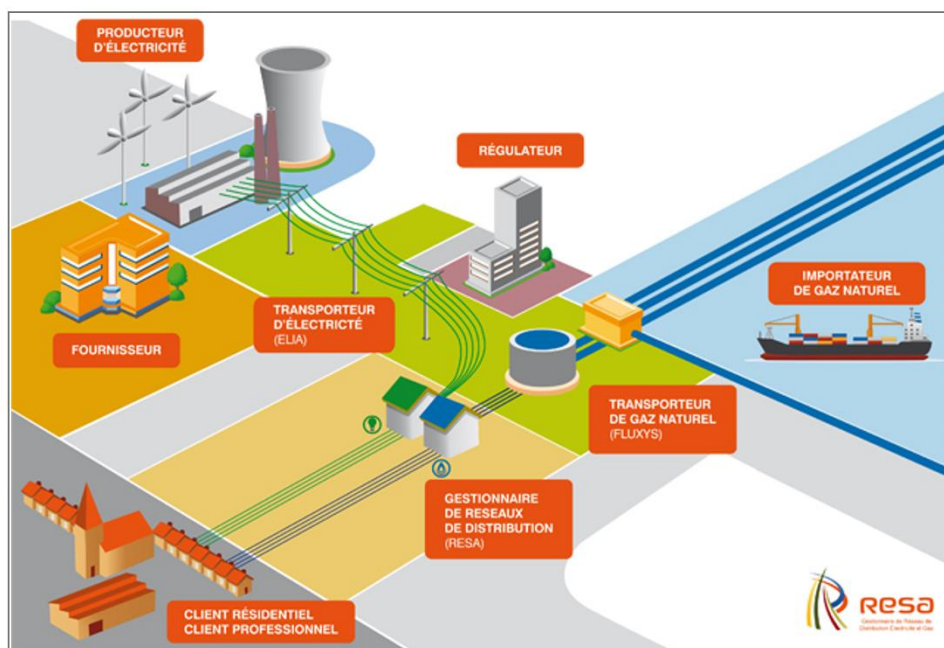


1. Présentation de Luc Warichet, Directeur général adjoint de RESA

Les principaux acteurs du système énergétique



Les gestionnaires de réseau de distribution (GRD), en tant qu'acteurs clés de l'industrie de l'électricité, sont responsables de la gestion, de l'exploitation et du développement des infrastructures de réseau nécessaires pour fournir de l'électricité à tous les utilisateurs.

Les gestionnaires de réseau de distribution sont également chargés d'assurer la stabilité et la qualité de l'alimentation électrique. Ils doivent garantir la disponibilité de l'électricité à tout moment, tout en gérant efficacement les fluctuations de la demande et de la production d'énergie renouvelable intermittente. Cela nécessite une coordination étroite avec les producteurs d'électricité, les fournisseurs d'énergie et les consommateurs.

Evolution du système énergétique

Jusqu'il y a peu, on parlait d'évolution du système énergétique. Cependant, il est aujourd'hui davantage question de révolution. Ce que nous allons connaître dans les prochaines années en termes d'infrastructures ressemble à ce qui s'est déroulé après la guerre car il fallait tout reconstruire. Ici, il ne faut pas tout reconstruire, mais l'ampleur des investissements

nécessaires est comparable (la digitalisation peut nous aider à être plus efficace dans ce processus).

L'électrification massive des usages implique de remplacer progressivement les sources d'énergie fossile par de l'électricité dans différents secteurs tels que les transports, le chauffage et la production industrielle. Cela permet de diminuer la dépendance aux combustibles fossiles et d'ainsi réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Pour réaliser cette transition, les GRD doivent s'adapter aux nouveaux besoins en matière de capacité et de flexibilité du réseau. Ils doivent anticiper et planifier les investissements nécessaires pour renforcer les infrastructures existantes et développer de nouvelles solutions de gestion de l'électricité, telles que le stockage d'énergie et les réseaux intelligents.

En effet, on vient d'un paysage énergétique simple avec de la production contrôlable et avec des flux énergétiques unidirectionnels, où l'équilibre entre l'offre et la demande était facile. Aujourd'hui, on va vers un paysage énergétique **complexe** et **bidirectionnel** alimenté par de l'énergie renouvelable et **intermittente**, une accélération de **l'électrification** de notre société (voitures électriques, pompes à chaleur,...) et où des applications intelligentes et automatisées permettent l'activation de la contrôlabilité des clients et du réseau moyenne et basse tension.

Ainsi, le client est déplacé du bord au cœur du réseau, et peut devenir un **consomm'acteur**. Il y a une interdépendance croissante entre les réseaux et le marché. Ce nouveau système mène à des risques de congestion avec des problèmes d'équilibre offre/demande liés à l'intermittence des nouvelles sources d'énergie renouvelable. D'autres tendances apparaissent (adaptation de consommation à production, augmentation de volume fréquence et granularité des data à transférer, explosion du nombre d'acteurs, développement des communautés d'énergie, évolution vers une économie "as a service", etc. Le gestionnaire de réseau devient donc gestionnaire de systèmes et de données pour faciliter les marchés de l'énergie.

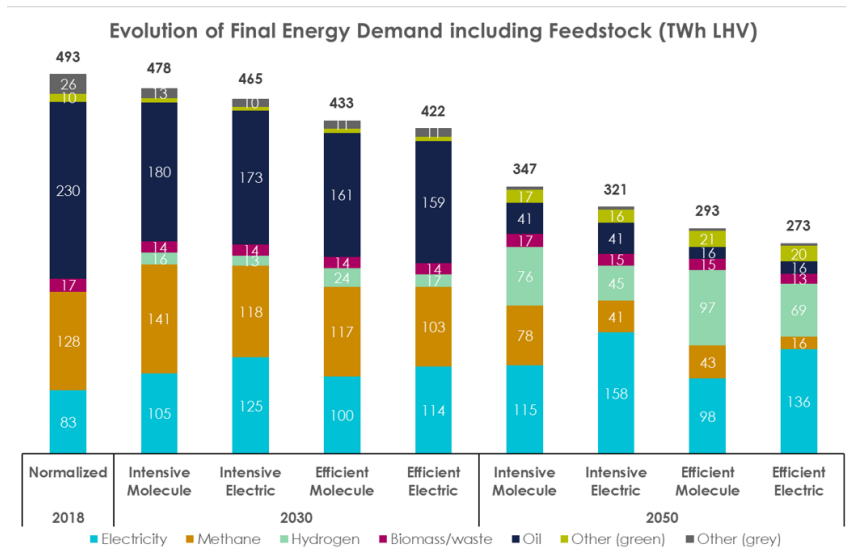
Scénarios long-terme

Une étude appelée Multi-Energy Outlook 2030 – 2050 (Fluxys – Elia – DSOs – FEBEG) a réuni pour la première fois les opérateurs de réseaux, les fournisseurs d'énergie et l'industrie afin d'évaluer les scénarios possibles pour que la Belgique atteigne la neutralité climatique en 2050. Quatre scénarios extrêmes ont été élaborés : Efficacité énergétique (faible demande finale) - Variante électrique et molécules ; Intensif en énergie (forte demande finale) - Variante électrique et molécules ; la rentabilité et la sécurité de l'approvisionnement n'ont pas été abordées. 2050 est dans seulement 27 ans. Si on prend en compte le fait que de développer de l'éolien demande 10 ans et du nucléaire 20 ans, il faut agir tout de suite. Dans notre secteur, l'échelle de temps est très longue.

Voici les **messages clés de l'étude** :

- La demande d'énergie peut être réduite de 30 à 45 % d'ici 2050
- Forte augmentation de la demande d'électricité dans tous les scénarios

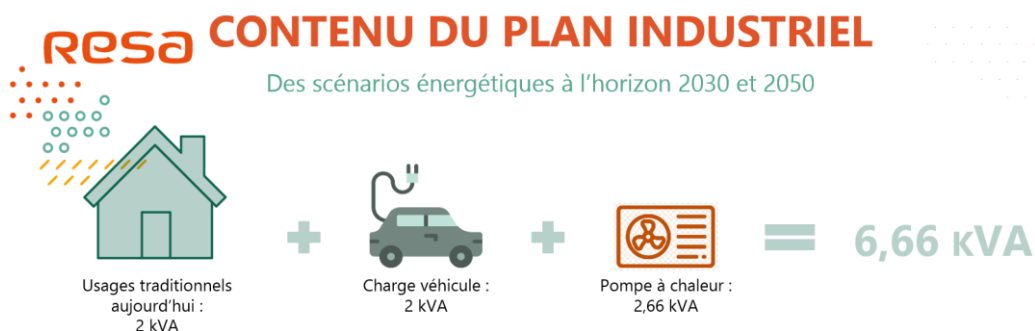
- Suppression progressive du pétrole - remplacé par des molécules neutres en carbone et des électrons
- Remplacement progressif du gaz fossile par des molécules neutres en carbone (e-méthane, gaz vert ou hydrogène)
- La Belgique restera un grand importateur d'énergie à l'avenir (même si on pourrait également exporter, cfr éoliennes offshore)



En Wallonie, le PACE 2030 est extrêmement **ambitieux**, la question est de savoir si les objectifs sont **atteignables** (quadrupler le nombre d'éoliennes, augmenter drastiquement les panneaux photovoltaïques, ...).

Principaux enjeux pour le réseau électrique

- Les puissances appelées sur les réseaux vont être triplées.



Une puissance disponible pour chaque client qui va plus que **TRIPLER**

L'ensemble de ces travaux implique des **investissements complémentaires** estimés à **820 millions € indexés d'ici 2050**. Ces investissements, sur le réseau électrique, s'additionnent à nos investissements réseaux traditionnels (+/-80Mio€/an)

Qui paiera ces investissements ? Selon nous, la part du GRD sera maintenue dans des ordres de grandeur similaires à aujourd'hui car la consommation électrique augmentant, le coût sera lissé sur un nombre plus important de kWh qu'à l'heure actuelle. Le client qui convertira son chauffage mazout vers une pompe à chaleur ou son véhicule essence pour un véhicule électrique verra sa facture de carburant fossile transférée vers sa facture d'électricité.

- Mobilité électrique : nécessité d'un déploiement de l'infrastructure de recharge sur trois niveaux complémentaires à l'horizon 2030
- Le nombre de « plaintes » pour décrochage d'onduleurs reste limité (~1% en 2022) avec une forte augmentation en 2022 et 2023, attention toutefois que la méconnaissance du problème par la plupart des prosumers induit une sorte d'inexactitude en ce qui concerne les chiffres exacts des décrochages d'onduleurs.
- Problèmes de tension (actions prises par RESA)
- Projets à finaliser pour la législature en cours du ministre : **full roll out SM électricité** (1ère lecture) (les flamands ont mis 2,5M de compteurs alors que nous sommes à 150k en Wallonie !), smartisation (importance d'avoir l'enveloppe fin août), opérateur de réseau de chaleur = GRD chaleur (1ère lecture), CO2 : discussion en cours sur le(s) rôle(s) de GRT/GRD à laisser de la place à la distribution

Conclusion

- L'impact de la transition énergétique sur les réseaux d'électricité **nécessite d'augmenter à court terme le rythme et le montant des investissements pour rencontrer les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre** tels que décidés par les autorités
- Le maintien du réseau gaz est indispensable pour permettre l'injection de molécules décarbonées (**biométhane, e-méthane, H2, etc.**) et permettre à la fois de réduire et lisser les investissements dans le réseau d'électricité. Il doit aussi nous permettre de **lisser la charge des investissements** pour les clients résidentiels (p.ex. pompe à chaleur)
- La smartisation des réseaux et des compteurs permettra des **changements de comportement indispensables et donc** une gestion plus intelligente de nos réseaux et ainsi de mieux cibler et prioriser les investissements dans les réseaux. Couplé à un tarif incitatif, cette intelligence **permettra une modification à la marge des comportements** au bénéfice des réseaux. Cette flexibilité **n'évitera pas le besoin d'investissement massifs dans les réseaux physiques**

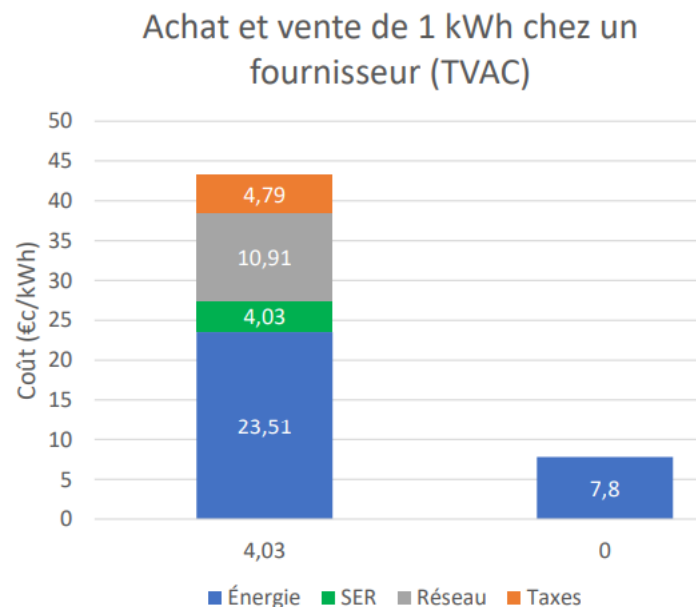
2. Présentation de Damien Ernst, professeur à l'ULG

Fiche tarifaire électricité : inventaire

Poste facture	Sous poste	Nature	Prix (€/kWh)
<u>Prix fixes de l'énergie</u>			
Consommation		Énergie	23,513
Coût énergie verte		SER	2,996
<u>Coûts de réseau</u>			
Distribution	Tarif RESA	Réseau	9,340
Transport	Tarif Elia	Réseau	1,573
	Fin. énergie ren.	SER	1,037
<u>Suppléments</u>			
Cotisation sur l'énergie		Taxes	0,204
Redevance raccordement		Taxes	0,075
Accise fédérale		Taxes	4,513
<u>Sous-totaux</u>			
		Énergie	23,513
		SER	4,033
		Réseau	10,913
		Taxes	4,792
Total général			45,251

- L'énergie représente le prix facturé pour la production de l'énergie.
- Le soutien aux énergies renouvelables (SER) couvre les frais des politiques d'incitation au développement des énergies renouvelables (tels que les CV).
- Les tarifs de réseau correspondent aux frais nécessaires à l'opération des réseaux de transport et de distribution, ainsi que certaines obligations de service public (OSP).

Le prosumer achète son énergie chez un fournisseur : il paie l'énergie, les frais de réseau, les SER, les taxes. La production du PV est d'abord utilisée en autoconsommation, derrière son compteur, l'excédent est vendu à son fournisseur. L'énergie s'achète environ 5x plus cher que ce qu'elle est vendue, un propriétaire de panneaux photovoltaïques a donc largement intérêt à **autoconsommer**.



L'autoconsommation est le fait pour un client de supporter une partie de ses besoins en électricité avec une **énergie qu'il a lui-même produite**. L'énergie autoconsommée ne circule

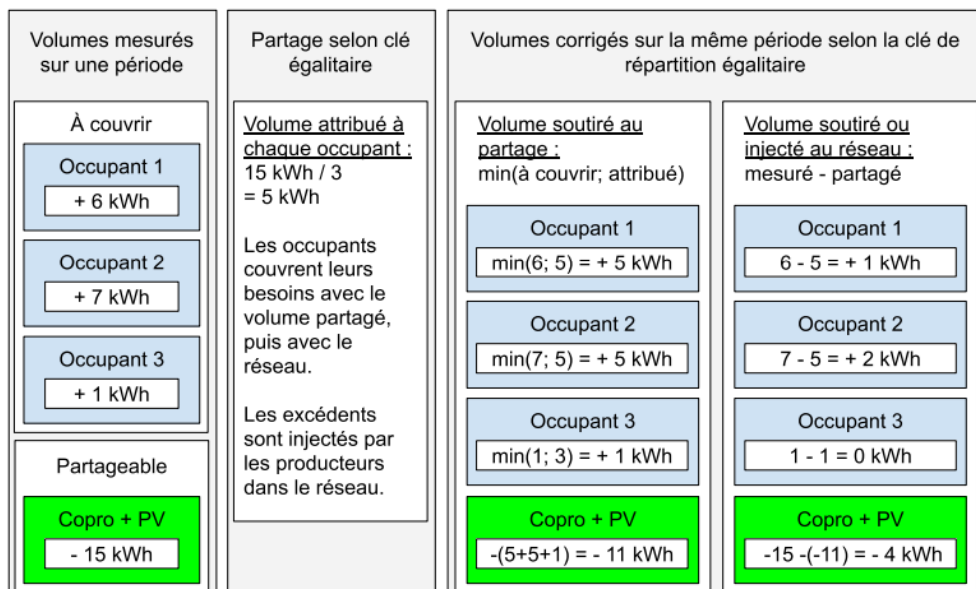
pas sur le réseau, elle est entièrement gratuite. La régulation (tarifs réseau, taxes) favorise l'autoconsommation. Sur le marché de gros, le prix varie toutes les 15 min selon l'offre et la demande. Le tarif d'injection est faible car le PV est injecté lorsque les prix du marché sont bas et le fournisseur doit assurer ses marges.

En **copropriété**, l'installation PV est en général connectée derrière le compteur des communs. **L'autoconsommation est donc en général assez faible**, raison pour laquelle il y a peu de PV en copropriété. L'alternative serait de placer un onduleur pour chaque logement, connecté à une partie des PV, mais c'est difficile à réaliser en pratique et cela représente des investissements très importants.

Une nouvelle solution : le partage d'énergie

Le partage d'énergie est une solution de nature administrative qui consiste à **répartir les volumes injectés par les PV entre les occupants qui peuvent les consommer**. L'objectif est d'établir une comptabilité et une facturation séparées entre l'énergie consommée depuis le réseau et celle depuis les PV. Ainsi, le partage est organisé par une convention collective entre la copropriété, les occupants et le GRD.

La couche administrative est gérée avec des **clés de répartition** (règles mathématiques de distribution des volumes entre les occupants). La répartition de l'énergie injectée est calculée pour chaque période de marché (toutes les 15 min). Dans cette clé, toutes les unités de la copropriété touchent la même quantité d'énergie excédentaire. Le **problème** est qu'à l'issue de l'application de la clé, il y a des volumes non attribués et des occupants dont l'entièreté des besoins ne sont pas couverts.



Quand vous rachetez cette électricité à la copropriété, vous payez des **taxes**. Ce que j'espère, c'est qu'au cours de la prochaine législature, le monde politique veillera à enlever cette taxe sous l'électricité échangée. Pourquoi ? Pour ne pas créer de discrimination entre quelqu'un

qui habite dans un immeuble d'habitation d'une copropriété et quelqu'un qui habite dans une maison 4 façades, où il ne paye pas de taxe sur l'électricité autoconsommée.

L'énergie partagée est vendue par la copropriété aux occupants, à un prix fixé dans la convention de partage. Le prix de l'énergie partagée détermine comment les bénéfices du partage sont répartis entre les occupants et la copropriété. Si elle est bon marché, les occupants font des économies plus importantes. Si elle est chère, la copropriété augmente davantage ses recettes d'injection.

Discussion :

Q : Quid des communautés d'énergie ?

- C'est un ensemble de personnes ou d'entreprises qui décident de se mettre ensemble en investissant dans des moyens de production en les mutualisant et en bénéficiant. Cela peut aussi être des membres d'une communauté locale qui ont un excès de production qui en font bénéficier d'autres personnes. Pour faire une analogie, c'est comme si au sein d'une rue, il y avait un potager local dans lequel les gens ont investi et un mécanisme d'échanges y est associé (avec une structure tarifaire préférentielle pour les membres de la communauté, créant un incitant non-négligeable).

Q : Serait-il envisageable que certaines personnes s'organisent, privatisent une partie du réseau et se passent totalement des GRD ?

- Au niveau financier, l'amortissement d'un réseau pour des petits particuliers est extrêmement long donc cela me paraît difficile. Néanmoins, rien n'est impossible, nous avons fait un projet pilote à 3 entreprises, et pour se répartir le gâteau, cela peut déjà devenir compliqué. Pour que cela tienne la route, il faudrait le faire à de nombreux endroits afin d'être capable de financer une structure capable d'agir très rapidement

Q : L'affaire du tarif prosumer avec le plafonnement de la quantité qu'on peut extraire de son domaine, et que donc tout ce qui dépasse sa consommation est perdu, a énormément découragé les plus motivés.

- Le législateur a un rôle à jouer. Que cela soit au niveau de la tarification des réseaux ou au niveau des marchés, ce n'est plus possible de gérer la production photovoltaïque sans compteur intelligent. Il faut absolument des compteurs intelligents et revenir à des règles tarifaires qui ont des coûts plus clairs et plus logiques. Sans compteur intelligent, tu ne sais rien faire pour l'opération du réseau de distribution.