.

On a parlé des dividendes. Effectivement, les dividendes nous renvoient de nouveau aux pouvoirs publics, aux communes, pour lesquelles ils constituent une ressource financière. M. Douette craignait de se tirer une balle dans le pied, mais on peut réfléchir à ce mécanisme des dividendes d'un service public par rapport à un autre service public et déterminer comment on peut, en se parlant, en étant intelligents ensemble, investir le bénéfice, ce qui est généré au profit de cette transition énergétique, qui, finalement, arrange tout le monde. Les communes, quand elles se plaignent auprès de leur GRD, c'est parce que les poteaux sont en mauvais état ou que les lignes sautent et qu'il y a des pannes. En Hesbaye, M. Douette a souvent critiqué l'état du réseau. Comment fait-on pour que l'on ne se rejette pas la balle, mais que, ensemble, l'on essaie un peu d'être intelligents et que l'on effectue cette

transition ? Finalement, cette transition, qu'elle ait lieu via la facture, via l'impôt, peu importe, sera quand même prise en charge essentiellement par les pouvoirs publics.

Quant aux bénéficiaires taxés et les taxations qui retourneraient au Fédéral, je suppose qu'il est possible d'être intelligents ensemble pour éviter de faire du bénéfice et pour que, plutôt que de faire du bénéfice, on fasse plutôt des frais et de l'investissement. Je suppose que cela doit quand même être possible quelque part. Quand je construisais une école dans ma commune, je râlais toujours parce que 21 % retournaient au Fédéral, alors que je créais un service public et que je faisais œuvre utile en investissant dans l'éducation. Je trouvais cela un peu absurde. C'est encore un autre débat, mais c'est le genre de chose que l'on pourrait partager autour d'une même table.

M. le Président. – La parole est à M. Douette.

M. Douette (MR). – Tout d'abord, merci pour l'ensemble de ces réponses, échanges, propositions et questionnements de votre part également. Il y a le mix énergétique et le mix relationnel lors de cette réunion.

Je vais repartir sur une des interventions de mon collègue, M. Lomba. Avançons dans cette alliance, et je peux vous dire que cela marche. J'ai des problèmes sur la magnifique commune de Hannut au niveau du réseau électrique. Nous avons pratiquement fait cette alliance : on se voit régulièrement dans l'avancée des travaux entre un pouvoir politique et notre GRD. Nous y avons même adjoint différents partenaires privés pour le développement de communautés d'énergie. On travaille également avec le GRD, et nous travaillons maintenant avec des projets de biométhanisation, de nouveau avec les mêmes partenaires.

Quand on est trois, quatre, cinq ou tous les intervenants autour de la table, chacun garde son pôle de compétences, son indépendance, et l'on peut développer des choses. Il n'y a même pas de jeu de ping-pong entre des mails, des appels de téléphone. Nous sommes tous à la même réunion et nous avançons. Je vous répondrai que nous ferons tout au niveau de mon groupe, pour que cette alliance, comme je vous l'ai expliqué, soit créée le plus rapidement possible.

Afin d'aborder tous les sujets, je ne serai pas beaucoup plus long, sinon on va être redondant. Il y a plein de questions de part et d'autre, il y a plein d'innovations, il y a plein de gestion. Dans vos services et dans vos GRD, vous avez l'ingénierie pour mettre toute une série d'éléments en place. Nous avons des universités de qualité avec des scientifiques qui peuvent réfléchir à l'application de tous les moyens modernes et l'évolution vers différentes nouvelles technologies qui vont être également mises de pair avec les réseaux. Nous avons également la possibilité d'intégrer des citoyens. On parle de BeProsumer, ils sont ici. Ils

peuvent faire part également de leurs difficultés dans le cadre de leurs investissements. On ne doit pas y ajouter que les transporteurs, mais les producteurs d'électricité. Nous en avons quelques-uns qui sont presque devenus institutionnels ici en Belgique ou en Wallonie, et y ajouter le régulateur.

Pour conclure, tout cela doit être régi par toute une série de règles. À partir du moment où l'on est d'accord sur toute la méthodologie et le financement, c'est notre rôle de pouvoir la transmettre sous forme de cadre législatif.

Vous avez dit tous les deux qu'il s'agissait d'une révolution, c'est un élément important. J'ai bien aimé ce que M. Simon a dit : « C'est le plus grand défi que nous avons à relever depuis la Seconde Guerre mondiale ». C'est clair, c'est la priorité de la priorité, si l'on veut que nos citoyens puissent encore avoir un confort de vie excellent, comme ils l'ont pour l'instant. Il est clair que c'est la priorité pour des personnes qui sont en situation de précarité, qui n'en sortent plus pour payer leur énergie. C'est la dignité. Avoir un habitat et y avoir de l'énergie, ce sont les deux premiers éléments. Puis, continuer à fonder une famille, avoir un travail, on en est là. S'il manque le logement et l'énergie, on n'avance pas beaucoup dans la vie. Je vous rejoins, il faut permettre à chaque citoyen d'avoir accès à cette énergie. Cette alliance, cette réflexion sont importantes et elles permettront d'avoir une trajectoire un peu plus claire, je l'espère, pour 2024-2025.

J'ai parfois l'impression que sans cette alliance, on trébuche un peu dans le tapis. On travaille par essais, tâtonnements et erreurs. Si j'ai une formation scientifique, j'aime bien la partie empirique des choses et travailler de la sorte. Cela suffit maintenant. Il est grand temps d'avoir une vision commune et d'avancer, si l'on veut atteindre nos objectifs 2050. Sinon dans dix ans, on racontera la même histoire ici autour de la table, et l'on n'aura pas avancé. Avançons sur ce point.

Pour conclure, un peu d'humour, vous avez raison avec la partie mouton, puisque en plus, la laine de mouton est un élément essentiel qui permet d'accélérer le processus de biométhanisation. Je l'ai appris il y a peu. Là aussi, on pourra peut-être en parler dans cette alliance, pour terminer sur une note plus légère.

Merci pour votre participation à cette audition.

M. le Président. – La parole est à M. Bellot.

M. Bellot (MR). – Je note que vous avez des solutions, notamment pour compenser les pertes du réseau. Vous avez évoqué la possibilité d'installer des batteries en bout de ligne, c'est sans doute une solution intéressante. Encore faudra-t-il trouver le cadre réglementaire pour permettre la réinjection, et pas uniquement au moment où il y a le souci, mais de permettre de réinjecter.

Les fournisseurs d'énergie ne pourraient-ils pas s'associer à cette solution pour écrêter les quarts horaires ? J'entends que dans un land en Allemagne, ils ont réduit tout de même le tarif de l'électricité de 10 % en captant l'énergie des batteries qui étaient installées chez les particuliers avec un système de technologie, et cetera.

Deuxième chose, je pense que personne ne mesure le coût que cela va représenter pour le consommateur parce que si l'on dit que c'est la Région ou l'État qui paie, comme disait un président français à sa population : « L'État, c'est vous ». Donc, 420 milliards d'euros estimés d'ici 2050, cela fait plus de 15 milliards d'euros par an. On en est loin pour le moment. Vraiment très loin.

Dire qu'il faut avoir un changement de comportement, un changement de consommation, un changement de mode de production et un changement d'approvisionnement, tout le monde est d'accord. J'ai lu une étude menée par le MIT et sortie récemment, cela va représenter la première dépense des ménages. Ils estiment que cela va consommer 35 % du pouvoir d'achat des ménages.

Aujourd'hui, l'énergie représente 12 %. Demain, cela va coûter trois fois plus cher. Il ne faut pas mentir à la population. La nécessité de la décarbonation est là, mais il ne faut pas mentir aux citoyens, il ne faut pas leur dire que cela sera anecdotique.

Nous avons pris d'autres mesures. Dire que la performance énergétique d'une maison dont on a hérité ou que l'on a achetée doit être mise en ordre dans les cinq ans à partir du 1er janvier 2025 à PEB D, mais en 2029 en PEB B, je connais des bâtiments qui demain vont passer à une valeur zéro. Je pense qu'il faut être conscients que le coût de la décarbonation va être colossal, va exiger des changements de comportement, mais va puiser dans le revenu quotidien des gens pour des montants colossaux.

C'est pour cela qu'il faut, un, optimiser des outils ; deux il faut fixer, comme Manu Douette le disait, une alliance des producteurs d'énergie avec des distributeurs haute, moyenne tension et basse tension et avec le pouvoir politique.

Je pense que les seules régions qui gagneront seront celles qui auront une stratégie univoque, stable, peut-être corrigée au cours du temps en fonction de l'évolution technologique, mais pas fondée sur une instabilité permanente ou un des trois acteurs essentiels... Quelqu'un disait : « On est sur un tabouret à trois pieds, si un des pieds commence à vibrer, tout le monde tombe ». Il faut être conscients de cela.

Dernier élément, par rapport à la dégradation de Moody's, les GRD restent heureusement au-dessus des notations, mais ce n'est pas un objectif en soi, c'est une

mesure, une échelle qui permet de se rendre compte que parfois des choix peuvent atteindre directement l'outil.

Il faut que tout le monde, à tous les niveaux, soit conscient de cela et assure une transition dans un outil industriel qui est malgré tout assez lourd avec une grande inertie, non pas par volonté politique, mais une inertie technologique.

Quand vous disiez tout à l'heure qu'une cabine à transformateur passait de 6 000 euros à 18 000 euros, cela démontre combien les investissements auxquels vous allez devoir faire face sont importants.

Nous ne pouvons pas rater le train de cette mutation. Cependant, nous devons le faire avec sobriété et une vision stable. C'est une forme de conclusion que j'ai de l'entretien de ce matin et qui devrait tous nous animer.

M. le Président. – La parole est à M. Deleuze.

M. Deleuze, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution AIEG. – Je répondrai d'abord aux deux premières questions en ce qui concerne la taxation, donc l'impôt.

Comme je l'ai dit, en 2015, nous avons racheté aux communes l'ensemble des réseaux d'éclairage public. En contrepartie, ils ont reçu de nouvelles participations. Ce sont de nouvelles participations non rémunératrices, mais qui nous ont permis de payer à la place des communes le *commodity*, c'est-à-dire la consommation. Nous avons réduit ainsi de plus de 25 % le résultat financier. Donc fatalement, nous avons réduit à due concurrence également l'impôt. C'est une des solutions qui a été apportée. Il en existe probablement d'autres, d'où l'intérêt de se mettre tous ensemble autour de la table.

Une question a été également posée par rapport aux marchés publics. C'est quand même récurrent : un seul acteur en Wallonie plutôt que cinq. Je vous rappelle que, tout à l'heure, j'ai exprimé le fait qu'il y avait 200 ELD en France et 800 ELD en Allemagne. Ce n'est pas rien. Les cinq en Wallonie ne me paraissent pas excessifs et ne paraissent pas excessifs non plus à Schwartz and Co dans l'analyse qu'il a faite. Quand Schwartz and Co a comparé les GRD dans une étude qui était commanditée par la CWaPE, c'est vrai que nous avons obtenu un résultat au niveau de l'AIEG qui était assez inespérable. J'avoue qu'aujourd'hui, malgré cela, je continue à ne pas croire que l'excellence soit nécessairement toujours de mise dans ce type d'études.

Je reconnais également que dans cette étude, ce qui nous manquait, c'était les paramètres de calcul. Je rejoins mes collègues qui l'ont déjà dit. Mais il y a quand même un élément par rapport aux marchés publics. Je constate – je suis à l'AIEG depuis pratiquement 40 ans maintenant et quinze ans à la direction – que tous les marchés publics que nous avons initiés, en ce qui concerne les pertes, l'achat des pertes

d'énergie depuis la libéralisation du marché, maximum trois fournisseurs répondent. À l'époque, nous ne représentons que des volumes assez réduits. Depuis que c'est AREWAL qui lance ces marchés, cela représente 40 millions de kilowattheures. L'année dernière, une seule structure, un fournisseur répond. Cette année, pour le marché 2023, un seul fournisseur.

Cela veut dire que tous les petits fournisseurs d'énergie qui aujourd'hui ont demandé une licence en Wallonie sont incapables de répondre dès l'instant où l'on dépasse un certain volume. Est-ce cela la libre concurrence ? Je ne le pense pas. Je pense qu'à un moment donné, pour qu'il y ait une vraie concurrence, il faut qu'il y ait plusieurs acteurs qui soient en mesure de répondre au niveau d'un marché. Tout à l'heure, M. Bellot a évoqué les 6 ou 7 % de production d'énergie verte en Wallonie. On est peut-être une exception. Je n'en sais rien. Pour vous donner une idée, l'énergie qui transite sur les réseaux de l'AEIG, c'est 220 millions, dont environ 205 millions qui sont fournis aux utilisateurs. Il y a 80 millions de kilowattheures par an qui sont produits « verts », c'est-à-dire barrage, photovoltaïque, biométhanisation, et du photovoltaïque industriel. Je me permettrai de revenir deux secondes sur le photovoltaïque. L'intérêt de centraliser les panneaux... C'est d'un autre temps, mais, en 2009, j'avais demandé à être reçu par le ministre de l'Énergie de l'époque. Malheureusement, je n'ai pas pu franchir la barre de son cabinet.

Mon idée était double, à savoir : « Attention, les Chinois arrivent avec des panneaux qui coûtent beaucoup moins cher. Je ne suis pas certain que l'idée soit géniale de donner ces certificats verts. Ne faudrait-il pas réduire au fur et à mesure que le prix va diminuer ? » Par rapport au photovoltaïque, je disais : « Pourquoi mettre principalement sur les toitures des maisons ? » À ce moment, c'était l'idée des certificats verts qui était, ma foi, tout à fait légitime. N'aurait-on pas pu, dès ce moment-là, dire que les personnes sont participatives dans une localisation plus importante où l'on va installer peut-être un hectare de panneaux et chacun pouvait prendre au maximum 10 kilovoltampères à son compte et obtenir des certificats verts sur ce montant qu'il aurait investi ? Le gros avantage est que vous injectez l'énergie non pas dans le réseau basse tension, avec les problèmes que l'on connaît aujourd'hui et qui risquent de s'amplifier ; ce sont des investissements très importants, comme M. Bellot l'a dit. L'avantage est que l'on injecte directement dans des cabines à haute tension, ce qui permet de beaucoup mieux réguler la problématique.

M. le Président. – La parole est à M. Simon.

M. Simon, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution Resa. – Concernant la diversification des GRD ou d'un certain nombre d'activités, il est vrai que l'on s'est lancé dans un plusieurs réflexions, notamment parce qu'une petite

phrase dans la DPR l'indique. Nous sommes de bons élèves et nous essayons de faire ce que l'on nous demande. Je suis aussi évidemment très soucieux – et nous avons un régulateur pour cela – à ce que cela se fasse dans la régulation. Il faut parfois se lancer dans de petites choses pour démontrer leur utilité et faire changer le régulateur d'avis.

Je pense notamment à la production. C'est quand même une phrase inscrite dans un décret : les GRD peuvent produire de l'énergie renouvelable pour leurs pertes en réseau. Malgré cette phrase dans le décret, c'est difficile à mettre en œuvre avec la régulation, alors que c'est quelque chose qui nous permettrait d'avoir un volume d'énergie directement injecté sur le réseau à un coût moindre que ce que l'on obtient par marché public. C'est une diversification qui est contenue dans le décret qui pourrait se faire dans un cadre évidemment strict.

Pour tout ce qu'il ne serait pas possible de faire au sein d'un GRD, il y a suffisamment d'autres acteurs publics en lien avec l'énergie qui pourraient le faire, mais dans un constant dialogue avec le GRD.

Un autre élément qui pourrait être important, c'est le stockage de l'énergie et les batteries, qu'elles soient résidentielles ou à une taille supérieure par quartier par exemple. De temps en temps, on doit essayer de réfléchir conceptuellement et dépasser la technique. On a une cabine de distribution dans chaque quartier. Demain, avec les outils intelligents, les compteurs et des outils de gestion prédictive, on pourrait se dire qu'à l'échelle d'un quartier, à côté de la cabine, il y aurait une petite batterie – qui fait plus ou moins la même taille que la cabine – qui pourrait absorber les excédents de production. Il faut savoir que, pendant les deux ou trois derniers week-ends où il a fait très chaud, Elia a eu énormément de problèmes, non pas d'équilibre de son réseau, mais un problème d'équilibre financier. Il y a eu un *pricing* négatif. Non seulement, dans un certain nombre de quartiers, les producteurs de panneaux les voyaient se mettre en sécurité, mais là où ils ne se mettaient pas en sécurité, l'énergie partait sur le réseau, n'était pas consommée. Cela a eu pour conséquences d'avoir des prix négatifs sur les réseaux. Ce qui fait – et c'est paradoxal – que l'énergie verte produite devient presque un déchet pendant quelques minutes, que l'on n'arrive pas à évacuer sur le marché. C'est problématique.

On devrait pouvoir stocker. Il peut y avoir du stockage individuel, mais on va peut-être potentiellement avoir, au-delà du coût, une transition énergétique à deux vitesses – dès lors que cela représente un certain coût. Ou alors c'est le réseau qui fait cela et l'on permet – parce que c'est pour équilibrer un réseau basse tension – de déployer soit des batteries de quartier, soit des batteries individuelles. Quand je raconte ces idées à certains ingénieurs chez moi, ils me prennent pour un fou, mais cela fait du bien aussi de temps en temps de réfléchir « out of the box » pour

essayer de faire changer des choses dans un cadre régulé en respectant les règles, bien évidemment.

La notation de Moody's donne une indication. Dans le secteur de l'énergie, je pense qu'il ne faut pas comparer la notation Moody's avec la notation de la Région wallonne. Même en Flandre, qui est une région plus aisée, la notation de Fluvius est supérieure à celle de la Région flamande. Cela tient à l'activité et à l'inertie de l'activité. Quand on est noté par Moody's, on regarde un peu les fonds propres et la valeur d'un réseau, on regarde ce genre de choses que l'on pose dans le sol pour une durée très longue. Tout cela rentre en jeu.

Un des ratios que Moody's regarde, c'est les fonds propres sur la valeur de RAB, c'est l'endettement sur la valeur de RAB et la valeur du RAB, c'est la valeur du réseau qui est importante et qui ne fait qu'augmenter chaque année. C'est une valeur de réseau qui ne se dégrade jamais. Chez Resa, la valeur du réseau c'est 1,4 milliard d'euros et chaque année elle augmente. Cela permet d'avoir des niveaux de notation dans ce secteur, qui sont généralement supérieurs ; c'est le cas dans tous les pays où il y a des notations, que ce soit Bloomberg, Moody's, et cetera.

Effectivement, la Région wallonne décide d'accélérer la transition énergétique, ce que le GRD ne saurait pas faire. Si Resa devait s'endetter de façon supplémentaire pour ces budgets smartisation, la note se dégraderait et la capacité d'emprunt pour le métier de base dégringolerait. Tous les GRD ne sont pas cotés. Mon voisin de droite à l'AIEG a un taux d'endettement très faible. Le mien est plus important, celui d'ORES l'est encore un peu plus. Tout cela est maîtrisé avec des politiques de financement qui sont historiquement différentes et aucune n'est meilleure que l'autre. Le tout est de bien savoir faire le métier. À partir du moment où il y a besoin d'accélérer la transition, il y a un budget régional. Ce sont des choix politiques.

Par contre, la notation Moody's était importante pour nous afin de continuer à lever des capitaux sur les marchés en contenant les ratios d'endettement, mais pour avoir cette capacité d'emprunt importante.

Vous avez fait d'autres réflexions qui sont de nature très politique. J'ai toujours été heurtée par la taxation des intercommunales. Les communes ne sont pas taxées. Une intercommunale n'est jamais qu'une association de communes. Dès lors, on taxe une association de communes. Ce n'était pas le cas jusqu'en 2015. En effet, il s'agit d'un montant important pour Resa. Pour l'année 2022, ce sera 16,2 millions d'euros. Cet argent pourrait être réinvesti utilement dans l'activité, je vous rejoins complètement. Ce sont des débats de nature politique et en l'occurrence ici, au niveau fédéral.

Sur l'organisation des réseaux wallons, mon collègue a déjà indiqué un certain nombre de choses. C'est vrai que c'est un vieux débat qui est probablement aussi vieux que l'existence des réseaux. Ce sont des débats qui sont à la fois des débats d'actionnaires et des débats politiques. Ce que je veux noter, c'est qu'il y a des diversités de situations dans des tas de pays européens. Il y a des pays avec un seul GRD, d'autres avec une multitude de GRD. Certains fonctionnent bien, d'autres mal. Cela dépend. Parfois, quand il n'y a qu'un GRD, cela fonctionne mal, des analyses l'ont démontré. Il faut rechercher la plus-value. Ce qui me semble important, c'est que l'on développe des synergies dans le secteur et c'est ce que l'on fait beaucoup aujourd'hui.

Historiquement, on avait décidé de développer les compteurs communicants avec nos collègues flamands, non pas de Fluvius à l'époque, mais Infrac. Puis, Infrac s'est réuni avec Eandis pour former Fluvius. On est avec eux. Dans un second temps, on a pu accueillir Sibelga et ORES. On a un marché fédéral sur les compteurs communicants et l'on a gagné beaucoup d'argent en le faisant. On a des synergies sur le plan national, on a des synergies avec ORES. Guy Deleuze a indiqué que Resa est membre d'une autre société qui s'appelle AREWAL, Association des réseaux wallons avec les trois plus petits GRD et Resa.

Aujourd'hui, c'est important de développer des synergies et je pense que l'on va en développer de supplémentaires. Si demain, dès que le texte sera voté, on doit déployer nos compteurs communicants, on doit probablement réfléchir aussi à le faire sur cinq ans et sur l'ensemble du territoire, à trouver les bons prestataires de service et ne conclure qu'un seul marché de main-d'œuvre de manière à trouver des sociétés partenaires dans toutes les régions.

Il est important, j'insiste, de développer les synergies.

Par ailleurs, le débat sur la taille est toujours très relatif. On sera toujours le plus petit de quelqu'un ou le plus grand d'un autre. Le tout, à un moment donné, c'est de voir quel est le bon niveau d'équilibre.

M. le Président. – La parole est à M. Desquesnes.

M. Desquesnes (Les Engagés). – Je voudrais remercier M. Deleuze et M. Simon pour les éléments de réponse fournis. Une partie de mes questions et de mes réactions a été de nature politique, de choix qui devront être faits dans quelques mois, dans la foulée des élections.

Je voudrais revenir sur deux éléments : les excédents de production et le stockage d'énergie en lien avec la saturation du réseau, le jour où il y a beaucoup de soleil ou beaucoup de vent, ou plus encore, les deux. Si l'on veut être logique, en tant que gestionnaire de réseau de distribution, vous devez l'adapter à la transformation des points de production. Vis-à-vis de celle-ci ou de

l'adaptation à opérer, plusieurs outils sont possibles. À mon sens, vous devriez disposer de tous les outils pour faire le choix le plus efficient.

Si, à un moment donné, ce sont des batteries plutôt que des tuyaux plus gros, vous devez pouvoir faire des batteries. C'est une question de cohérence. Pour ma part, cela me semble assez clair. Il faut faire le meilleur choix dans l'intérêt général. Au bout du compte, ce doit être efficace et la facture des citoyens, des consommateurs comme des entreprises doit également être moindre.

En ce qui concerne l'impôt – je vous remercie, Monsieur Deleuze, pour la petite subtilité que j'avais loupée concernant l'intégration des consommations communales pour l'éclairage public qui permet de réduire le bénéfice et donc d'office l'impôt sur les sociétés qui est payé –, je me posais la question sur la subvention de smartisation qui va être consentie : 200 millions d'euros, plus encore un autre paquet.

Comment va-t-on être certain que l'on ne paiera pas d'impôt des sociétés là-dessus ? Le risque n'est-il pas qu'à un moment donné, la Région vous verse tout l'argent et qu'une année il y ait des comptes particulièrement en boni, sanctionnés par une ponction de 25 % d'ISOC ? C'est ma dernière question.

M. le Président. – La parole est à M. Simon.

M. Simon, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution Resa. – La dernière question est excellente. Précisément, je disais à mon collègue que c'était quelque chose que l'on devrait, en effet, approfondir. À ce stade, je n'ai pas de réponse. Il faut examiner cette question avec les financiers tout comme le traitement de ces subventions.

M. le Président. – La parole est à M. Deleuze.

M. Deleuze, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution AIEG. – Juste un mot. La subvention sera amortie. Elle devra être, en effet, utilisée dans le temps et être le plus proche possible de l'amortissement. Pour ma part, ce sera le seul moyen pour éviter justement une taxation, une fuite des capitaux ou, en tout cas, des montants qui ont été transmis au titre de subsides.

M. Desquesnes (Les Engagés). – Je voudrais remercier les intervenants pour leurs réponses et dire ô combien j'espère que l'argent des Wallons et les sommes que le ministre Henry a décidé d'octroyer aux GRD ne reflueront pas pour 25 % dans la poche de l'État fédéral. Ce serait quand même le comble !

M. le Président. – Le débat est provisoirement clos.

Je remercie MM. Simon et Deleuze ainsi que les personnes présentes.

La séance est suspendue.

- La séance est suspendue à 13 heures 4 minutes.

REPRISE DE LA SÉANCE

- La séance est reprise à 14 heures 5 minutes.

M. le Président. – La séance est reprise.

MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE APPLICABLE AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL POUR LES PÉRIODES RÉGULATOIRES 2024 ET 2025-2029 ET CAPACITÉ DU RÉSEAU

(Suite)

*Audition de M. Vanlommel, Manager public affairs de
Fluvius*

M. le Président. – La parole est à M. Vanlommel.

M. Vanlommel, Manager public affairs du gestionnaire de réseau de distribution Fluvius. – Mesdames et Messieurs les Députés, vous avez invité Fluvius à venir présenter la problématique des décrochages d'onduleurs en Flandre. À ma connaissance, c'est la première fois que vous invitez Fluvius, mais c'est avec plaisir que nous répondons favorablement à votre sollicitation.

Tout d'abord, je voudrais vous dire que les réseaux d'électricité flamands, et belges en général, sont parmi les meilleurs d'Europe. Ce n'est pas quelque chose que nous disons, mais c'est la conclusion de la VREG, notre régulateur, sur base du graphique que vous voyez ici.

Ce graphique montre le nombre de minutes perdues par an en raison de coupures imprévues sur le réseau d'électricité dans plusieurs pays européens. Sur base d'une comparaison de ces chiffres, la VREG conclut que la fiabilité des réseaux flamands, et en général des réseaux belges, est maintenue à un niveau très élevé et que le temps de coupure en Flandre est parmi les plus faibles d'Europe. C'est ce qui est montré par ce graphique.

En 2021, un utilisateur du réseau de distribution flamand a été privé d'électricité pendant presque 20 minutes en moyenne, ce qui est beaucoup moins que dans la plupart d'autres pays européens. Cela veut dire que la qualité du réseau d'électricité en Flandre est très élevée, mais cela ne veut pas dire que nous n'avons pas de problèmes. Au contraire, il y a des problèmes de tension au niveau local, en raison des installations photovoltaïques raccordées au réseau de distribution.

Ce *slide* vous montre quelques chiffres clés concernant les installations photovoltaïques en Flandre. Près de 800 000 installations photovoltaïques sont raccordées en ce moment au réseau de distribution en Flandre. Cela veut dire à peu près 120 installations par 1 000 habitants.

En termes de puissance, la puissance totale d'installation photovoltaïque dépasse les cinq gigawatts. La figure à droite de ce *slide* vous montre l'évolution de la puissance installée en Flandre. On observe de fortes baisses et de fortes augmentations qui sont liées aux politiques menées.

Par exemple, en 2009, il y a eu une forte augmentation, due à l'introduction de la valeur minimale de 450 euros par mégawattheure pour un certificat vert. Dans la période 2012-2013, il y a eu une forte diminution du nombre de la puissance photovoltaïque installée en Flandre qui s'explique par la diminution de la valeur minimale des certificats verts. Dans la période 2013-2020, il y a de nouveau eu une forte augmentation de la puissance photovoltaïque qui est le résultat de la baisse des coûts d'investissement.

La baisse que l'on voit ici en 2021 est le résultat de la suppression du compteur qui tourne à l'envers. En 2022, l'année passée, il y a de nouveau une augmentation qui est le résultat de la crise économique et énergétique.

Il est clair que, depuis 2009, le nombre d'installations photovoltaïques raccordées à nos réseaux a fortement augmenté ; cela représente un défi considérable pour les GRD et pour les réseaux de distribution auxquels ces installations photovoltaïques sont raccordées.

Ce graphique montre l'évolution des plaintes concernant la tension. Elles sont le résultat de l'augmentation énorme du nombre d'installations photovoltaïques en Flandre.

Que se passe-t-il ? En été, il y a beaucoup d'ensoleillement, et à ces moments, il y a une forte injection de production photovoltaïque dans certains endroits, mais à un moment où il n'y a pas beaucoup de consommation. Cela cause des surtensions sur le réseau, avec comme résultat que les onduleurs se mettent hors service et les installations photovoltaïques ne peuvent plus injecter de l'électricité.

Cela donne naturellement lieu à des plaintes de la part des *prosumers*, ce que l'on voit ici sur ce graphique.

En 2022, Fluvius a reçu presque 3 000 plaintes par rapport au nombre d'installations photovoltaïques, près de 800 000 installations. Le problème reste relativement limité : moins de 0,4 %. Cependant, chaque plainte est une plainte de trop. C'est pourquoi nous avons une procédure de traitement des plaintes. Je voudrais vous

expliquer la procédure de traitement des plaintes chez Fluvius. La procédure consiste en trois phases.

Dans un premier temps, le client qui rencontre le problème peut le signaler à Fluvius. Dans une deuxième phase, Fluvius essaie de résoudre le problème. Dans un troisième temps, si Fluvius n'arrive pas à résoudre le problème dans les 30 jours, il paiera une compensation au client.

Par conséquent, au premier stade, le client qui rencontre le problème peut le signaler au centre de contact clientèle via une ligne téléphonique. Fluvius s'engage à contacter les clients dans les 10 jours ouvrables pour analyser la situation. Le graphique que vous voyez ici montre le nombre de plaintes par mois. Les barres grises représentent les plaintes pour lesquelles l'installation intérieure est à l'origine du problème. Les barres orange représentent les plaintes pour lesquelles le problème est lié au réseau de distribution.

Vous voyez que la plupart des plaintes, c'est-à-dire 87 % des cas, trouvent leur origine dans le réseau de distribution. Cela signifie donc que 13 % des plaintes recouvrent un problème d'installation intérieure. Dans ce dernier cas, il incombe au client lui-même de prendre des mesures.

Dans un deuxième temps, Fluvius essaie de trouver une solution technique au problème. Il y a diverses causes et plusieurs solutions. Si la cause du problème se situe au niveau du réseau, Fluvius doit remplacer le transformateur dans certains cas. Dans d'autres cas, Fluvius doit renforcer le réseau, redistribuer les phases ou renforcer le câble de raccordement.

Le problème des décrochages d'onduleurs varie considérablement d'une région à l'autre. Ce graphique montre les zones dans lesquelles Fluvius doit investir à court terme pour résoudre ce problème spécifique.

Dans ce graphique, la couleur indique les endroits où les besoins d'investissement sont les plus importants. Les zones blanches signifient que les besoins d'investissement sont faibles ou inexistantes. Les zones bleu foncé indiquent d'importants besoins d'investissement.

Les problèmes sont les plus importants dans les régions où les réseaux sont plus longs et dans celles où les cabines de distribution sont peu nombreuses, par exemple dans la province de Limbourg et dans la région du Hageland.

Dans un troisième temps, si Fluvius n'arrive pas à résoudre le problème dans les 30 jours, il paiera une compensation au client. Mais c'est seulement le cas où Fluvius n'arrive pas à trouver une solution dans les 30 jours.

Cela arrive souvent lorsque des travaux structurels sur le réseau sont nécessaires, parce qu'ils nécessitent en moyenne 18 semaines de travail ou quatre mois. Une nouvelle cabine de distribution nécessite même un ou deux ans de travail, parce que l'on a besoin de trouver un emplacement pour son installation. Il faut aussi trouver où obtenir les permis nécessaires. Tout cela prend donc du temps et cela peut durer, je le répète, un an ou deux.

Si le client n'a pas de solution à son problème, Fluvius lui versera automatiquement une compensation. Il ne doit donc pas introduire une demande complémentaire. Le paiement est effectué automatiquement en novembre de chaque année.

Ce *slide* vous montre un extrait de l'arrêté relatif à l'énergie qui détermine les modalités de la compensation, qui ont été publiées au *Moniteur belge*. Vous pouvez lire que le client a droit à une compensation, qui sera payée avant la fin du mois de novembre, si Fluvius n'arrive pas à résoudre le problème dans les 30 jours. C'est le ministre qui détermine le montant de la compensation annuelle avant la fin octobre.

Ce *slide* vous donne une idée de comment le montant de la compensation est déterminé. La compensation est forfaitaire. Cela veut dire que la compensation ne tient pas compte de la situation réelle du consommateur. C'est une compensation forfaitaire qui est fixée annuellement par le ministre de l'Énergie et qui se compose de deux parties. Il y a une compensation pour la perte de production et il y a une compensation pour la perte éventuelle de certificats verts.

La compensation pour la perte de production est de 7,5 euros par kilovoltampère de puissance d'onduleur. Ce montant est déterminé sur base de plusieurs hypothèses.

Par exemple, la production est estimée à un peu plus de 1 000 kilowattheures par kilovoltampère de puissance d'onduleur. La perte de production est estimée à 3 % de la production totale et la perte de production est valorisée pour 35 % au prix d'achat d'électricité et pour 65 % aux tarifs d'injection d'électricité. C'est comme cela que nous avons calculé la compensation pour la perte de production à 7,5 euros par kilovoltampère.

Il y a aussi une compensation pour la perte éventuelle de certificats verts qui dépend de la valeur des certificats verts. Sur ce *slide*, on peut voir la compensation supplémentaire par kilovoltampère à laquelle un *prosumer* a droit et qui dépend de la valeur de ces certificats verts.

Par exemple, si un consommateur a droit à des certificats verts de 450 euros, il a droit aussi à une compensation supplémentaire par kilovoltampère de 15,30 euros. En 2022, Fluvius a versé 50 000 euros de

compensation en Flandre. Ce graphique montre le nombre de plaintes dont la cause est le réseau de distribution. Ce sont les barres orange sur ce graphique. Ce graphique montre aussi le nombre de compensations versées. Ce sont les barres vertes dans ce graphique.

En moyenne, Fluvius a versé en 2022 une compensation dans 45 % des cas. Si Fluvius peut résoudre le problème dans les 30 jours, aucune compensation n'est versée au consommateur. Si le problème est lié à l'installation intérieure, il n'y a pas non plus de compensation.

Naturellement, Fluvius essaie d'éviter au maximum de devoir payer des compensations pour les décrochages d'onduleurs en renforçant ces réseaux. Néanmoins, les décrochages d'onduleurs ne sont pas la seule raison du renforcement des réseaux. En effet, l'électrification croissante induite par la transition énergétique pose des défis majeurs aux réseaux de distribution. Pour relever ces défis, Fluvius a élaboré un plan d'investissement pour les 10 prochaines années. Nous avons prévu 4 milliards d'euros d'investissements supplémentaires pour la période 2023-2032 afin de résoudre les problèmes de décrochage d'onduleurs, mais surtout pour relever les défis posés par la transition énergétique. Tout cela veut dire que nous devons renforcer 40 % des câbles basse tension dans les 10 prochaines années, 13 % des câbles moyenne tension et une cabine de distribution sur trois devra être renforcée dans les 10 prochaines années.

Je voudrais terminer ma présentation avec quelques conclusions. Je voudrais répéter que les réseaux d'électricité flamand et belge, en général, sont parmi les meilleurs d'Europe. Cependant cela ne veut pas dire qu'il n'y a pas de problème. Il y a des problèmes de tension à certains endroits de notre réseau, surtout en raison de la très forte augmentation du nombre d'installations photovoltaïques qui donnent lieu à des plaintes concernant la tension au niveau local. Fluvius essaie de résoudre ces problèmes dans les plus brefs délais, mais ce n'est parfois pas possible dans les 30 jours. Dans ce cas, le client reçoit une compensation de Fluvius.

Pour relever les défis qui sont posés par la transition énergétique, Fluvius a élaboré un plan d'investissement dans lequel on a prévu 4 milliards d'euros supplémentaires d'investissement dans le réseau, en plus des 7 milliards d'euros déjà prévus et qui sont nécessaires même en l'absence de la transition énergétique. Ce sont des investissements considérables qui sont prévus dans nos réseaux pour les prochaines années.

Ma présentation est terminée. Si vous avez des questions, n'hésitez pas à me les poser.

M. le Président. – La parole est à M. Thirion.

M. Thirion, Vice-président du Conseil d'administration de l'ASBL BeProsumer. – Merci, Monsieur le Président, Messieurs les Parlementaires, de votre invitation.

Nous pensons que cela représente un signal positif pour le citoyen en général, et pour les *prosumers* en particulier.

Cette présentation sera majoritairement orientée vers les solutions. C'est un choix assumé. Nous allons donc, dans les prochains *slides*, passer rapidement à travers quelques principes de base pour donner un contexte à mon propos. Cela dit, je pense que le contexte a été posé par le précédent intervenant. Il est identique pour la Wallonie, en tout cas en ce qui concerne la problématique. Cela nous permettra de prendre un peu plus de temps pour ce que nous considérons être des solutions intéressantes.

On tenait à rappeler quelles sont notre vision et notre mission en tant qu'association de défense des *prosumers*. C'est sur cela que va se baser tout ce que l'on va dire dans cette présentation.

Notre vision est de contribuer et de promouvoir le développement durable et l'utilisation efficace de l'énergie solaire en Belgique. Notre mission consiste donc à fédérer, informer, conseiller les propriétaires de panneaux photovoltaïques belges afin de protéger leurs intérêts et leurs droits auprès de tous les acteurs du secteur public ou privé.

Au niveau des principes de base qui nous intéressent, il y a notamment l'onduleur. Il s'agit d'un appareil qui transforme le courant continu provenant des panneaux solaires en courant alternatif utilisable en direct dans les appareils électriques du ménage ; c'est l'autoconsommation. Si la production instantanée dépasse la capacité d'autoconsommation du ménage, la production est renvoyée sur le réseau en injection pour être utilisée par d'autres ménages, ce qui a pour effet de faire tourner le compteur à l'envers.

Le compteur tourne à l'envers, qu'il soit électromécanique ou communicant. Cela s'appelle le principe de compensation. Cela permet de récupérer la surproduction estivale durant les mois d'hiver, il incite à dimensionner une installation photovoltaïque pour refléter la production annuelle en utilisant le réseau, ce qui a un impact sur la tension, car tous les *prosumers* injectent sur le réseau de larges quantités d'électricité au même moment. Le réseau n'étant pas adapté, cela crée des surtensions et des décrochages d'onduleurs. C'est un phénomène qui est connu depuis 2015.

Au niveau de l'histoire, le réseau électrique basse tension historique – c'est ce que les GRD nous ont dit – a été connecté chez les ménages de manière complètement aléatoire.

Cela ne pose pas de problème dans un paysage énergétique simple, avec des flux unidirectionnels contrôlables, permanents, des points d'injection localisés et limités, et une consommation stable de ménages. Lorsqu'on a une tension maîtrisée et équilibrée, ce réseau ne pose donc pas de problème.

Par contre, dans un paysage énergétique complexe avec des flux bidirectionnels, de l'intermittence, des consommations variables sur le réseau basse tension comme les pompes à chaleur, le chauffage, les véhicules électriques, une augmentation de la consommation, on a des tensions qui sont déséquilibrées. Les surtensions résultantes ont un impact sur la production, avec le décrochage des panneaux photovoltaïques, et les sous-tensions ont un impact sur la consommation, avec le décrochage des voitures électriques ou des pompes à chaleur.

Au niveau des décrochages, ils sont difficiles à détecter, difficiles à quantifier, et cela dépend de nombreux facteurs internes et externes. Chaque décrochage est unique, chaque raccordement est unique. Il n'y a pas de solution unique. Il n'y a pas de solution simple. Il n'y a pas de solution gratuite.

En tout cas, la solution que l'on voudrait voir créée devrait être en adéquation avec notre vision et notre mission, que nous avons exposées quelques *slides* plus tôt.

On en arrive aux *slides* sur les solutions en trois axes. On va se concentrer d'abord sur les solutions au-delà du compteur ; ensuite, les solutions en deçà du compteur. Le plus intéressant pour M. Douette, ce sera la solution hybride.

Concernant les solutions au-delà du compteur, qu'a-t-on fait jusqu'à présent ? Qu'a fait Resa avant nous ? Ils ont lancé un projet pilote à Beyne-Heusay en 2018. Sur 60 ménages, ils ont optimisé des connexions. Ils ont pris comme source les données des compteurs communicants qu'ils ont installés. Ils les ont passées dans des algorithmes de logiciels.

Cela a eu un certain succès, puisqu'ils se sont débarrassés pour ces 60 ménages des surtensions et des sous-tensions. Ils ont même augmenté la capacité d'accueil des panneaux photovoltaïques de 42 % dans ce quartier. Sur cette base, nous nous sommes associés à Resa pour le projet pilote de Faimies. En mars dernier, nous avons eu une réunion avec les habitants de Faimies pour aborder le cas de trois cabines différentes d'un quartier bien particulier qui était problématique et qui l'est toujours.

Le deal, c'était de garantir la résolution des décrochages. C'est ce que Resa proposait à cette communauté en équilibrant les phases et en investissant si nécessaire pour garantir la fin des décrochages. En échange, la communauté concernée devait installer 80 % de compteurs communicants, ce qui permettait notamment de préparer le réseau pour l'électrification des usages de pompes à chaleur et de voitures électriques.

Malgré ces garanties que Resa donnait aux citoyens, on a fait face à pas mal de résistances, notamment de la méfiance vis-à-vis des compteurs communicants nécessaires pour avoir des données. Peu importe comment on l'appelle, le compteur communicant est la dénomination exacte. Certains disent « compteurs intelligents ».

« Il va me le mettre à l'envers ; il va m'espionner ; double flux, il ne va plus tourner à l'envers » : beaucoup de choses se disent sur ce compteur communicant, beaucoup de fausses informations circulent et engendrent beaucoup de méfiance de la part des *prosumers* et des citoyens, tout comme de la défiance vis-à-vis des GRD, qui ne penseraient qu'à s'en mettre plein les poches et pour qui, apparemment, les décrochages les arrangent pour toutes sortes de raisons.

C'est ce que l'on entend régulièrement au niveau des citoyens. Il y a aussi une perte de confiance de la politique en général qui change les règles du jeu en cours de partie.

La proposition des GRD est une proposition *top-down*. C'est organisé par Resa qui est venu proposer ce genre de choses pour essayer d'avoir les compteurs communicants. Nous préconisons plutôt une approche *bottom-up* en responsabilisant les quartiers, en trois phases, cela ne s'invente pas.

On identifie les quartiers problématiques grâce à notre cadastre des décrochages. On commence à appeler les *prosumers* qui ont déclaré un problème, c'était début juin. On organise des conférences de la bonne information – c'est en projet –, avec les bourgmestres qui sont garants des intérêts locaux et qui inspirent toujours une certaine confiance aux personnes qui habitent la commune. Avec des volontaires aussi, ou certaines personnes de nos membres les plus motivés. Nous privilégions donc l'approche pédagogique recommandée par M. Grifnée, le 22 juin dernier, ici au Parlement wallon.

La troisième phase, ce sera de désigner. Une fois que le quartier a rempli sa part du contrat d'installer 80 % de compteurs communicants – le GRD a donc accès à ces données –, nous retournons vers le GRD pour lui soumettre ces quartiers qui ont fait l'effort de remplir leur part du contrat et qui sont prêts à effectuer les optimisations de phase.

On a déjà proposé cela à Resa. Ils nous ont dit : « C'est ambitieux ; on a peur de ne pas pouvoir vous suivre. » Pour mettre en œuvre ce projet, nous attendons en fait des engagements clairs de la part des GRD : « Quelle est votre capacité ? Combien de quartiers par année pouvez-vous aider ? Visiblement, ils ont des problèmes de ressources humaines. On attend encore l'information.

Au niveau des solutions en deçà du compteur, on se focalise beaucoup sur l'absence de solutions immédiates au-delà du compteur des GRD. Les optimisations de phases au niveau des GRD ne vont pas se faire tout de suite, partout.

Le résultat est que la seule solution en deçà du compteur dont on a entendu parler aujourd'hui, c'est une solution politique d'indemnisation. Or, si l'on s'arrête là, cette indemnisation est en contradiction avec notre vision de promouvoir la production efficace d'énergie solaire en Belgique.

L'indemnisation, qui vise à valoriser de l'énergie non produite, ne réglera pas le problème des décrochages et ne remplacera jamais la pleine jouissance d'une installation pleinement fonctionnelle. Surtout si l'on se base sur ce que fait la Flandre avec l'indemnisation qu'elle donne et certainement si le prix de l'électricité augmente de nouveau de manière significative.

Grâce à notre cadastre des décrochages, nous pouvons visualiser les membres ayant résolu leur problème de décrochage ; ce sont les petits points verts sur la carte. Cela nous permet de proposer aux autres certaines solutions techniques pour mitiger l'impact des surtensions sur leur production, là où c'est encore possible. On ne peut pas faire des miracles, tout ne fonctionne pas partout.

Ici, vous pouvez voir par exemple une installation standard. J'ai essayé de la schématiser assez sommairement. Vous avez les panneaux photovoltaïques qui se connectent directement à un onduleur qui décroche à 249 volts, alors que la norme Synergrid est de 253 volts, pendant 10 minutes. On voit que c'est raccordé au coffret électrique.

Ensuite, le compteur communicant. Pour ceux qui ne l'ont encore jamais vu, il ressemble à cela. Il est directement connecté au réseau.

Pourquoi cet onduleur décroche-t-il en dessous de la limite des 253 volts ? C'est simplement parce qu'il a besoin d'une petite mise à jour. Pour avoir contacté pas mal de *prosumers*, il y en a beaucoup qui sont dans cette situation d'onduleur qui n'est pas aux normes et qui nécessite une mise à jour.

J'étais personnellement dans cette situation. Il a fallu que je téléphone au constructeur, que je signe une décharge de responsabilité pour accéder aux différents

paramètres de l'onduleur, que je mandate un électricien ou mon installateur. Entre-temps, il avait fait faillite, donc j'ai dû prendre un électricien. Finalement, le constructeur a donné le code d'accès pour remettre cet onduleur aux normes.

Va-t-on vraiment essayer d'indemniser ce genre de situation ? Je ne le pense pas. Dans ce genre de cas, nous recommandons de faire déjà installer un compteur communicant pour que le GRD puisse déterminer si la tension est réellement au-dessus des normes ou pas, avant d'indemniser.

Ensuite, à vous de déterminer comment organiser au mieux politiquement la méthode pour accompagner le *prosumer* dans sa démarche de mise à jour de son onduleur. Entre-temps, en effet, beaucoup d'installateurs ont fait faillite et ne sont plus en mesure d'aider ces personnes qui disposent, par conséquent, d'une installation orpheline.

Pour nous, l'indemnisation ne doit pas intervenir si toutes les autres alternatives en deçà du compteur n'ont pas été tentées. Si indemnisation il y a, elle doit être en adéquation avec notre vision et notre mission. Nous sommes toujours dans l'expectative sur l'idée d'une indemnisation, car il ne nous est pas possible aujourd'hui de quantifier le nombre de personnes affectées par les décrochages ni de quantifier l'impact du décrochage spécifique aux *prosumers*. Or, ce qui n'est pas quantifiable n'est pas négociable.

J'avais prévu d'autres situations spécifiques à expliquer, mais comme je ne dispose que de 20 minutes, on va les passer.

Envisageons à présent les solutions hybrides. On a masqué le nom de la société, c'était la volonté de la start-up. Je vais citer à nouveau M. Grifnée qui s'est déjà exprimé au sein de ce Parlement : « Je suis convaincu que, dans le monde énergétique vers lequel on va, les batteries auront un rôle important, mais il faut s'assurer qu'une batterie individuelle – qui bénéficie d'aides publiques – doit s'orienter dans l'intérêt collectif, en plus de l'intérêt de celui qui l'a payé. »

Nous appelons cela un « Optiflux », contraction d'optimisation des flux. C'est cela le défi : optimiser les flux dans ce cas de figure.

L'Optiflux est quelque chose qui ressemble à ce que vous voyez là. Cela fait à peu près la taille d'une machine à laver et cela comprend toutes sortes de matériels qui nous permettent de faire des tests sur un système antidécrochage. L'Optiflux est une solution en deçà du compteur qui vise à résoudre une multitude de problèmes liés à la transition énergétique bien au-delà du compteur. Aujourd'hui, on a un partenariat avec une start-up avec qui on fait des tests. Pour l'instant, on a un Optiflux installé à Marneffe sur un décrochage assez hardcore. D'ailleurs, le matériel qui est dedans doit être

mis à jour, parce que c'est une personne en bout de ligne assez désemparée.

Quelle est la différence par rapport à une batterie ? Ceci est un exemple de décrochage à Marneffe, où l'on a configuré l'Optiflux comme une batterie standard. Sur le graphique, vous avez la tension du réseau en orange, la puissance des panneaux photovoltaïques au milieu – où vous voyez bien les décrochages à partir de 11 heures du matin –, en dessous, vous avez la charge de la batterie en fonction du moment de la journée.

On voit que, dès qu'il y a de la lumière le matin, dès qu'il y a une production solaire, la batterie commence à charger. Une fois que la batterie a chargé, typiquement, au moment où les problèmes commencent à arriver, elle n'a plus aucun effet, et les décrochages sont présents. Cela fait qu'une batterie seule n'est pas en mesure d'aider pour les décrochages. C'est une batterie de 10 kilowattheures, c'est à peu près ce qui se fait aujourd'hui et qui n'est pas encore trop cher.

Sur le *slide* suivant, on retrouve en haut à gauche le même graphique que précédemment, c'est ce que l'on ne veut pas. Vous voyez la consommation standard en orange, en bleu ce qui correspond à la charge de la batterie et en vert le surplus photovoltaïque qui est réinjecté sur le réseau. Ce que l'on veut, c'est ce qu'il y a en haut à droite, que la batterie soit suffisamment intelligente pour se dire qu'elle va aider le réseau et aller charger quand c'est intéressant pour la collectivité.

En bas à gauche, vous voyez un petit tableau qui reprend : est-ce intéressant pour le collectif, la batterie ou l'Optiflux ? L'autoconsommation, la batterie et l'Optiflux – puisque l'Optiflux est une batterie – sont intéressants pour l'autoconsommation. L'autoconsommation en soi n'est pas intéressante pour la collectivité. Par contre, ce qui est intéressant pour la collectivité, c'est la lutte active contre les dérives de tension et le pilotage des équipements. Ce que l'on voit en bas à droite, c'est le même graphe où l'on a ajouté en jaune le pilotage de certains équipements. L'Optiflux pourrait aller piloter par exemple le chauffe-eau pour dire que c'est maintenant qu'il faut le faire, parce que c'est intéressant pour tout le monde. En plus, cela permet à la batterie de charger plus longtemps et de servir plus longtemps pendant la période de décrochage, parce que l'on a des consommateurs qui sont mis en route de manière pertinente et optimale.

Ce qui se passe à gauche ici, c'est le ménage, et ce qui se passe à droite, c'est en dehors du ménage. En haut à droite, vous voyez le transformateur, les deux cercles. L'Optiflux vient se mettre juste après le compteur, ce qui donne certains avantages à celui qui en a un. Il y a moyen de l'interfacer avec toutes sortes d'appareils, comme je l'ai dit, de consommateurs avec lequel il va parler et optimiser alors tous les flux internes aux ménages.

Le plus intéressant, c'est d'en mettre en dehors du ménage dans le quartier qui pose problème. Ils vont communiquer ensemble et avoir un impact positif sur les décrochages, parce que l'on va pouvoir piloter plusieurs Optiflux. Ce serait le même opérateur qui créerait les algorithmes qui permettent de garder la tension en dessous des limites sur cette ligne grâce à différents appareils, chez différents intervenants.

Avec la nouvelle méthodologie tarifaire 2025-2029, nous pourrions même imaginer installer des Optiflux chez les personnes n'ayant pas de panneaux solaires ou bénéficiant du tarif social.

En plus d'aider le réseau à réguler la tension, l'énergie verte, peu chère à accumuler par les URD en journée, pourrait être utilisée le soir. Au final, cela permettrait de diminuer la facture du citoyen. Pour ceux qui bénéficient d'un tarif préférentiel, la différence entre le tarif fixe et le tarif du marché, compensé par l'État, diminuerait également, ce qui, dans l'absolu, pourrait également en partie participer au financement de ce système. Comme je vais le montrer dans les prochains *slides*, différentes entités pourraient participer à ce système.

Au niveau des avantages supplémentaires, en plus du pilotage des équipements, vous avez la sécurité d'approvisionnement, puisque c'est connecté directement après le compteur et pas en parallèle, comme certaines batteries que l'on branche directement à l'onduleur. Vous avez la sécurité d'approvisionnement, donc vous pouvez continuer, en cas d'inondations, à faire fonctionner les pompes, vous pouvez continuer à charger votre téléphone, vous pouvez continuer à alimenter l'électronique de votre chaudière à gaz pour pouvoir continuer à vous chauffer, ainsi que vos réfrigérateur et congélateur.

Un autre moyen de financer ces Optiflux est la lutte active contre les dérives de fréquence. Pour cela, la start-up avec laquelle on fait des tests a déjà les accords pour faire partie d'un pool qui permet à Elia Group de faire des microajustements sur le réseau pour rester à 50 hertz. Ils sont rémunérés pour cela ou ils pourraient l'être. Cela pourrait participer au financement des Optiflux.

Au niveau des quatre tranches tarifaires, l'Optiflux peut être programmé pour aller chercher l'énergie peu chère et peu carbonée pendant la journée pour la restituer le soir pendant les pics.

On en revient aux VPP, les Virtual Power Plant, ces unités décentralisées de production d'énergie. Vous voyez que l'on a les cycles jour-nuit, avec les pics de consommation où l'énergie coûte cher. Le but est de faire partie de nouveau d'un pool et de dire que les fournisseurs pourraient utiliser cette énergie pour pouvoir la revendre au prix du marché, une énergie qui est un déchet en journée, et de venir écraser ce pic.

Ici, dernièrement, avec la crise économique, le citoyen a réalisé que le prix de l'énergie était lié au gaz et que c'était la dernière centrale allumée qui fixait le prix du marché, notamment des énergies éolienne et nucléaire qui ne coûtent pas cher. Si l'on arrive à faire tomber ces pics de consommation, peut-être pourrait-on à grande échelle se permettre de ne plus allumer cette dernière centrale la plus chère. Cela permettrait, pour l'ensemble des citoyens, de faire baisser le prix de l'énergie décarbonée à ces moments-là.

Quelle est la suite ? Ce sera ma conclusion. On a un Optiflux à Marneffe. Vous voyez qu'avec un seul Optiflux qui est un peu sous-dimensionné on arrive déjà à faire des choses intéressantes avec la technologie antidécrochage. Quand le système est activé, la production solaire, en rouge, est quand même meilleure que quand le système est désactivé.

Notre objectif est d'accélérer la résolution des problèmes de décrochage. Avec l'Optiflux, nous avons ici une solution qui coche toutes les cases de la transition énergétique, qui s'intègre parfaitement dans la réglementation existante et même celle à venir. Elle peut être déployée immédiatement et installée en une demi-journée. Contrairement aux batteries de quartier qui peuvent amener des nuisances pour le citoyen, l'Optiflux apporte des avantages supplémentaires.

De plus, au-delà de la lutte active contre les dérives de tension, les autres aspects collectifs de l'Optiflux leur permettent de trouver des sources de financement auprès des secteurs privés tout en participant positivement à la lutte contre le réchauffement climatique. Avec la nouvelle méthodologie tarifaire 2025-2029, les GRD ont maintenant des moyens supplémentaires, mais manquent toujours cruellement de moyens humains, donc visiblement pas de solutions structurelles à proposer à court terme.

Avec la fin du principe de compensation, l'activité photovoltaïque des installateurs va diminuer. Peut-être est-il envisageable de contracter ces installateurs en 2024 pour déployer des Optiflux dans les quartiers qui décrochent, puisque apparemment cela ne concerne que 1 % des *prosumers* ; ce sera vite réglé.

Pour conclure, nous avons donc ici une technologie qui ne demande qu'à prouver sa pertinence dans le cadre de la problématique qui nous occupe. Nous demandons donc aux GRD de nous accompagner dans l'élaboration des projets pilotes multi-Optiflux à Marneffe pour Resa et à Hingeon pour ORES, pour prouver la pertinence de ces nouvelles technologies innovantes.

M. le Président. – Je vous remercie pour vos interventions.

Je signale aux députés présents que les *slides* ont été envoyés sur la plateforme.

Échange de vues

M. le Président. – La parole est à M. Lomba.

M. Lomba (PS). – Je voudrais d’abord remercier MM. Vanlommel, Thirion et François.

Monsieur Vanlommel, je pensais que vous alliez nous expliquer la structure de Fluvius pour que l’on puisse avoir des points de comparaison par rapport à nos propres GRD que nous avons auditionnés ces derniers jours. Vous avez fait un focus sur la problématique du décrochage. Je suis assez surpris de la faible ampleur du problème de décrochage que vous rencontrez en Flandre. Ce n’est quand même pas la Bérézina. Quand je vois que les compensations s’élèvent en tout et pour tout à 50 000 euros, je suis assez surpris. C’est peut-être à nuancer. Je vois que vous faites non de la tête. J’étais tout de même surpris que ce ne soit pas plus important que cela.

Vous avez en son temps donné des primes pour les batteries, mais vous ne le faites plus. Pourquoi ? Cela a-t-il eu un impact positif ? Peut-être cela avait-il un impact négatif et n’était-ce pas utile ?

Les réseaux sont différents en Flandre, cela explique aussi peut-être les choses. Vous avez parlé d’investissement programmé de 4 milliards d’euros pour renforcer les réseaux en disant que ce n’était pas nécessairement le problème du décrochage de la production photovoltaïque, mais simplement l’ambition de la transition énergétique. De nouveau, peut-on se dire que le décrochage n’est qu’une petite partie du problème et qu’il y a de toute façon des investissements à faire pour moderniser le réseau, pour l’amener aux nécessités d’aujourd’hui ?

Vous n’avez qu’un seul GRD en Flandre. Non ?

(Réaction de M. Vanlommel)

Vous en avez 10. Je n’avais pas compris. Je pensais que vous étiez le seul opérateur.

Est-ce intéressant de ne pas se disperser ou en tout cas d’avoir une approche qui rassemble plus les choses sur le terrain ? La synchronisation amène-t-elle des économies d’échelle ?

Vous avez un actionnariat différent en Flandre, la Région flamande s’y trouve. Pourquoi ? Est-ce utile ? Quels sont les avantages ? On peut se poser la question et on l’a d’ailleurs posée au GRD pour savoir ce qu’ils pensaient du fait que la Région wallonne entre au capital. Vous allez même jusqu’à imaginer d’incorporer les capitaux privés, voire même une entrée en bourse. Ce n’est pas trop notre façon de voir les choses, mais j’aimerais connaître votre point de vue par rapport à ce que cela pourrait engendrer comme impact positif.

Par rapport à BeProsumer, je salue la vision positive. Cela n’a pas toujours été le discours, et tant mieux s’il évolue. On l’a dit aux GRD, il est important de se rencontrer et de dialoguer. On en appelait tout à l’heure à une grande alliance des différents opérateurs. Vous pourriez faire partie de cette grande alliance puisque vous êtes une partie de solution. Le fait d’avoir une approche plus positive et de chercher à faire partie de la solution plutôt que de revendiquer l’existence de problèmes dont les autres devraient s’occuper, je trouve que ce n’est pas mal, tout comme l’approche pédagogique que vous défendez par rapport aux compteurs communicants qui n’ont pas toujours bonne presse. Peut-être est-ce aussi parce que beaucoup d’entre vous ont donné une mauvaise presse à la problématique que d’aucuns se méfient des compteurs intelligents, et cetera. Il y a eu aussi des incompréhensions, car il y avait des décrochages parce que cela posait des problèmes. C’est bien de se mettre autour de la table et voir comment on peut faire avancer les choses.

Vous faites un cadastre des décrochages, mais je n’ai pas bien compris la méthode. Est-elle empirique ? Sont-ce simplement les personnes qui vous contactent, un peu comme on le fait avec Fluvius et leur numéro pour entrer en contact ? La méthode est-elle correcte scientifiquement ? Comment la rendre un peu plus efficace ou légitime au niveau des données qui peuvent être captées ?

Vous avez parlé des solutions à court terme ; il y a toute une série de propositions.

Vous avez beaucoup fait un focus sur les Optiflux. Combien cela coûte-t-il ? Vous n’en avez pas parlé. Ce n’est peut-être pas à la portée de chacun.

Je ne sais pas non plus à combien on peut estimer le coût d’une batterie, en avez-vous des éléments de réponse ? Ensuite, concernant l’accès, si tout le monde n’a pas la possibilité, comment peut-on faire ? On peut penser à des achats groupés ; je pense que vous avez envisagé ce genre de mécanisme. Où en êtes-vous ? Pensez que c’est une solution ou une partie de solution ?

Je pense que l’on touche pour le moment à une kyrielle de petites solutions qui, mises les unes après les autres, pourront peut-être aider la situation actuelle et permettront de surmonter les difficultés que nous rencontrons pour le moment.

Ensuite, vous indiquiez que vous alliez déconseiller aux *prosumers* de participer aux communautés d’énergie, parce qu’ils perdraient l’avantage du compteur qui tourne à l’envers. Je ne sais pas ce que, de nouveau, mon collègue Douette, qui défend les communautés d’énergie, pense de cela. Est-ce vrai que vous déconseillez ou, au contraire, les communautés d’énergie sont-elles une partie de la solution qui pourrait être mise en œuvre de manière intelligente, tous

ensemble, dans cette grande alliance que nous appelons tous de nos vœux ?

M. le Président. – La parole est à M. Bierin.

M. Bierin (Ecolo). – Merci pour les différentes présentations. J'ai deux ou trois questions pour chacun des intervenants.

Monsieur Vanlommel, merci beaucoup de vous être déplacé à Namur pour la première participation de Fluvius dans des auditions au Parlement wallon. C'était très éclairant et très intéressant ; la comparaison est toujours utile.

Je me demandais, un peu plus en détail – vous l'avez déjà en partie expliqué –, quelles sont les conditions exactes pour avoir cette indemnité, cette compensation en cas de décrochage et de problème d'onduleurs qui se mettent hors service. Que veut dire le fait que ce soit automatique ? Est-ce basé sur la présence d'un compteur communicant qui, du coup, identifie automatiquement, numériquement le décrochage, puis Fluvius le prend en charge, ou faut-il qu'il y ait une plainte et, sur la base de l'objectivation de celle-ci, l'indemnité est automatique ?

Vous avez mentionné qu'elle était forfaitaire. Cela veut-il dire qu'elle est forfaitaire sur base annuelle, peu importe que l'on ait deux décrochages ou deux cent, ou que cela dure deux jours ou deux mois ? Comment se décline-t-elle précisément ? Est-ce considéré par votre régulateur comme un coût gérable ou un coût non gérable ? Estimez-vous que la tarification incitative va avoir une influence sur cette quantité de décrochage, en facilitant ou en favorisant l'autoconsommation ?

Quant à BeProsumer, merci beaucoup également de participer à nos auditions et pour vos inputs.

Vous estimiez, dans la fin de la présentation, Monsieur Thirion, que les améliorations devraient se faire quartier par quartier, et vous avez mis en place votre cadastre qui est tout à fait utile pour le débat. Cependant, dans la présentation de M. Vanlommel, on voit que Fluvius parvient à régler un cas sur deux dans les 30 jours, au cas par cas. Quel est votre avis, votre analyse là-dessus ? Est-ce vraiment nécessaire de le faire d'office quartier par quartier ou non ?

Par ailleurs, je trouve tout à fait positif que désormais BeProsumer fasse activement la promotion des compteurs communicants. Vous avez indiqué qu'il y a toujours beaucoup de craintes et de fausses idées sur ces compteurs. Avez-vous l'impression que cela évolue déjà un peu par rapport notamment à la pédagogie et à la sensibilisation que vous mettez en place auprès de vos membres ?

Je voulais vous demander quelle était votre vision sur l'idée de cette indemnité qui a été mise sur la table par le ministre Henry. Je vois que nous sommes raccord

sur le fait que c'est une solution de tout dernier recours. Cependant, avez-vous déjà une position plus précise sur les montants ? Vous avez dit que, si l'on compare avec la Flandre, ils ne seront probablement pas très élevés tant sur les montants que sur les critères que cela devrait rencontrer. Avez-vous un avis ?

De plus, il est fondamental et intéressant de votre part d'avoir parlé des solutions en deçà du compteur. C'est la première fois qu'on l'évoque dans le cadre de ces auditions. Je pense que l'on doit se pencher sur l'analyse et la comparaison entre batterie et Optiflux.

J'ai une question très technique – c'est peut-être un détail – : un Optiflux fonctionne-t-il sur du triphasé ou pas ?

Concernant la mise à jour de l'onduleur, c'est en effet un élément que l'on n'avait pas encore évoqué jusqu'ici et qu'il est très utile d'avoir mentionné. Il y a des règles de protection des consommateurs à mettre à jour vis-à-vis de cela aussi – pour parler de mise à jour –, mais cette question dépend du Fédéral. Il est toutefois de notre responsabilité de le solliciter et de l'interpeller à ce sujet.

Dans l'éventail de solutions potentielles, les voitures électriques avec recharge bidirectionnelle vous semblent-elles faire partie du mix de solutions, même si elles ne sont pas encore très répandues aujourd'hui ? De manière générale, les véhicules électriques ont des batteries avec des capacités importantes. Il est donc utile de les mettre à disposition du réseau de façon plus collective.

Enfin, vous avez mentionné assez brièvement que les batteries par quartier pourraient amener des nuisances pour les citoyens, pour les riverains. À quoi pensiez-vous ? Cela m'intéresse de le savoir de façon un petit peu plus précise.

M. le Président. – La parole est à M. Douette.

M. Douette (MR). – Merci pour les deux présentations. Un constat que j'en tire est l'importance du compteur communicant ou intelligent, puisque vous avez pu nous indiquer au niveau de Fluvius toute l'analyse que vous pouvez faire des décrochages à partir des données de ces compteurs. Même s'il y a de nouveau un numéro de téléphone et des éléments qui sont mis en place, la difficulté est réelle. On peut la voir au niveau de BeProsumer où des tests doivent être organisés dans des communes avec des rencontres citoyennes. Je dirais que l'on est entre la guerre des étoiles, l'avancée spatiale et l'âge de pierre entre nos deux Régions, si je puis me permettre une comparaison.

Je pense qu'il serait intéressant, au niveau de la Wallonie – c'est un constat –, d'avancer très vite dans l'installation de ces compteurs intelligents, même si l'on a la difficulté du placement – Resa l'a signalé, ORES aussi – du compteur intelligent, à cause de la limitation

des moyens humains et du matériel. Il y a là une grande importance de l'évaluation.

Monsieur Vanlommel, vous avez indiqué, au niveau du décrochage, les montants qui sont les vôtres, et la manière dont vous organisez cette compensation. Vous avez indiqué – de nouveau on se rejoint – qu'elle n'est possible que parce que vous avez, en Flandre, un mesurage parfait des décrochages, ce que nous n'avons pas en Wallonie.

J'apprécie également le discours de BeProsumer qui dit : « OK, on peut avoir une compensation, mais sur quelle base ? Il faut pouvoir la mesurer, il faut pouvoir la rendre optimale ». Pouvez-vous nous indiquer à quel pourcentage vous en êtes sur votre réseau d'installation de compteurs intelligents sur l'ensemble de la Flandre ? C'est un élément essentiel à avoir pour que l'on puisse comparer le chemin qu'il nous reste à faire en Wallonie.

Vous indiquez que les décrochages sont tout de même importants chez vous. Vous avez expliqué le mécanisme de compensation. Pour le Parlement wallon, il serait utile de s'inspirer de votre méthodologie de calcul. Vous avez un premier élément, et je demande après les auditions d'aujourd'hui à avoir une copie de cette méthodologie de calcul, de sorte que notre Parlement puisse s'en inspirer ; à condition que l'on puisse, dans l'objectivation qui a été indiquée, pouvoir l'évaluer.

J'ai aussi apprécié votre position qui est de dire que la compensation n'est pas une fin en soi. Elle est là parce qu'il y a un problème de décrochage actuellement. Il y a une participation financière, mais on cherche différents moyens. Vous nous avez inspirés, Monsieur Vanlommel, en disant : « On investit dans le réseau, on va avancer la modernisation ». J'ai deux questions à vous poser sur ce point-là.

Premièrement, vous avez une politique d'installation des batteries individuelles soutenue par un financement de la Région flamande. Cela a-t-il aidé ou pas pour diminuer les décrochages ? Ces batteries individuelles ont-elles facilité une certaine flexibilité sur votre réseau ?

Par contre, à côté de votre réseau, avez-vous installé des batteries collectives ? En d'autres termes, Fluvius installe-t-il actuellement ou a-t-il un projet d'installer des batteries sur le réseau pour résoudre le problème de tension ? On nous dit ici qu'il y a un problème européen au niveau de l'application. Fluvius a-t-il dans ses intentions ou dans sa philosophie l'installation de batteries collectives à côté du réseau ?

Vous avez entendu le plaidoyer pour l'Optiflux. Je vais appeler cela une « batterie intelligente », si je puis me permettre, puisqu'on parle de compteurs intelligents. Dans l'installation des batteries individuelles que vous opérez en Flandre, s'agit-il de batteries individuelles traditionnelles ? Auquel cas, et je veux bien l'admettre,

BeProsumer nous a expliqué très clairement la difficulté et la faiblesse de ces batteries individuelles : quand elles sont arrivées à charge, elles ne vont pas résoudre le problème. Par contre, j'apprécie la précision que vous avez annoncée, et je pense que l'on doit aller vers des batteries pilotables. En Flandre, avez-vous ce type d'installations ? En effet, au niveau des compteurs communicants, vous êtes en avance par rapport à la Wallonie. Installez-vous ce type de batteries pilotables ? Dans l'affirmative, avez-vous la même conclusion graphique ou théorique, voire pratique, puisqu'ils les utilisent maintenant dans quelques communes, au niveau de ces pilotages ?

Vous avez parlé d'une solution à moyen terme et à long terme au niveau de Fluvius. J'apprends qu'il y a encore 10 GRD en Flandre. *Mea culpa*. Merci de nous avoir corrigés par rapport à cela parce que, depuis toujours, on indique qu'il n'y a plus qu'un seul GRD en Flandre et qu'il y a Fluvius. Je l'apprends aujourd'hui. Parfois, on ne connaît pas assez l'autre Région, donc c'est bien de nous en informer aujourd'hui.

On a souvent dit que la Région flamande était entrée dans le capital de Fluvius afin de pouvoir financer le réseau. C'est une question. Une des questions qui se pose en Wallonie est : comment va-t-on financer la modernisation du réseau dans le même cadre que l'explication que vous avez donnée ? On souhaiterait savoir quels mécanismes la Région flamande a pu utiliser pour aider à financer le réseau aux côtés de Fluvius. Autrement dit, la Région flamande est-elle entrée dans le capital de Fluvius, ce qui vous permet, en tant que GRD, de financer toute la modernisation du réseau dont vous nous avez parlé ? Si vous ne savez pas me répondre aujourd'hui sur ce point, je le comprendrai.

Les autres questions iront vers BeProsumer. Tout d'abord, merci pour le travail de prospection que vous avez réalisé. Merci pour la correction et l'intelligence de la proposition et du débat que vous faites aujourd'hui. Vous n'êtes pas venus quémander une compensation, vous la proposez de manière intelligente, de manière constructive, par rapport à une volonté affichée par les GRD également de pouvoir intensifier les compteurs intelligents pour analyser de manière plus pertinente et, s'il y a réellement un problème – je pense que l'on peut se baser sur la réflexion que nous a présentée M. Vanlommel –, on peut alors envisager une compensation.

C'est intéressant d'avoir les deux visions, parce que, comme l'a dit mon collègue, M. Bierin, tout à l'heure, la Région wallonne réfléchit elle-même à mettre en place ce type de compensation. Ne partons donc pas, franc battant, seuls, en lançant un « bazar » sans savoir comment on peut le mettre en place de manière correcte et responsable. Aujourd'hui, dans les deux interventions que nous avons eues, on a déjà des bases solides pour entamer cette réflexion.

Au niveau d'Optiflux, j'ai une question à vous poser. L'Optiflux, que vous nous présentez, je vais l'appeler « batterie intelligente individuelle et collective ». J'aime beaucoup. Je posais tout à l'heure la question à ORES : est-il possible d'avoir des batteries pilotables ? J'ai eu beau chercher dans différentes littératures, je ne suis pas parvenu à trouver le bon terme ou le bon système, et vous venez aujourd'hui éclairer une partie de la vision que je pouvais me faire sur le fonctionnement. Vous avez parlé d'un Optiflux individuel et d'un Optiflux par quartier ou collectif, ce qui me semble intéressant dans ces différents points.

Je rejoins un peu la question qu'avait mon collègue, M. Lomba : avez-vous une fourchette de coûts de ces Optiflux ? S'écarte-t-on du prix d'une batterie traditionnelle ? Est-ce plus complexe comme technologie ? Cela coûte-t-il plus cher ? C'est une question que je pose ici, mais elle ne s'adresse pas à vous. Je la reposerai aux GRD et à M. le Ministre.

L'Optiflux par quartier, par exemple, peut-il entrer dans les subsides de smartisation que nous avons votés il y a quelques semaines ? Je ne parle pas de l'Optiflux individuel. Mais si l'on est par quartier ou sur le réseau, pour moi, cela peut entrer dans la partie de smartisation. Pensez-vous qu'il serait intéressant de mettre un financement public pour permettre aux citoyens de se lancer dans l'aventure de ce placement de l'Optiflux ? N'en connaissant pas le coût, je ne sais pas vous dire si c'est intéressant. On a parlé du compteur qui tourne à l'envers avant et après. Estimez-vous qu'il soit intéressant de placer ce type de batteries intelligentes pour un *prosumer* qui utilise le compteur qui tourne à l'envers, ou devrait-on tout simplement l'imposer sur toutes les nouvelles installations à partir du 1er janvier 2024 ? Je pense qu'il y a une importante réflexion. Il y a l'avant compteur qui tourne à l'envers, et il y a l'après. Il serait peut-être intéressant d'avoir, à partir du 1er janvier, dans les installations – puisqu'on n'a plus ce système de compteur qui tourne à l'envers, et que l'on va continuer à avoir une explosion du photovoltaïque, quoi que l'on en dise –, un package intelligent à proposer à l'ensemble des citoyens.

Pour répondre en même temps à mon collègue, M. Lomba, je défends effectivement les communautés d'énergie. Actuellement, elles sont complexes à mettre en œuvre, tout simplement parce que le décret que nous avons voté est compliqué ; c'est une première étape, excusez-moi. J'essaie de les mettre en place et, pour l'instant, les porteurs de projet essaient de trouver des moyens pour mettre des communautés d'énergie en contournant, en passant par des *leasing*, des systèmes, et cetera. La communauté d'énergie citoyenne à petite échelle sera facilement mise en œuvre par rapport au décret. La communauté énergie de masse – je vais même l'appeler la communauté citoyenne – est parfois plus complexe. Je vous donne un exemple : un pouvoir public qui va investir massivement dans une communauté d'énergie ou dans une communauté

citoyenne n'aura pas la mainmise sur cette communauté citoyenne parce que l'on parle de coopérative ou de communauté, et cetera. C'est donc un peu complexe.

Il y a encore quelques éléments pour lesquels il faudra affiner le principe, mais le décret est là. Je pense que toute une série de porteurs de projets vont quand même se jeter à l'eau ; j'en ferai partie à titre purement communal et non pas à titre de député wallon. J'espère pouvoir trouver et je vois que des personnes qui sont présentes ici sont également en œuvre dans la réflexion pour faire avancer les choses. Je pense que tout le monde est de bonne composition et veut faire avancer le système. On y arrivera. Effectivement, je vous rejoins. Actuellement, un *prosumer* qui doit rejoindre une communauté d'énergie, quel est son intérêt à partir du moment où, s'il ne décroche pas et que son compteur tourne à l'envers ? À mon sens, il n'a pas grand intérêt à rejoindre une communauté d'énergie dans un premier temps. Par contre, tous les nouveaux *prosumers* qui vont arriver à partir du 1er janvier auront certainement un intérêt à entrer dans une communauté d'énergie.

Voilà pour l'aspect communauté d'énergie, où peut-être que l'Optiflux, par quartier, dans une communauté d'énergie, ou des batteries collectives auraient à mon sens un intérêt important dans ces structures.

Dernier point, on a parlé de la mise à jour des onduleurs. Le décrochage est à 249 – je pense, de mémoire – et l'on peut optimiser jusqu'à 253. Y a-t-il, si l'on fait ce *reset* ou cette mise à jour des onduleurs – il y a aussi des onduleurs qui sont un peu plus performants, intelligents actuellement –, un intérêt à faire cette mise à jour ? Vous maîtrisez mieux le sujet que moi. Est-elle importante ? Auquel cas, ne serait-il pas important de se lancer dans un grand pôle de communication ?

M. Lomba parlait de la mauvaise communication du secteur sur l'installation des compteurs communicants. Il y a peut-être aussi une communication qui ne passe pas sur la « mise à jour » – je vais l'appeler comme cela, excusez-moi si je n'utilise pas les bons termes, j'ai parfois du mal à assimiler toute la matière – des onduleurs de manière plus efficace.

Y voyez-vous un attrait pertinent si l'on faisait de manière massive déjà pour tous ceux qui sont en place ? Je pense que tous les onduleurs ne le permettent pas. Dans les nouvelles générations et de nouvelles installations, elles le permettent.

Au niveau de BeProsumer, puisque je présume que vous avez le réseautage que vous pouvez avoir au niveau de vos adhérents, répondent-ils présents quand vous envoyez ce genre d'éléments ? Si oui, quel est le coût de cette mise à jour ? Je ne la connais pas non plus.

M. le Président. – La parole est à M. Desquesnes.

M. Desquesnes (Les Engagés). – Je voudrais remercier M. Vanlommel pour sa présentation et également M. Thirion et M. François pour BeProsumer.

J'ai quatre questions pour M. Vanlommel. Premièrement, cela rejoint un petit peu ce que des collègues ont demandé. Pourriez-vous nous faire une brève présentation de Fluvius ? Fluvius a des métiers non seulement de GRD, mais il est également actif dans le câble et dans l'égouttage ou l'épuration. Pouvez-vous expliquer ?

J'ai regardé sur la Banque nationale, il y a quelques éléments d'information, mais j'ai un peu de mal à m'y retrouver dans les différents Fluvius. Lequel représentez-vous aujourd'hui ?

En particulier, on a eu un débat ce matin avec les GRD wallons qui sont, comme intercommunales, soumis à l'impôt des sociétés, et paient beaucoup de dizaines, même de centaines de millions d'euros par an d'impôts. Est-ce la même chose en Flandre avec Fluvius ou avez-vous une technique pour éviter de faire trop de bénéfices et de payer trop d'impôts des sociétés ?

Ma deuxième question concerne les compteurs communicants. Les résultats d'installation des compteurs communicants en Flandre sont très bons par rapport à ce qui est en Wallonie. C'est le résultat du coup de frein donné par le Gouvernement wallon actuel en début de législature. Comment vous y êtes pris en Flandre, au-delà de l'aspect légal, pour que cela aille rapidement et au meilleur coût pour les compteurs communicants ?

Troisième question, pouvez-vous me décrire, en quelques mots, la méthodologie tarifaire en Flandre aujourd'hui. En Wallonie, la CWaPE, notre régulateur, a mis en place des perspectives en 2025 avec des plages tarifaires. Où en êtes-vous en Flandre et sur quel calendrier ?

Le quatrième élément concerne le réseau de gaz ou des molécules. Quelle est la vision de Fluvius par rapport aux conduites de gaz dans la perspective de zéro carbone en 2050 ? Quelle est la stratégie, la vision de transformation ou d'adaptation du réseau de transports ?

Ce sont les quatre questions que j'adresse à M. Vanlommel et je l'en remercie d'avance.

Concernant BeProsumer, j'ai quatre questions également. La première, quelle est la nature du dialogue entre BeProsumer et la Région ? Êtes-vous considéré comme un interlocuteur ? Le Gouvernement ou le ministre de l'Énergie ont-ils des contacts avec vous sur les différents enjeux soulevés ?

Il y a quelques mois, quand j'ai interrogé le ministre Philippe Henry, il disait qu'il n'y avait pas de problème d'injection sur le réseau et de décrochage ; trois mois plus tard, il a avoué qu'il y avait un problème ;

aujourd'hui, il dit qu'il faudra trouver des solutions ; alors que vous tirez la sonnette d'alarme depuis plus longtemps que cela. Quelle est la qualité du dialogue avec l'autorité régionale ?

Ma deuxième question concerne le mesurage du décrochage. De nouveau, pour revenir sur les échanges que j'ai eus avec le ministre Henry en cette commission, il me dit que ce n'est pas possible de mesurer parce qu'il n'y a pas assez de compteurs communicants. Rebelote. Vous avez, en tout cas, sur base de vos membres et de la cartographie, maintenant des informations. Avez-vous pu échanger ces informations avec les GRD, avec la CWaPE puisque le ministre avait demandé un rapport à la CWaPE et elle a répondu qu'elle ne pouvait pas ?

Je trouve qu'il y a, de votre côté en tout cas, une expertise qui existe. Ce serait dommage de ne pas la valoriser et l'utiliser de façon intelligente au niveau régional.

Ma troisième question, avec quelques sous-questions, concerne ce que vous venez de présenter, c'est-à-dire Optiflux. D'abord, il faut savoir quelle est la valeur d'Optiflux, ce qu'est Optiflux légalement. Est-ce une marque déposée, une société ? J'ai interrogé internet, cela donne d'autres types d'éléments. Je voudrais comprendre de quoi on parle. Le deuxième élément, c'est l'addition d'une batterie et d'un logiciel. Le mécanisme constitué par cet ensemble que vous appelez Optiflux est-il légal ? Peut-on l'installer ou est-ce un mécanisme en dehors d'un cadre bien net ? Le troisième élément, un peu plus technique, permet-il à celui qui l'installerait, si cela est autorisé et si l'on cadre dans les normes, d'échapper à la sanction du décrochage ? On sait que le décrochage a pour effet d'interdire d'injecter sur le réseau. Non seulement il interdit de mettre sur le réseau, mais il interdit d'autoconsommer pendant cette période.

Aujourd'hui, il semble qu'il y ait quand même quelques réflexions, notamment avec des outils semblables – je ne sais pas si c'est la même chose technologiquement –, qui permettent à quelqu'un qui produirait trop quand le réseau n'est pas capable de recevoir, d'aligner, avec l'aide d'une batterie, le réseau interne de production sur les 50 hertz de façon à consommer à l'intérieur, avant le compteur, c'est-à-dire que, si le réseau ne sait pas prendre, au moins que l'électricité soit utilisée pour une consommation de type domestique. C'est un type de solution qui commence à se mettre en place dans certains pays voisins. Cela intègre-t-il ce genre de régime ?

Ma dernière question concerne l'aspect plus particulier d'un arrêté que le Gouvernement wallon est en train d'adopter. Je ne sais pas s'il a été adopté définitivement ou pas, sur la période charnière du 31 décembre de cette année, c'est-à-dire la période pour laquelle des personnes qui investissent dans leurs

panneaux photovoltaïques pourront continuer à bénéficier du compteur qui tourne à l'envers.

Si j'ai bien lu ce qui est en projet du côté du Gouvernement, il ne faut pas que les panneaux soient installés au 31 décembre, mais qu'ils soient jugés conformes et accrédités officiellement au 31 décembre, ce qui risque de donner quelques mauvaises surprises pour ceux qui installent en fin d'année et qui n'auront pas le temps de faire le contrôle à temps.

Petite cerise sur le gâteau : pour celles et ceux qui avaient déjà une installation, mais qui souhaitent l'augmenter, le risque est que, si cette accréditation tombe après le 1er janvier, ils seront même pénalisés sur leur installation préexistante puisque l'ensemble de l'installation serait déclassée et ne bénéficierait plus du compteur qui tourne à l'envers.

Sur ces enjeux particuliers de l'arrêté « coupures » entre le régime compteur qui tourne à l'envers et le nouveau régime, BeProsumer a-t-il été associé aux discussions ? A-t-il été sollicité en termes d'avis par rapport à la norme en projet ?

M. le Président. – La parole est à M. Bellot.

M. Bellot (MR). – J'aurai quelques questions à vous poser.

Premièrement, est-il exact qu'il y a une aide à l'installation de batterie en Flandre et que cette aide financière va cesser ? On nous a dit au 1er janvier 2024. Pourriez-vous nous en dire plus ?

Deuxièmement, par rapport à BeProsumer, avez-vous fait une analyse coût-bénéfice du placement d'une batterie ? J'imagine que celles et ceux qui ont toujours un chauffage classique avec des énergies fossiles et à côté de cela, il n'y a que la machine à lessiver, le lave-vaisselle, le sèche-linge, enfin la consommation courante, ils n'ont pas une grosse consommation journalière. En tout cas, ils en ont moins que s'ils ont une pompe à chaleur. Ne faudrait-il pas vraiment, dans l'hypothèse où l'on met une batterie intelligente, aussi s'assurer que l'on se chauffe à l'électricité via une pompe à chaleur ? Autrement, il me semble que l'analyse coût-bénéfice aboutit à quelque chose d'inintéressant. Une batterie de 5-6 kilowattheures, c'est tout de même de l'ordre de 4 500 à 5 000 euros. Or, il faut l'amortir.

Troisièmement, j'ai toujours un peu de mal avec les investissements que ceux qui ont des panneaux solaires qui décrochent doivent eux-mêmes faire un investissement, car la situation est discriminatoire. Celles et ceux, qui habitent le long d'un réseau qui a trois fois 400 volts suffisamment dimensionnés et avec un compteur qui tourne à l'envers, n'ont pas le moindre problème. Par contre, celles et ceux qui ont un tel équipement, mais se trouvent en trois fois 220 volts ou le long d'un réseau qui décroche de manière régulière,

dans leur cas, pour résoudre leurs problèmes, ils doivent investir eux-mêmes alors que c'est le réseau qui est en faute. Je comprends que c'est frustrant pour celles et ceux qui ont des panneaux de dire : « ils décrochent. Finalement, j'ai fait un investissement qui n'est pas financièrement rentable ». Je ne parle pas de l'aspect environnemental, c'est autre chose. Cela pose une difficulté.

Dans une rue, celui qui habite loin du poste de transformation va décrocher beaucoup plus vite que celui qui habite à proximité. Or, celui qui habite à proximité n'a pas de souci à se faire et le compteur tourne à l'envers. Il n'investit rien, il n'y a pas de problème. Celui qui habite à l'autre bout, s'il veut éviter les décrochages, il doit investir 4 000 euros. C'est pour cela que je trouve que concernant les GRD – quand je dis cela, ce n'est pas une insulte à leur avis –, le sous-dimensionnement du réseau fait que l'on discrimine les citoyens entre eux alors que l'on ne fait pas de différence vis-à-vis du reste. On ne donne pas d'indemnités, on ne donne pas de subsides, on ne réduit pas la redevance, et cetera.

Voici les questions, les observations que je fais. Quelle est votre position par rapport à cela ?

(M. Douette, Vice-président, reprend place au fauteuil présidentiel)

M. le Président. – La parole est à M. Hermant.

M. Hermant (PTB). – J'avais aussi quelques questions dont beaucoup ont déjà été posées. En fait, en Flandre, avez-vous une vue sur le nombre de décrochages ? Dans ce que vous nous avez communiqué, c'est le nombre de plaintes. Mais avez-vous une vue avec les compteurs communicants, justement, du nombre de décrochage pour avoir une idée de la différence entre les deux ?

Pourquoi avoir fait le choix des batteries individuelles en Flandre plutôt que des batteries collectives ? Des économies d'échelles sont-elles possibles si c'est fait par le GRD, par exemple, ou autre ?

Matériellement, au niveau international, en Europe et au niveau de la Belgique entière, cette solution est-elle possible ? A-t-on assez de matière pour créer ces genres de batteries pour tout le monde ou en tout cas à une échelle suffisamment grande que pour que cela soit utile toute l'année ? C'est une question que je me pose.

Les batteries individuelles ne risquent-elles pas d'apporter plus d'incertitude dans la gestion du réseau que les panneaux photovoltaïques ? Concernant ces derniers, ainsi que les éoliennes, je pense que les fournisseurs ont une idée de la quantité de photons qui arriveront le lendemain ; de la puissance des vents qui souffleront le lendemain. On a une idée plus ou moins précise, mais si l'on commence à avoir des batteries

individuelles, il me semble que l'on risque une non-prédiction de l'ensemble du secteur. Cela ne risquait-il pas de poser des problèmes à plus grande échelle ?

Au niveau de BeProsumer, j'avais la même question. Quels sont les contacts que vous avez avec le ministre concernant tous ces points ? Vous avez tout de même une fameuse expertise de terrain.

Au niveau des batteries individuelles, y a-t-il un endroit en Europe où cela existe ? Cela paraît séduisant, je trouve que c'est une idée intéressante. Je me demande si cela existe, si cela fonctionne, et si cela un intérêt toute l'année. Voilà ma question pour les batteries individuelles.

Sur la question des indemnités, j'ai vu passer l'information que vous étiez pour une indemnité moyenne de 1 000 euros par personne qui connaîtrait des décrochages. Sur quelle base avez-vous calculé ce montant ? Selon quel principe ce chiffre a-t-il été établi ? Avez-vous réfléchi à une manière de résoudre ce problème des indemnités des personnes qui ont une installation qui décroche ?

(M. Hermant, Président, reprend place au fauteuil présidentiel)

M. le Président. – La parole est à M. Vanlommel.

M. Vanlommel, Manager public affairs du gestionnaire de réseau de distribution Fluvius. – Beaucoup de questions ont été posées à mon attention. Je vais essayer de les regrouper.

M. le Président. – Je me permets de rajouter une précision concernant l'ensemble des questions. Il y a peut-être un certain nombre de questions qui demandaient des recherches de votre part. N'hésitez pas, le cas échéant, à revenir vers nous, après la commission, via un petit avis écrit, si vous n'avez pas la possibilité de répondre à tout aujourd'hui.

C'était pour votre information.

M. Vanlommel, Manager public affairs du gestionnaire de réseau de distribution Fluvius. – Je vais essayer de répondre brièvement aux questions posées. Si j'oublie une ou plusieurs questions, n'hésitez pas à m'interpeller plus tard.

Tout d'abord, je voudrais expliquer la structure de Fluvius, parce que je crois que c'est important. En Flandre, depuis 2018, il y a un seul opérateur, c'est Fluvius. Cette situation est le résultat de la fusion de Eandis et Infrax, qui étaient les deux opérateurs avant 2018. Maintenant, nous n'avons plus qu'un seul opérateur, avec 5 000 travailleurs. Il y a encore, toutefois, 10 gestionnaires de réseau, avec des tarifs différents. Il n'y a pas de péréquation tarifaire. Nous avons 10 GRD avec des tarifs différents. Il y a un débat politique en Flandre sur le fait d'arriver à un GRD ou à

un tarif, mais chez Fluvius, nous ne faisons pas de politique – ce sera aussi un choix politique, peut-être pour le gouvernement suivant. Il y a des discussions, mais en ce moment nous avons 10 GRD. Nous sommes actifs chez Fluvius parce que les GRD eux-mêmes n'ont pas de personnel. C'est uniquement Fluvius qui a du personnel, avec – comme je l'ai dit – 5 000 personnes.

Fluvius est actif dans la gestion non seulement des réseaux d'électricité et de gaz, mais aussi des réseaux de chaleur. Le câble était également une de nos activités. Maintenant, nous avons créé une entreprise nommée Wyre dans laquelle nous travaillons avec Telenet pour avoir à l'avenir un réseau de fibres optiques. C'est un autre domaine dans lequel nous étions actifs par le passé. Aujourd'hui, ce domaine est toutefois l'affaire de Wyre. Le système d'égouts, c'est aussi un domaine de réseaux que nous gérons en Flandre.

Nous sommes une entreprise *multi-utility*. C'est cela qui nous intéresse chez Fluvius, car nous pensons qu'il y a beaucoup d'économies d'échelle, de même que des économies sur base des activités *multi-utility*.

M. Desquesnes (Les Engagés). – Le nom de l'entreprise, c'est donc « Fluvius System Operator » ?

M. Vanlommel, Manager public affairs du gestionnaire de réseau de distribution Fluvius. – C'est bien cela.

M. Desquesnes (Les Engagés). – Est-ce une société anonyme ?

M. Vanlommel, Manager public affairs du gestionnaire de réseau de distribution Fluvius. – En effet, mais ce n'est pas un GRD ; les GRD, ce sont les 10 dont j'ai parlé, mais qui ont Fluvius comme seul opérateur. Est-ce clair ?

(Réaction d'un intervenant)

Il y avait aussi des questions sur la problématique des compensations. Le problème est-il faible ou non ? En 2022, nous avons versé 50 000 euros de compensation et il y avait 3 000 plaintes. On peut diviser ces deux nombres, et l'on sait alors quel est le montant pour chaque plainte en moyenne. Est-ce faible ou non ? Par rapport au nombre d'installations photovoltaïques, c'est relativement limité, mais il y a quand même beaucoup de plaintes et probablement, parce que – nous ne le savons pas vraiment – tous ceux qui rencontrent un problème de décrochage d'onduleur ne déposent pas une plainte auprès de nous. Chaque plainte est, bien sûr, une plainte de trop. Nous ne voulons pas dire que le problème n'est pas important, mais, par rapport au nombre d'installations, cela reste un problème relativement limité.

En ce qui concerne les batteries, il y avait beaucoup de questions sur les batteries individuelles et collectives. Tout d'abord, l'Europe ne permet pas aux GRD

d'installer des batteries individuelles ou collectives. C'est clair, ce n'est pas possible pour nous, bien que ce soit intéressant d'avoir une alternative pour l'investissement dans les réseaux, mais cela veut dire que nous devons faire appel à des opérateurs privés pour installer des batteries.

M. Douette (MR). – Comme il n'est pas GRD, Fluvius peut-il installer des batteries ?

M. Vanlommel, Manager public affairs du gestionnaire de réseau de distribution Fluvius. – Non, ce serait trop facile. Nous ne pouvons faire que ce que les GRD peuvent faire.

En ce qui concerne les batteries individuelles, les primes pour les batteries individuelles en Flandre ont été arrêtées à partir du 1er avril 2023. Ce n'est toutefois pas une décision de Fluvius, c'est une décision de la Région flamande. Il n'y a pas de lien avec nous en ce qui concerne les batteries individuelles. Les batteries individuelles sont-elles une possibilité de résoudre le problème de décrochage ? Nous ne le pensons pas – c'est aussi expliqué par les autres intervenants – parce que les batteries sont surtout installées par les *prosumers* pour augmenter leur autoconsommation, mais pas pour résoudre le problème des décrochages. En ce qui concerne les batteries collectives, cela peut être une solution à l'avenir. Néanmoins, le problème des décrochages d'onduleur est surtout un problème de congestion locale, dans une rue, au bout d'une ligne. Ce n'est pas évident de résoudre ce genre de problèmes avec des batteries collectives. Cependant, naturellement, dans l'avenir, les batteries collectives, comme d'autres formes de flexibilité, sont pour nous une alternative pour des investissements dans le réseau. C'est sûr. Voilà pourquoi nous sommes très intéressés dans toute forme de flexibilité à l'avenir.

Il y avait beaucoup de questions sur le financement des investissements. C'est clair que nous avons besoin de financements supplémentaires pour financer les investissements nécessaires : 4 milliards d'euros supplémentaires, mais aussi les 7 milliards d'euros nécessaires, même en l'absence des besoins, dans le cadre de la transition énergétique. Comment faisons-nous cela ? Pour 40 % de notre bilan, nous avons besoin de fonds propres. Les communes n'ont pas assez d'argent pour investir en plus dans Fluvius. Voilà pourquoi il y a plusieurs possibilités pour augmenter les fonds propres. Vous en avez mentionné quelques-unes, comme une entrée en bourse ou la participation de la Région flamande dans le capital des GRD et de Fluvius. Toutes des pistes sont maintenant examinées, mais ce sont des choix politiques.

Fluvius n'a pas vraiment une position dans cette discussion. Nous voulons seulement être certains qu'il y a assez de fonds propres pour financer les investissements. Sans cela, cela coûterait trop cher pour tout emprunter sur les marchés financiers, parce que

c'est l'alternative dont nous avons besoin : soit des emprunts classiques, soit des emprunts obligataires.

En ce qui concerne les 4 milliards d'euros, pourquoi ce montant est-il nécessaire ? Est-ce seulement nécessaire dans le cadre de la transition énergétique ? Comment va-t-on résoudre le problème de décrochage ? Nous avons un outil informatique au sein de Fluvius pour simuler notre réseau, pour simuler la situation locale en termes de fréquence et de tension. Cela nous donne un aperçu des problèmes au niveau local. On a fait une simulation pour savoir si l'on peut résoudre le problème des réseaux en hiver pour les pompes à chaleur, l'électrification croissante due à la transition énergétique ainsi que les voitures électriques. Si l'on peut résoudre le problème en hiver, le problème des décrochages des onduleurs en été sera résolu en même temps. Selon nos ingénieurs, le problème en hiver est plus important que le problème en été.

Quelles sont les conditions pour recevoir la compensation ? J'ai dit que c'est une compensation forfaitaire et automatique. Forfaitaire signifie que le montant de la compensation ne dépend pas du nombre d'heures ou de jours où il y a un problème de décrochage ; le montant ne dépend pas de la situation réelle. C'est automatique en ce sens que le consommateur ne doit pas introduire une demande de compensation. Il doit seulement signaler le problème et nous allons vérifier s'il y a vraiment un problème. Si le problème est lié au réseau, et que nous ne parvenons pas à le résoudre endéans les 30 jours, il reçoit automatiquement la compensation.

Les compensations sont-elles considérées comme des coûts gérables ou contrôlables ? Oui, ce sont des coûts gérables ou contrôlables ; c'est à nous de décider si nous allons investir dans le réseau ou si nous voulons payer des compensations. Naturellement, Fluvius essaie d'éviter de payer trop de compensations. Voilà pourquoi nous voulons investir dans le renforcement des réseaux.

En ce qui concerne les compteurs communicants, je peux vous dire qu'à ce moment, 41 % des consommateurs basse tension ont un compteur communicant en Flandre. Ce sont les ménages et les petites entreprises qui ont un compteur communicant. L'objectif est d'arriver à 80 % à la fin de l'année prochaine et à 100 % pour juillet 2029.

Les compteurs communicants nous aident naturellement à détecter les problèmes au niveau local, mais ce n'est pas la solution absolue. En effet, les compteurs communicants nous donnent des données moyennes de tension et de fréquence. Sur base de ces données, il n'est pas toujours évident de savoir de ce qui se passe sur place. Les données peuvent toutefois nous aider dans la détection des problèmes. Nous ne devons pas aller sur place pour vérifier ce qui se passe au niveau local.

Pour ce qui concerne l'impôt des sociétés, je ne sais pas répondre, mais je crois que Fluvius est une société comme toutes les autres qui doit payer des impôts.

N'y a-t-il pas de problème avec les compteurs communicants dans le *roll-out* ? Je n'en suis pas sûr, parce que nous avons quand même des problèmes pour convaincre les *prosumers* d'accepter un compteur communicant. Naturellement, un *prosumer* qui a un compteur communicant perd l'avantage de la compensation du compteur qui tourne à l'envers. Il existe quand même des problèmes d'acceptation du compteur communicant. C'était vraiment un problème au début au moment où le Gouvernement flamand a décidé de supprimer l'avantage du compteur qui tourne à l'envers.

Actuellement, les problèmes sont nettement moindres. Beaucoup de gens sont convaincus des avantages des compteurs communicants, surtout en raison de la crise énergétique, parce qu'un compteur communicant vous donne beaucoup plus d'informations qu'un compteur classique.

En ce qui concerne les réseaux de gaz, quelle est la vision de Fluvius ? Je peux vous dire que les investissements nécessaires de 4 milliards d'euros en plus des investissements de 7 milliards se retrouvent surtout dans les réseaux d'électricité, seulement une très petite partie de ces investissements sont destinés pour le réseau de gaz, et seulement pour le maintenir. Nous n'allons en effet pas essayer d'étendre le réseau de gaz, parce que nous voulons éviter naturellement des *standed assets* à l'avenir.

D'un autre côté, nous croyons qu'il est un peu tôt pour prendre des décisions définitives en ce qui concerne les réseaux gaziers. On ne sait en effet pas encore quelles seront les possibilités de distribution de biogaz ou d'hydrogène. Nous sommes prudents, mais nous voulons aussi avertir le Gouvernement qu'il est trop tôt pour imaginer des amortissements accélérés des réseaux gaziers. Nous voulons attendre un peu. Je crois avoir répondu à la plupart des questions. Si j'ai oublié de répondre à l'une ou l'autre, n'hésitez pas à me les rappeler.

M. le Président. – La parole est à M. François.

M. François, Président du Conseil d'administration de l'ASBL BeProsumer. – Merci pour vos questions, Messieurs les Députés, notamment sur toute l'approche vis-à-vis de notre présentation.

On a reçu beaucoup de questions, je vais essayer d'avancer petit à petit. Sur la question et l'interpellation de M. Lomba concernant la mauvaise presse faite, à un moment donné, aux compteurs communicants, nous avions en réalité particulièrement pointé à l'époque les Linky.

Pour nous, il s'agissait en effet d'une technologie complètement dépassée, avec une transmission des données par courant porteur de ligne et autres. On voit d'ailleurs tous les problèmes que cette technologie a créés en France. On estime que les nouvelles normes et les nouveaux compteurs arrivant actuellement sur le marché sont beaucoup mieux sécurisés. En tout cas, ils donnent aussi beaucoup plus d'avantages aux *prosumers*, par exemple, en termes de visualisation au travers des ports P1 et autres, de l'ensemble de sa consommation et de son injection d'électricité.

Au niveau des méthodes de mise en place du cadastre, nous n'avons pas encore fait la publicité auprès des membres. Il faut le savoir. On a actuellement plus ou moins 1 200 personnes qui ont communiqué leurs problèmes de décrochage au travers des réseaux sociaux. Derrière eux, il y a une énorme majorité silencieuse. Vous devez bien en prendre conscience. Tant que le voisin l'a fait, les huit autres personnes dans la rue estiment qu'elles n'ont pas à le faire. C'est le gros souci.

On se rend compte que plus des personnes décrochent en raison de leur degré d'éloignement de la cabine, moins les autres bougent ou, tout au moins, ne le font pas parce qu'ils ne s'en sont pas rendu compte. C'est important de le signaler : énormément de membres ne sont pas des érudits. On a affaire à des gens qui vous disent : « quelle est votre production ? Quelles sont vos courbes de production, aujourd'hui ? ».

Certains nous disent « J'ai 20 panneaux ». Cela s'arrête évidemment là. Clairement, ils ne s'en rendent pas toujours compte. Ils s'en rendent compte à la fin de l'année. Vu que, aujourd'hui, les décrochages sont réellement en train de se multiplier, j'ai de plus en plus en peur, dans l'avancée du temps et de cette avancée temporelle dans laquelle on va voir des régularisations, de voir des gens se rendre compte qu'ils ont produit beaucoup moins que l'année d'avant. Ils vont retourner éventuellement vers leur fournisseur, vers leur installateur.

Au niveau de l'Optiflux, il y a eu énormément de questions. M. Thirion reviendra d'ailleurs tout de suite après parce que c'est lui qui a pris contact avec la société. Le nom de la société, ne le cherchez pas, on l'a masqué tout à fait volontairement. C'est une simple start-up wallonne qui a lancé cela. Qu'y a-t-il dans cette énorme « machine à laver » ? Il y a une batterie de stockage et, surtout, il y a de l'intelligence de gestion du réseau. C'est vraiment ce que l'on appelle du VPP, c'est-à-dire qu'un Optiflux ne va jamais « régler » le problème de décrochage par quartier, mais la multitude d'Optiflux qui pourraient être placés dans le quartier peut aider, en effet, à régler les problèmes de décrochage. C'est particulièrement important de le souligner.

Au niveau du coût de cet Optiflux, je vais laisser M. Thirion éventuellement répondre. Il vous donnera des chiffres parce qu'il a les a en tête, mais on parle vraiment non pas d'un investissement *one-shot*, mais plutôt d'une *fee* à payer lors de l'installation et ensuite d'un abonnement mensuel.

Clairement, quelle est notre vision ? Elle va être toute simple : en termes d'abonnement mensuel, on est sur un abonnement à deux chiffres et largement au-dessous des 100 euros par mois, mais ce n'est pas au *prosumer* à payer cela. Aujourd'hui, le *prosumer*, que souhaite-t-il ? On en revient vraiment à toutes les questions sur l'éventuelle d'indemnisation, aux dispositifs que vous pourriez éventuellement mettre en place, ou que le régulateur, d'ailleurs, pourrait ordonner aux GRD de mettre en place. Aujourd'hui, ce que le *prosumer* veut, c'est jouir à 100 % de son installation photovoltaïque. Il accepte beaucoup moins, depuis qu'il paie un tarif *prosumer*, qui était censé être une contribution de participation aux coûts de réseau, tout problème qui pourrait survenir sur le réseau basse tension.

Pour nous, une éventuelle indemnisation – quand j'ai vu les chiffres tout à l'heure de M. Vanlommel et de Fluvius – ne va faire qu'attiser la colère plus qu'autre chose si jamais on vient avec ce type d'indemnisation directement. Ce que les gens veulent aujourd'hui, c'est une installation qui fonctionne à 100 %. Croyez-moi, les problèmes ne sont pas uniquement qu'en Wallonie. En Flandre, j'ai vu que c'était essentiellement sur la province de Limbourg. En effet, ce sont des informations que j'avais eues à un moment donné. Si l'on regarde également le réseau d'un pays proche, la Hollande, où il y a un taux de pénétration du photovoltaïque particulièrement important, on a de fortes disparités entre l'est et l'ouest : l'est produit énormément d'énergie, et l'ouest, avec l'ensemble des grandes villes telles que La Haye, Amsterdam, Rotterdam et autres, consomment énormément, avec un degré de disparité qui provoque des problèmes. Je pense d'ailleurs que le Gouvernement hollandais a même tenté ou tente de limiter les ponctions d'électricité chez les particuliers à certains moments.

Des achats groupés de batteries, oui, c'est possible. Tout à fait. C'est d'ailleurs, dans nos dispositions statutaires, au niveau de l'ASBL BeProsumer, possible de le faire. Je l'ai d'ailleurs annoncé, puisque l'on m'avait posé la question, par voie de presse. Ce sont des choses qui peuvent se faire également.

Concernant le « déconseil » aux *prosumers* des communautés d'énergie, on ne déconseille pas les communautés d'énergie, on va même les encourager à partir du 1^{er} janvier 2024, puisque c'est à ce moment qu'elles vont « prendre tout leur sens ». Cependant, le *prosumer* à qui – j'espère que vous ne changerez jamais d'avis – vous avez garanti la compensation jusque fin 2030 n'a absolument aucun intérêt à intégrer une

communauté d'énergie pour aujourd'hui être rétribuée de 6 centimes ou 7 centimes sur un kilowattheure que, à un moment donné, il va pouvoir aller rechercher à un autre moment. On peut penser ce que l'on veut de la compensation. Je sais qu'elle n'a pas que ses aficionados, mais c'est aujourd'hui le seul incitant qui reste encore. C'est d'ailleurs pour cela que l'on connaît, en plus de la crise énergétique de ces derniers mois, un tel taux de pénétration aujourd'hui, en Wallonie, du photovoltaïque. On va encore attendre environ, à mon avis, entre 30 000 et 40 000 installations d'ici à la fin de l'année. Évidemment, cela reste le dernier incitant. L'année prochaine, la personne qui, à partir du 1^{er} janvier 2024, installera des panneaux en profitera à 100 % au moment où il consomme ce qu'il produit. Ensuite, on verra ce que cela donnera.

Au niveau des différentes questions. J'ai des questions de M. Bierin, notamment sur les estimations d'amélioration. Au niveau du cadastre, il est toujours possible de partager ou, à tout le moins, d'améliorer le cadastre.

Les points actuellement présents sur la carte sont toujours décalés de 20-30 mètres minimum. Pourquoi ? C'est une question de RGPD. On ne peut absolument pas pointer la maison qui nous a fait la déclaration sur la carte. On tient assez à ces données.

On voit également que certaines personnes passent du rouge au vert. Elles viennent déclarer elles-mêmes qu'elles ne décrochent plus. Pourquoi ? On a changé les normes de l'onduleur ou quoi que ce soit, des choses parfois qui sont en deçà du compteur et des petites améliorations.

On y revient, l'Optiflux fonctionne-t-il sur du tri ? Oui, cela ne pose pas de problème. Le V2H ou le V2G, je laisserai M. Thirion répondre sur les véhicules électriques et leur utilité éventuelle à équilibrer le réseau.

Concernant les questions de M. Douette sur l'importance du *smart meter*. Oui, aujourd'hui, le *smart meter* est le seul outil qui, en dehors de la cabine, permet de mesurer la tension chez des particuliers.

Lorsque vous avez quatre maisons dans une rue, il est possible que les deux premiers ne décrochent pas, mais que les deux suivants décrochent. Pourquoi ? Parce que l'on va approcher les 250-251 volts chez le premier. Si le premier est déjà à 250 volts, le suivant sur le réseau va devoir injecter à 252 volts. Le suivant va encore devoir mettre une tension supplémentaire, jusqu'au moment où, inévitablement, le reste de la rue décroche.

On a pu également remarquer que le comportement du consommateur était important. C'est fondamental. À certains moments, il est possible de déclencher la charge des véhicules électriques, mais il est clair que la seule chose à laquelle – c'est dans le cas de la nouvelle

« méthodo » tarifaire – il est possible de faire attention, c'est de ne pas se dire que l'on va tout régler en déclenchant ses lave-vaisselle et ses machines à laver à distance. Ce sont des appareils qui consomment de moins en moins et qui ne sont pas toujours prévus pour être déclenchés à certains moments, sauf au travers d'un minuteur. On ne sait jamais quand le cycle est commencé, s'il y a des nuages qui passent ou quoi que ce soit.

C'est beaucoup plus compliqué. Un système comme l'Optiflux, lui, peut analyser en direct et stocker le cas échéant. Surtout, les batteries peuvent communiquer ensemble et éventuellement – c'est surtout intéressant – se charger la nuit, parce que l'on sait que le lendemain... Elia a des modèles qui m'impressionnent toujours. C'est même limite mieux que meteo.be, on sait s'il y aura du soleil ou pas, ils sont extrêmement précis là-dessus. Cela permet d'aller charger de l'électricité, éventuellement la nuit, à un tarif nettement moindre parce qu'il y a énormément de vent, et de la restituer lors de la pointe du matin, voire encore de la garder pour la pointe du soir ou de rééquilibrer le réseau chez Elia en termes de hertz. C'est vraiment intéressant.

C'est intéressant au niveau du financement public pour les citoyens et pour l'Optiflux. Cependant, encore une fois, est-ce du financement public qui doit venir financer l'Optiflux ou tout au moins ceux qui en bénéficient directement ?

Cela peut être du financement que l'on imagine très bien du côté éventuellement des GRD, mais cela peut être également du financement qui vient directement des gestionnaires des réseaux haute tension, voire encore des fournisseurs.

Pour les fournisseurs, il est beaucoup plus intéressant d'aller télécharger ou d'aller charger de l'électricité à 50, 60, 70 ou 80 euros le mégawattheure durant la nuit, et de la restituer au moment de la pointe du matin, là où elle vaut 150 ou 200 euros du mégawattheure. Il y a quelque chose à faire avec les fournisseurs.

Les communautés d'énergies seront intéressantes à partir du 1^{er} janvier 2024. Pour les *prosumers* actuels, ce n'est pas à l'ordre du jour.

A-t-on intérêt à faire une mise à jour, notamment au niveau des onduleurs ? Oui, et l'on constate essentiellement que ce sont les plus anciens onduleurs qui sont les moins à jour, ou tout au moins sous une ancienne norme.

On s'écarte de la fameuse norme, si je ne m'abuse, C10/11 au sein de Synergrid, dans laquelle il décroche à 249 plutôt qu'à 253. Cela ne réglera pas tout, c'est certain, mais cela permet déjà aux gens de rebénéficier de leurs installations, parfois en modifiant et en restant dans la légalité totale à certains moments.

Les questions de M. Desquesnes, si je ne m'abuse, concernent le dialogue avec la Région. Oui, il y a du dialogue avec la Région et avec le ministre. On est régulièrement consultés sur différents points.

La preuve est notre présence ici aujourd'hui ou notre présence systématique, par exemple, au travers de la CWaPE qui nous demande généralement nos avis.

On est revenu avec une philosophie un peu différente de celle que l'on a connue au niveau des certificats verts qui eux sont toujours pendants devant la justice. Normalement, ce sera tranché d'ici à la fin de cette année.

Nous restons évidemment un organe représentatif et de défense des *prosumers*. Cependant, qui dit défense ne dit pas nécessairement devoir s'opposer à tout. Aujourd'hui, nous essayons surtout de plaider pour beaucoup de pédagogie, pour que tout soit bien expliqué, plutôt que d'envoyer des lettres telles qu'on les a encore vues jusqu'il y a un an ou deux ans d'ici, dans lesquelles la personne raccordée au réseau basse et moyenne tension était considérée comme un usager et non pas comme un client. Ce sont des choses sur lesquelles nous essayons d'agir aussi avec les GRD.

Le mesurage des décrochages, peut-on échanger avec la CWaPE ? Oui. Donner un accès à ce cadastre ne nous pose absolument aucun souci. Je vous le dis tout de suite, nous pourrions aussi éventuellement le laisser en libre accès pour que les gens viennent déclarer sans nécessairement être membre de l'ASBL. C'est juste que nous avons des frais à couvrir et ils ne sont pas non plus toujours petits. Nous n'avons aucun subsidé ni quoi que ce soit, ce sont uniquement les cotisations des membres. Nous avons des membres cotisants qui bénéficieraient des mêmes « avantages » que les non-cotisants. On préfère plutôt amener une plus-value extérieure à cela.

Ensuite l'Optiflux est-il un mécanisme légal ? Cela ne pose pas de problème à ce niveau, ni être raccordé au réseau. C'est une société, une start-up créée par des cocréateurs, dans laquelle il y a évidemment du capital et surtout une volonté chez eux d'essayer d'améliorer les choses jusqu'en bout de ligne.

Nous parlons souvent des batteries collectives. J'entendais les GRD tout à l'heure de nouveau plaider pour les batteries collectives. C'est vouloir le beurre et l'argent du beurre. Cela veut dire qu'ils veulent bien un refinancement des GRD ; j'ai d'ailleurs plaidé en ce sens, je n'ai aucun souci avec cela et je pense qu'il est nécessaire. Ils plaident pour un refinancement et en plus de devenir « des tampons ou des fournisseurs d'énergie ». Est-ce bien leur rôle aujourd'hui ? Je crois qu'ils doivent se concentrer, à leur niveau aujourd'hui, sur l'amélioration du flux des électrons dans leur fil et l'amélioration à leurs poteaux, plutôt que de se dire qu'ils vont stocker l'énergie. Si vous la stockez à l'extérieur d'un village, c'est très bien.

Néanmoins, il y a beaucoup de choses dont on ne parle pas. On parle beaucoup des surtensions d'électricité. J'entends parler de cela depuis ce matin. M. Vanlommel a également abordé le phénomène des sous-tensions au travers des ingénieurs de Fluvius. Il faut savoir que la personne chez qui on a mis un Optiflux à 190 volts l'hiver à la place de 230 volts, je lui ai posé la question de savoir comment fonctionnaient ses ampoules. Il m'a répondu que c'était comme un sapin de Noël : elles scintillent tout le temps.

On est là dans des cas extrêmes. S'il a des sous-tensions, son voisin, qui n'a pas de panneaux, a aussi du 190 volts dans ses prises électriques qui alimentent la TV ou le congélateur, voire encore les cartes électroniques des différents *laptops* et autres. Il y a deux phénomènes.

En effet, on risque de plus en plus d'avoir un déséquilibre entre la surproduction en été et la sous-production en hiver. Voilà de nouveau un moyen, avec ces batteries intelligentes et ce que l'on appelle des VPP, des *Virtual Power Plant*, de pouvoir à un moment donné avoir un mini réseau virtuel qui peut être activé directement pour mieux équilibrer les tensions sur le réseau et que ce soit profitable aussi bien au niveau du GRD qui a finalement pu investir un peu moins d'argent que ce qui était prévu ; pour les fournisseurs, cela lisse aussi les prix et évite des pointes quart-horaire extraordinaires et le réseau haute tension également de l'autre côté, qui a besoin parfois d'un hertz de différence et qui paie ce type de société pour l'obtenir et pouvoir le faire.

Je pense d'ailleurs que des gens comme M. Vanderschueren et autres ont investi dans des batteries à Bastogne justement avec Elia pour mieux équilibrer les hertz sur le réseau.

Aujourd'hui, je pense que le réseau appartient aux GRD ; l'énergie doit appartenir au citoyen. Il doit savoir à un moment donné ce que l'énergie coûte, quelle est la différence, faire de la pédagogie dessus et surtout avancer au maximum.

J'ai bientôt terminé. J'en viens aux questions de M. Bellot.

L'aide aux batteries en Flandre, je pense que M. Vanlommel y a parfaitement répondu. Il faut juste savoir un petit chiffre. J'ai eu un installateur de photovoltaïque en Flandre, qui travaille chez un grand fournisseur d'énergie, qui m'a expliqué que l'année passée, en 2022, sept installations sur dix de photovoltaïques étaient équipées d'une batterie en plus. Cela continue encore cette année. Pourquoi ? Si l'on parle de 4 000 à 4 500 euros pour une batterie de 6 kilowattheures, on peut monter en effet jusqu'à 8 000 à 9 000 euros sans problème pour une batterie de 10 kilowattheures. Si j'y ajoute les panneaux de 5 kilovoltampères à côté, c'est-à-dire une installation

standard, on va se situer à un prix qui équivaut à 75 % du prix que j'ai payé mes panneaux en 2011.

Vous voyez toute la différence, c'est qu'aujourd'hui, on peut avoir toute la fonctionnalité du stockage et du *back-up* des batteries. On parle toujours de l'argent et de la rentabilité d'une batterie. Quand vous avez une pompe vide-cave et un orage, et qu'il y a une coupure d'électricité, vous avez vite fait de rentabiliser votre batterie. Elle va activer la pompe, elle va être là en tant que *back-up*. Idem au niveau de vos frigos, de vos congélateurs. Ce sont des commodités auxquelles on ne pense pas toujours, mais qui, chez les particuliers, nous paraissent importantes.

M. le Président. – La parole est à M. Thirion.

M. Thirion, Vice-président du Conseil d'administration de l'ASBL BeProsumer. – M. François a déjà couvert pas mal de choses. C'est « Régis GPT », on lui pose une question, et il nous produit quelque chose de super pertinent en sortie. J'aimerais simplement revenir en deux-trois mots sur l'Optiflux et la genèse de ce dernier. Comme M. François l'a dit, c'est moi qui suis à l'initiative parce que j'ai trouvé une start-up wallonne qui avait les compétences et une dizaine d'années d'expérience dans le secteur de l'énergie, composée de gens motivés, de jeunes. Je les ai rencontrés, j'ai tout de suite été pris dans leur enthousiasme. Ce qui nous manquait à nous, c'était, sur le terrain, de prouver des choses qui sont vraies, des choses qui ne sont pas vraies, et voir comment améliorer le système de décrochage.

Je vais essayer de ne pas trop trahir les secrets internes de la start-up, et j'espère qu'ils ne m'en voudront pas. Ils sont venus au départ en disant : « On ne fait pas une batterie, on fait autre chose ». C'est pour cela que l'on a décidé d'appeler cela « Optiflux ». C'est une appellation visant à bien différencier les deux systèmes et à mettre en avant tous les avantages d'un système par rapport à l'autre. La batterie, c'est le matériel, mais un ordinateur, c'est du matériel aussi. Sans logiciel, cela ne sert à rien ; et avec un mauvais logiciel, cela a une utilisation assez limitée.

La valeur ajoutée d'Optiflux, c'est qu'il s'agit d'un logiciel au service de la transition énergétique de la collectivité :

- pour les URD et les citoyens, en permettant l'autoconsommation et toutes les autres commodités dont M. François a parlé ;
- pour les GRD, en participant à la lutte active des déviations de tension ;
- pour Elia, en gérant les déviations de fréquences ;
- pour les fournisseurs, en permettant d'utiliser cette électricité pas chère à des moments où elle est plus chère sur le marché ;
- pour les personnes les plus précarisées, où l'on pourrait mettre un Optiflux en échange d'une petite place dans leur garage. Elles pourraient

utiliser de l'énergie éventuellement gratuite, ou subsidiée, et participer aussi à la transition énergétique au service de la CWaPE, puisque les réglementations actuelles couvrent l'aspect légal de l'Optiflux.

Par contre, pour les décrochages, on pense que ce n'est pas aux consommateurs de financer l'Optiflux. On va y revenir, mais, pour optimiser l'autoconsommation à partir de 2024, il n'y a pas de souci. Pour les installations qui n'ont pas la compensation, c'est une autre perspective. C'était d'ailleurs ce qui était dit quand j'ai rencontré la start-up à l'origine de l'Optiflux. Ils étaient venus avec un *business model* en disant : « On peut faire tout cela, on peut tout interfacer, on peut faire de l'intelligence pour faire de l'autoconsommation, et il y a une rentabilité à trouver avec l'autoconsommation ». Moi, j'ai dit : « Non, on ne va pas faire cela. On va essayer d'utiliser cette intelligence pour résoudre le problème de décrochage ». Ce système est, à la base, un système pour l'autoconsommation, avec une mise de départ, et puis une mensualité limitée, puisque eux ont trouvé d'autres systèmes de financement qui permettent de limiter cette mensualité. Je leur ai dit : « Ce que l'on va faire, c'est que l'on va essayer de mettre Optiflux au service des GRD, pour résoudre le problème de décrochage dans les quartiers où il se pose ».

On l'a installé chez une personne, cela marche, mais c'est fait pour fonctionner en « multi-Optiflux ». Les Optiflux doivent communiquer ensemble, ils doivent être installés un peu partout. Pour mettre cela en place, on veut créer un projet pilote avec Resa, parce que l'on a besoin d'eux pour savoir qui est connecté sur la même phase que la personne chez qui l'on a mis l'Optiflux, pour savoir mesurer la tension, pour voir quel est l'effet, quel est l'impact, pour vérifier notre théorie en pratique. À partir de là, si l'on a une solution, allons-y. Ils savent installer jusqu'à 20 Optiflux par semaine aujourd'hui avec deux électriciens. Si l'on met les moyens, si sous-contracte, si l'on a des budgets, il est possible de résoudre assez rapidement les problèmes de décrochage des quelque 1 200 personnes qui nous ont déclaré un décrochage.

Ce système existe-t-il ailleurs ? Ils communiqueront quand ils jugeront cela pertinent. Ils nous ont demandé expressément de ne pas être mentionnés aujourd'hui. C'est tout à leur honneur. Ils communiqueront quand ils seront prêts à le faire. On n'a pas non plus envie de trahir de secrets industriels.

À propos des VPP, *Virtual Power Plant*, on sait que cela se fait aux États-Unis. Les fournisseurs activent chez les gens une partie de leurs batteries pour restituer le courant le soir quand il est plus cher. Il s'agit du courant produit la journée par les *prosumers*.

Cela fonctionne plutôt pas mal. Les batteries sont financées par les *prosumers* et une partie de cet argent

est restitué directement aux *prosumers*. J'ai un contact en Nouvelle-Angleterre qui m'a dit recevoir à peu près 2 000 euros par an. On voit quel poids cela peut avoir : 2 000 euros par an restitués par mon fournisseur pour l'utilisation de ma batterie. Pouvoir utiliser les batteries pour la collectivité a vraiment une valeur ajoutée.

Passons les deux *slides* suivants, puisque nous avons anticipé la question sur les batteries de quartier. On n'a pas pu tester ce genre de dispositif nous-mêmes, mais on s'est renseigné.

Comme M. Deleuze l'a déjà dit, si l'on doit mettre une batterie, c'est en bout de ligne, parce que la tension c'est un peu comme une rivière. Cela va toujours de là où cela déborde, vers là où il y en a moins. Pour aller capter l'eau là où elle stagne, il faut mettre la batterie en bout de ligne et pas à côté du transformateur. Schématiquement, sur le papier, c'est une bonne idée, mais techniquement c'est intéressant quand le câble part directement du transformateur et va en ligne droite jusqu'à la batterie en passant par les maisons. C'est très bien sur papier.

Sur le *slide* suivant, par exemple, dans le cas d'un réseau réel qui fait des boucles Y avec une répartition non homogène des consommateurs et des productions, cela complexifie pas mal les choses. Si nous reprenons, à titre d'exemple, le cas de Beyne-Heusay – localisation du premier projet pilote de Resa évoqué plus tôt au sein de cette commission –, en y appliquant les prérequis techniques, la batterie devait être connectée idéalement à proximité du bout de chaque ligne, à l'opposé du transformateur.

Dans ce cas, si l'on regarde un petit peu les couleurs des lignes, la mise en œuvre risque d'être assez difficile. Il faut déterminer la position idéale de chaque batterie pour chaque ligne à un instant T et déterminer également sa puissance et sa capacité en fonction des différents paramètres comme les profils de consommation ou de production qui risquent de changer très bientôt avec l'électrification des usages.

Que faire pour la ligne orange et vert, sachant qu'elle se trouve au beau milieu d'un quartier résidentiel ? Qu'en est-il de la disponibilité des terrains, des demandes de permis, des fortes chaleurs ? Là, j'en viens à la question de M. Bierin.

Avec les fortes chaleurs de ces derniers mois, on constate des plaintes des riverains autour du projet de stockage de Lessines. Pour réguler la température des batteries, les ventilateurs ont dépassé les normes de bruit, atteignant entre 80 et 85 décibels pendant la nuit quand les gens dormaient. Cela leur a déplu...

Qu'en est-il de l'acceptation des riverains qui n'en tireront aucun avantage proposé par les solutions Optiflux comme l'optimisation de l'autoconsommation individuelle préconisée partout par tous ici, ou encore le *back-up* en cas de black-out ? Vu l'ampleur et la rigidité

de ce genre de projet, on perd toute la flexibilité d'adaptation par rapport à la solution multiOptiflux qui peut être ajoutée, supprimée, modifiée, déplacée à faible coût.

Le délai nécessaire pour équiper chaque quartier en décrochage n'est pas en adéquation avec notre objectif d'accélérer la résolution des problèmes de décrochage. Sur papier et techniquement, c'est une bonne idée, mais, en pratique, on doute de la possibilité de réaliser ce genre de projet dans les temps.

La troisième chose dont je voulais parler, c'était le *vehicle-to-grid*. Vous avez posé la question : est-ce une bonne chose ? Ma réponse est oui, c'est une bonne chose d'utiliser la voiture. Encore faut-il qu'elle soit compatible. Par exemple, les Tesla, jusqu'à présent, ne sont pas compatibles parce que leur chargeur est unidirectionnel. Cela va peut-être changer. Peut-être va-t-il y avoir des rétrofits, on verra. Cela dépend du constructeur.

En revanche, la voiture est généralement absente quand les panneaux produisent en journée. C'est un problème. Quelle est la solution ? Ce sont les outils de flexibilité – je pense que c'est M. Deleuze qui en a parlé – à développer ; outils de flexibilité avec lesquels, par exemple, on pourrait se dire que l'on va encourager les employeurs à mettre des bornes de recharge.

Ce ne sera pas gratuit, ce sera payant, mais ce sera payant via sa facture de la maison. On va charger chez son employeur et l'on va payer l'électricité via sa facture de la maison. Cela peut être une solution parce que, pendant la journée, quand les gens sont au travail, l'électricité devient un déchet. Qu'elle soit valorisée comme cela, on a les outils informatiques qui permettent de le faire. Faisons-le.

M. le Président. – La parole est à M. François.

M. François, Président du Conseil d'administration de l'ASBL BeProsumer. – Cela concerne une question à laquelle je n'ai pas répondu et que vous m'avez adressée. C'est concernant l'indemnisation moyenne de 1 000 euros.

En effet, si l'on observe une installation qui aujourd'hui a 40 panneaux photovoltaïques et produit environ 10 000 kilowattheures par an, si cette personne décroche régulièrement – j'en connais, j'en ai dans mon village –, elle perd jusqu'à 4 000 kilowattheures par an de production. Avec le principe de compensation, vous remarquez directement que ces 4 000 kilowattheures dépassent allègrement les 1 000 euros de perte virtuelle. En plus, au moment où ils ne produisent pas, ils doivent consommer, et tout ce qu'ils n'ont pas produit, ils vont devoir le racheter durant l'hiver. Ce sont des cas parfois extrêmes – j'avais donné une fourchette, si je ne m'abuse, dans cette interview –, mais qui, en effet, pouvait arriver jusqu'à certainement 1 000 euros par an.

M. le Président. – La parole est à M. Desquesnes.

M. Desquesnes (Les Engagés). – Je voudrais remercier les différents intervenants. Je me permets peut-être de rappeler à l'attention de M. Vanlommel ma question concernant la méthodologie tarifaire en Flandre. Voulez-vous bien donner quelques explications ? Pour BeProsumer, la question de la période charnière entre l'actuelle réglementation du compteur qui tourne à l'envers et tous ceux qui n'auront pas agréé leur installation, y compris des *prosumers* actuels qui se verront basculer dans le nouveau régime ; est-ce un aspect sur lequel vous avez été sollicité ?

M. le Président. – La parole est à M. Vanlommel.

M. Vanlommel, Manager public affairs du gestionnaire de réseau de distribution Fluvius. – En effet, j'avais oublié de répondre à la question sur la méthodologie tarifaire en Flandre.

Nous avons une méthodologie tarifaire qui va de 2021 jusqu'en 2024. Ce sont quatre années. La nouvelle méthodologie tarifaire entrera en vigueur à partir de 2025.

Nous avons un système comparable à la méthodologie tarifaire en Wallonie, avec un revenu autorisé par notre régulateur basé sur des coûts gérables et des coûts non gérables. Il y a beaucoup de discussions en Flandre entre le régulateur et le GRD en ce qui concerne les coûts gérables ou contrôlables. Par exemple, en ce qui concerne l'électricité que nous devons acheter auprès de Fluvius, aussi bien pour les pertes d'électricité, mais aussi pour l'électricité dont nous avons besoin comme fournisseur social, parce que nous sommes fournisseur social en Flandre. L'électricité que nous devons acheter sur le marché, naturellement, avec les coûts qui augmentent et qui diminuent, mais avec les coûts très élevés de l'année passée, c'était évident, selon nous, que ce sont des coûts qui ne sont pas contrôlables ou gérables. Cependant, ces coûts sont quand même considérés comme des coûts gérables par notre régulateur.

Un autre problème est que les intérêts, par exemple, que nous devons payer sur les prêts, les prêts financiers, sont aussi des coûts considérés par notre régulateur comme des coûts gérables. Naturellement, ce sont des coûts sur lesquels l'impact de Fluvius est relativement limité. Ce sont des discussions que nous avons avec le régulateur.

Il y a aussi des coûts non gérables, comme les coûts des primes que nous versons aux consommateurs pour l'isolation de leur bâtiment ou les certificats verts. Nous devons payer un montant minimal pour tous les certificats verts. Ce sont des coûts non gérables, non contrôlables, qui sont transférés dans les tarifs automatiquement.

Nous avons aussi des soldes régulateurs : si l'on n'a pas eu l'occasion de récupérer tous ces coûts, ceux-ci seront récupérés via les soldes régulateurs. Nous recevons une marge bénéficiaire équitable pour permettre à Fluvius de compenser les actionnaires sur base des dividendes. Ce sont tous des éléments comparables à la méthodologie tarifaire en Wallonie, avec aussi des discussions avec les GRD, mais c'est probablement normal qu'il y ait des discussions entre les GRD et le régulateur.

M. le Président. – La parole est à M. François.

M. François, Président du Conseil d'administration de l'ASBL BeProsumer. – Monsieur Desquesnes, sur la période charnière, avons-nous été consultés par le cabinet du ministre ? Oui, par le cabinet du ministre qui nous a adressé une demande spécifique par rapport à notre position sur cette période charnière de 2023.

Notre position a été extrêmement claire : nous avons entendu qu'il y avait parfois des demandes de prendre en compte le paiement de l'acompte, par exemple, en tant que date butoir. Cela nous apparaissait comme la chose à absolument ne pas faire. On allait de nouveau avoir un appel d'air absolument incroyable en termes des dizaines de milliers d'installations – peut-être parfois installées un an, voire un an et demi plus tard –, avec évidemment d'autres parties prenantes au dossier qui commençaient tout doucement, dans cette perspective, à se crisper. Parfois, la FEBEG avait dit : « OK, mais la compensation, il faut une date, il faut une date de fin ». On avait également entendu que soit prise en compte la date de réception du dossier par le GRD.

Ce qui nous apparaissait le plus simple, c'est la date de réception telle que cela existe aujourd'hui, par l'organisme agréé. C'est d'ailleurs, sauf erreur, ce qui avait été mis en place en 2011. Je pense toutefois que c'était plutôt la date de paiement de l'acompte qui avait été retenue. C'est d'ailleurs justement cela qui avait créé un appel d'air, au mois de novembre 2011, de quasiment 25 000 installations signées sur un mois. Cela devait être installé sur six mois, plus les jours d'intempéries, si je me souviens bien, et ce, dans le cadre des certificats verts.

Nous avons demandé que ce soit la date directe de réception par l'organisme agréé au plus tard au 31 décembre qui soit prise en compte avec, au niveau des modifications des installations existantes, la possibilité dans les prochaines années et jusque fin 2030 d'avoir une adaptation avec plus ou moins 1 kilovoltampère en cas de changement majeur à l'installation, soit l'ensemble des panneaux, soit parfois l'onduleur. Dans ce cadre, cela permet également à des personnes qui voudraient éventuellement faire changer leur installation, plutôt que de la mettre plein sud, parfois de la mettre est-ouest. Il y a des gens chez qui cela sera tout à fait possible de produire plus longtemps et moins en pics. Cela va d'ailleurs solutionner

également parfois certains problèmes de réseau. Cela permettait également d'avoir une approche avec une vision, surtout l'arrivée de l'électromobilité et autres, et de produire parfois 1 000 à 1 500 kilowattheures en plus par année, ce qui équivaut quand même à 2 000 à 3 000 kilomètres en termes de mobilité électrique, le cas échéant. Cela nous apparaissait être un juste compromis. C'est d'ailleurs l'avis que nous avons remis au cabinet du ministre.

M. le Président. – Je ne vois plus d'autre demande d'intervention.

Je remercie MM. Vanlommel, François et Thirion pour leur présence dans notre commission.

ORGANISATION DES TRAVAUX

M. le Président. – Pour la suite de nos travaux, certains groupes ont indiqué qu'ils souhaitaient procéder à de nouvelles auditions.

Je vous propose d'examiner ce point à l'occasion de l'organisation des travaux de la prochaine commission de ce lundi.

Je vous invite à m'envoyer les noms avant la prochaine commission pour que l'on puisse centraliser les demandes et les communiquer aux autres groupes.

La parole est à M. Desquesnes.

M. Desquesnes (Les Engagés). – Quelle est l'échéance pour que les groupes envoient les demandes ?

M. le Président. – Vu le nombre de réunions que nous avons déjà eues sur la méthodologie tarifaire, cela peut aller vite.

Je vous demande de m'envoyer la liste avant la commission de ce lundi afin que je puisse faire la proposition à tous les groupes.

Nous pouvons aussi décider ce lundi de réexaminer ce point à la rentrée.

La parole est à M. Douette.

M. Douette (MR). – Ne passe-t-on pas par la Conférence des présidents ? La dernière fois que j'ai demandé ces deux auditions-ci, on n'a pas voulu les prendre d'office et l'on m'a remballé à la Conférence des présidents. Que tout le monde soit logé à la même enseigne. J'ai demandé à auditionner BeProsumer et les GRD. Personne n'a bougé, à part Les Engagés, que je remercie. On m'a juste dit : « On envoie cela à la Conférence des présidents ». Maintenant, on ferait autrement ? Je ne suis pas d'accord.

M. le Président. – Je veux bien relire les comptes rendus, mais la commission décide de son ordre du jour au point « Organisation des travaux ».

Ce que vous m'avez demandé a été soumis à la commission suivante. Nous avons tranché pour auditionner BeProsumer dans la foulée. Il n'y a pas de problème à ce niveau.

La Conférence des présidents acte les décisions de la commission. C'est bien dans l'organisation des travaux de la commission que nous décidons, et il n'y a pas eu de changement à ce niveau.

Ceci clôt nos travaux de ce jour.

La séance est levée.

- La séance est levée à 16 heures 24 minutes.

LISTE DES INTERVENANTS

M. François Bellot, MR
M. Olivier Bierin, Ecolo
M. Guy Deleuze, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution AIEG
M. François Desquesnes, Les Engagés
M. Manu Douette, MR
M. Régis François, Président du Conseil d'administration de l'ASBL BeProsumer
M. Antoine Hermant, Président
M. Éric Lomba, PS
M. Gil Simon, Directeur général du gestionnaire de réseau de distribution Resa
M. Rémi Thirion, Vice-président du Conseil d'administration de l'ASBL BeProsumer
M. Géry Vanlommel, Manager public affairs du gestionnaire de réseau de distribution Fluvius

ABRÉVIATIONS COURANTE

ADT	Agence de développement territorial
AIEG	Association intercommunale d'étude et d'exploitation d'électricité et de gaz
AREWAL	Association de réseaux wallons (SCRL regroupant AIEG, AIESH et REW)
ASBL	association sans but lucratif
AWAC	Agence wallonne de l'air et du climat
BRUGEL	Bruxelles gaz électricité (régulateur bruxellois pour l'énergie et l'eau)
CH ₄	méthane
CO ₂	dioxyde de carbone
CREG	Commission de régulation de l'électricité et du gaz
CWaPE	Commission wallonne pour l'énergie
DPR	Déclaration de politique régionale
Eandis	gestionnaire des réseaux de distribution d'électricité et de gaz d'une partie des communes de la Région flamande (repris dans Fluvius)
Elia	gestionnaire de réseau de transport d'électricité
FEBEG	Fédération belge des entreprises électriques et gazières
Fluvius	gestionnaire des réseaux flamands de distribution d'électricité et de gaz (fusion d'Eandis et d'Infrac)
GPT	general-purpose technologies (technologies à usage général)
GRD	gestionnaire de réseau(x) de distribution
Infrac	gestionnaire des réseaux de distribution d'électricité et de gaz d'une partie des communes de la Région flamande (reprise dans Fluvius)
ISOC	impôt des sociétés
LED	light-emitting diode (diode électroluminescente)
MI	Mobilité et Infrastructures (SPW)
MIT	Massachusetts Institute of Technology
OLO	Obligation linéaire/Lineaire Obligatie
ORES	Opérateur des réseaux gaz et électricité
OSP	obligations de service public
PACE	plan Air-Climat-Énergie
PEB	Performance énergétique des bâtiments
RAB	regulatory asset base (base d'actifs réglementaire)
Resa	gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité et de gaz
RGPD	Règlement général sur la protection des données
Sibelga	gestionnaire des réseaux gaz et électricité à Bruxelles
SOCOFE	Société coopérative de financement en matière d'énergie
SOFICO	Société wallonne de financement complémentaire des infrastructures
SPW	Service public de Wallonie
SWDE	Société wallonne des eaux
Synergriid	Fédération des gestionnaires de réseaux électricité et gaz en Belgique
TGV	turbine gaz-vapeur
TVA	taxe sur la valeur ajoutée
URD	utilisation du réseau de distribution
V2H	vehicule-to-home (du véhicule vers la maison)
V2G	vehicule-to-grid (du véhicule vers le réseau)
VPP	Virtual Power Plant (centrale électrique virtuelle)
VREG	Vlaamse Regulator van de Elektriciteits en Gasmarkt (Régulateur flamand du marché de l'électricité et du gaz)
WACC	weighted average cost of capital (coût moyen pondéré du capital)