



Consultation des stakeholders dans le cadre de l'élaboration du Plan Air Climat Energie 2030 pour la Wallonie

Proposition de mesures : Flexibilité

Date de la consultation : du 19/02/2018 au 19/03/2018



Table des matières

1. Contexte.....	3
2. Analyse et objectifs	3
3. En Wallonie : Etablissement d'un cadre légal	6
1. Comment assurer les conditions propices au développement de la flexibilité en Wallonie?	6
2. La Wallonie doit-elle favoriser l'utilisation de la flexibilité au niveau local et si oui, quelles mesures mettre en place ?.....	7

1. Contexte

Historiquement, le système électrique a été dimensionné de manière telle que le parc de production puisse s'adapter aux variations de consommation. Cependant, depuis lors, les moyens de production et de consommation se sont diversifiés et multipliés : productions décentralisées intermittentes, mobilité électrique, ... Les outils de production centralisée ne peuvent donc plus assurer seuls l'équilibre du système ou du moins à un coût socialement acceptable.

L'atteinte de nos objectifs en termes de réduction des émissions, d'intégration des énergies renouvelables qui s'inscrivent dans le cadre de la transition énergétique nécessiteront de nouveaux moyens, dont la flexibilité, permettant d'assurer cet équilibre du système.

2. Analyse et objectifs

Afin de quantifier les besoins de flexibilité pour la Wallonie, Artelys a mené des simulations basées sur les projections de la demande et la production des énergies renouvelables et sur plusieurs hypothèses¹.

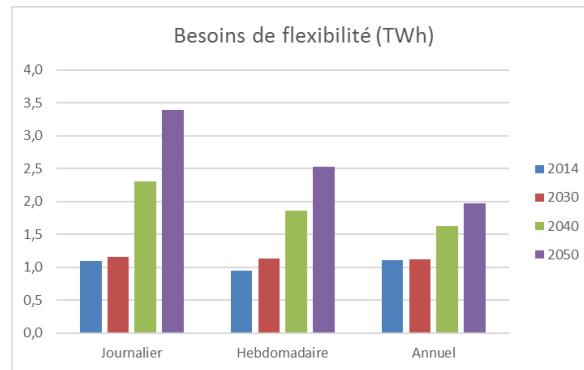
(TWh)	Consommation			Production			Conso. nette
	Totale	Véhicules électriques	Pompes à chaleur	Solaire PV	Eolienne on/offshore	Hydraulique	
2014	23,0	0,0	0,0	0,7	1,3 / 0	0,3	20,7/20,7
2030	29,5	0,7	2,0	1,4	3,9 / 6,8	0,4	23,8/20,9
2040				4,5	9,8 / 13,6	0,5	
2050	≈35	≈4-5	≈3,0	7,3	15,4 / n/a	0,5	11,8 / n/a

Caractéristiques clés du futur système électrique wallon.

Sources : pour 2014, Bilan énergétique de la Wallonie 2014, pour 2030 à 2050 CLIMACT

Dans cette analyse, l'objectif de la flexibilité est défini comme le lissage de la demande nette (la consommation totale à pas de temps horaire, moins la production des énergies renouvelables non-contrôlables) afin de pouvoir répondre à la demande restante via des unités de production de base.

¹ Le volume de consommation total en 2030 est basé sur le scénario de référence de la Région Wallonne et les hypothèses sur les véhicules électriques et les pompes à chaleur sont basées sur des résultats propres aux mesures transport et chaleur du plan énergie-climat 2030. Les niveaux de production EnR à 2030 ont été fournis par la DGO4 à l'exception de la production offshore qui prend en compte la moitié de la capacité prévue au niveau national. Les hypothèses de consommation et de production en 2050 sont basées sur le scénario B de l'étude Wallonie Bas-Carbone. Le profil de la consommation wallonne est supposé correspondre au profil belge considéré dans le Scénario v1 du Ten Year Network Development Plan (TYNDP), préparé par ENTSO-E en 2014 pour l'an 2030. Les profils de production EnR correspondent aux chroniques belges de la base de données METIS.



Besoins de flexibilité à l'horizon 2050. Source : Artelys

Selon cette étude, les besoins de flexibilité aux différentes échelles temporelles pour répondre à l'ambition wallonne de croissance de production EnR pour 2030 vont à peine croître et resteront proches du niveau actuel (environ 5% de la consommation nette), sous réserve que l'intégration des nouveaux usages se fasse en exploitant le gisement de flexibilité qu'ils constituent.

Bien qu'à long terme (2040/50), les besoins journaliers tripleront et toujours sous les mêmes hypothèses, les centrales par pompage-tubinage ainsi que les options de la gestion de demande devraient être suffisants pour y répondre. Par contre, les besoins de flexibilité hebdomadaire et annuelle vont croître (Les besoins hebdomadaires vont au moins doubler et les besoins annuels augmenteront d'environ 75%) en raison d'une pénétration plus forte de l'éolien ce qui pourrait nécessiter l'appel à des solutions complémentaires aux méthodes actuelles (interconnexions, stockage long terme, power to X, capacités thermiques).

Ces conclusions doivent cependant être nuancées au vu des hypothèses prises.

1. Le travail mené par Artelys a visé uniquement les besoins de flexibilité pour l'équilibre global du système (balancing) afin d'atteindre les objectifs SER de la Wallonie. Les besoins de flexibilité locale pour la gestion des congestions ne sont donc pas quantifiés.
2. Les besoins de flexibilité actuels sont principalement pris en charge par des centrales thermiques flexibles. L'évaluation pour 2030 a été faite selon l'hypothèse que celles-ci sont conservées. Se passer de ce type de centrales augmentera les besoins et nécessitera de développer d'autres solutions de flexibilité.
3. La prise en compte de la moitié de la production éolienne offshore belge dans l'estimation des besoins de flexibilité wallons ferait augmenter les besoins journaliers de 1,1 à 1,6 TWh et les besoins hebdomadaire de 1,2 à 2,2 TWh, à cause des fluctuations dans la production éolienne offshore. En parallèle, les besoins annuels décroîtraient d'environ 10%, grâce à la complémentarité des profils de consommation et de production offshore.
4. Les besoins journaliers ont été établis sur base d'une non évolution temporelle des profils de la demande, c'est-à-dire que les nouveaux consommateurs n'impactent pas le profil de consommation. Ainsi, une mise en charge simultanée pendant la pointe du soir de l'ensemble des véhicules électriques prévu à l'horizon 2030 engendrait une demande complémentaire de 390GWh de flexibilité journalière (1,4TWh au lieu des 1,1TWh actuels). En même temps, ces nouveaux usages (particulièrement les VEs) fournissent un potentiel suffisant pour répondre à ces besoins supplémentaires grâce au smart charging et au véhicule-to-grid qui permettraient respectivement une contribution aux besoins de flexibilité journaliers d'environ 0,5 TWh et de 1 TWh par an. Par ailleurs, les pompes à chaleur pourraient fournir de la flexibilité journalière supplémentaire à hauteur d'environ 0,1 TWh durant le printemps et l'automne.

5. L'analyse exprime les besoins de flexibilité en GWh. Or un même besoin de flexibilité en GWh peut cacher des réalités très différentes en termes de besoins de capacité flexible disponible (en GW). Par exemple, pour un besoin de flexibilité de 2 GWh sur une journée, des besoins de capacités flexibles très différents sont nécessaires selon la répartition de ces 2 GWh sur la journée :

Cette étude démontre donc, s'il fallait encore le faire, que les besoins de flexibilité aux différents horizons temporels vont augmenter dans le futur.

Par ailleurs, dans le clean energy package de la Commission Européenne actuellement en négociation différentes propositions concernent, entre autres, la modification du design de marché de l'électricité pour favoriser l'utilisation de la flexibilité sur les réseaux.

En effet, le clean energy package se veut être un instrument majeur pour arriver à une économie bas-carbone d'ici 2050 en Europe. Pour y arriver, le secteur de l'électricité jouera un rôle de plus en plus important dans le paysage énergétique européen et pour rendre possible la décarbonisation du secteur de l'électricité, des services de flexibilité doivent être disponibles, en suffisance, sur les marchés de l'électricité.

A ce sujet, le clean energy package aborde notamment les points suivants :

- La nécessité de créer une situation équitable entre les différents produits de flexibilité (génération, demande, stockage) sur le marché.
- La nécessité de réglementer de manière transparente les rôles et responsabilités des différents acteurs sur le marché ainsi que les processus de partage de données et de règlement des conflits.
- La nécessité de définir le statut des agrégateurs, et notamment le fait qu'ils puissent accéder aux différents marchés sans l'accord d'un autre acteur de marché (BRP, fournisseur)
- Le besoin de renforcer la coordination GRT – GRD.
- Les recommandations relatives au système de gestion des données : qui peut avoir accès aux données du consommateur final avec son consentement et les acteurs sélectionnés devraient avoir accès simultanément et de manière non-discriminatoire aux données. La commission précise à ce sujet qu'une entité régulée qui fournit des services de données ne devrait pas tirer de profit de cette activité et aucun coût additionnel ne devrait être répercuté sur le consommateur final.

Enfin, au niveau Fédéral, le 13 juillet 2017, une loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité a été adoptée en vue d'encadrer la flexibilité de la demande entraînant un transfert d'énergie et le stockage d'électricité. Son objectif est de permettre à la demande de participer à tous les marchés de l'électricité dont les "day ahead market" et "intraday market".

Elle complète donc la loi électricité de façon à :

- consacrer le droit pour le client final de valoriser la flexibilité de la demande, nonobstant toute disposition contractuelle contraire et ce, pour tous les marchés;
- déterminer les règles organisant la compensation financière et la responsabilité d'équilibre de la flexibilité activée;

- donner un statut aux fournisseurs de services de flexibilité et déterminer leurs rôles et responsabilités;
- encadrer la nouvelle mission consistant à gérer les données de flexibilité et disposer d'une base légale pour permettre à la personne qui en est chargée (le gestionnaire du réseau de transport) de collecter des informations contractuelles confidentielles.

3. En Wallonie : Etablissement d'un cadre légal

Au vu de ces différents éléments, se posent dès lors les questions suivantes : **Comment assurer les conditions propices au développement de la flexibilité en Wallonie? La Wallonie doit-elle favoriser l'utilisation de la flexibilité au niveau local et si oui, quelles mesures mettre en place ?**

1. Comment assurer les conditions propices au développement de la flexibilité en Wallonie?

Pour répondre cette première question, voici les principales barrières au développement de la flexibilité identifiées :

- Manque de motivation pour les consommateurs
 - Besoin d'information pour connaître et comprendre le système
 - Besoin de smart meters pour avoir une information sur la consommation
 - Besoin de prix variables pour inciter les consommateurs
- Manque de moyens techniques pour mobiliser la flexibilité de marché ouvert à tout type d'acteurs :
 - Absence de cadre légal
 - Besoin de smart meters afin d'obtenir une granularité temporelle et géographique suffisante
 - Accès limité au marché pour les ressources de petites tailles (production et demande) et pour les ressources de gestion de la demande
 - Modèle de marché inadapté
 - Système de tarification inadapté
- Besoin d'un système, de services et d'acteurs fiables
 - Besoin de confiance envers les technologies et les systèmes de gestion de la consommation. Les consommateurs ne veulent pas être pénalisés (financièrement, ou dans leur consommation quotidienne) pour un problème technique.
 - Besoin de confiance envers les FSP
- Besoin d'un système de gestion des données fiables afin de connaître l'état du réseau, les besoins des consommateurs, de savoir quelles sont les ressources flexibles et à quel moment elles sont disponibles, etc:
 - Besoin d'assurer la non-discrimination de l'accès aux données, la transparence et la neutralité pour la gestion de celles-ci
 - Besoin de garanties pour le respect de la vie privée et la sécurité des données
 - Besoin d'un acteur neutre et impartial

La mesure proposée pour lever en partie ces barrières est l'établissement d'un cadre légal, à savoir un décret. Les actions qui y sont envisagées sont les suivantes :

- Un déploiement segmenté des smart-meters, par les GRD, avec pour objectif un taux de couverture de 80% des URD à l'horizon 2034. Une définition des fonctionnalités minimales de ces compteurs (dont la présence d'un port de sortie et la possibilité de disposer de plusieurs time of use pour une tarification dynamique) et l'encadrement des actes à distance que peuvent poser les GRD.
- Les obligations en termes d'informations à fournir aux URD sur le système et son fonctionnement
- L'encadrement des FSP via une licence et la définition de ses droits et obligations.
- Le droit pour tout URD de valoriser sa flexibilité tant en consommation qu'en production auprès du FSP de son choix, sans autorisation préalable d'un autre acteur et ce sur tous les marchés.
- Le fait que seul l'URD est propriétaire de ses données et qu'il peut les mettre à disposition d'un tiers moyennant son consentement. Seul le GRD dans le cadre de ses missions régulée peut relever lesdites données sans le consentement de l'URD.
- Le principe de non-discrimination entre les acteurs et entre les URD actifs ou non.
- Les obligations relatives à la protection de la vie privée tant au niveau matériel, que de l'échange, du traitement et de la conservation des données.
- La possibilité pour les acteurs tiers d'accéder aux données de l'URD qui lui a donné son autorisation soit directement via un module connecté au port du compteur, soit via le GRD. Le GRD étant garant des données relatives au settlement, du registre d'accès et du registre d'activation de la flexibilité.
- Les droits et devoirs des GRD

2. La Wallonie doit-elle favoriser l'utilisation de la flexibilité au niveau local et si oui, quelles mesures mettre en place ?

Cette seconde question peut pour sa part se décomposer selon deux aspects :

- **Quels sont les enjeux du développement de la flexibilité pour les GRD en Wallonie ?**
 - Faut-il favoriser le développement des marchés de flexibilité à destination des GRD pour gérer les congestions et favoriser la consommation locale d'énergie ?
 - Quels sont les gains du développement de cette solution ?
 - Quelle source de flexibilité valoriser au niveau GRD ?
- **Et quelles mesures mettre en place pour favoriser ce développement ?**

La réponse à ces questions dépend de différents facteurs tels que le niveau de pénétration et l'emplacement des unités de production renouvelable intermittente, les caractéristiques des centres de consommation (plutôt rural, urbain ?) ou encore les caractéristiques du réseau existant. Dès lors, l'utilisation optimale de la flexibilité varie selon les conditions locales de chaque réseau

Néanmoins, il semble y avoir un consensus sur la nécessité d'ouvrir les marchés de flexibilité et de permettre aux GRD de se fournir en flexibilité pour la gestion de leurs réseaux. En effet, l'utilisation de flexibilité au niveau GRD peut mener à des économies en tant qu'outil de gestion des congestions locales, ce qui permet de réduire les coûts d'investissement nécessaires dans le réseau de distribution, diminuer le curtailment² et donc de mieux valoriser la production renouvelable et réduire les pertes dans le réseau.

² Pour rappel le seul outil actuellement disponible pour le GRD est la flexibilité technique

La solution la plus avantageuse au niveau économique dépend de la situation sur chaque réseau de distribution. Même si tous les réseaux de distribution n'en auront pas forcément besoin pour assurer un bon fonctionnement à moindre coût, il est nécessaire de rendre possible le développement de la flexibilité et son utilisation au niveau des réseaux de distribution afin que les réseaux qui en ont besoin puissent la développer.

Outre les barrières à l'utilisation de la flexibilité en général, il existe également des barrières à l'utilisation de la flexibilité par les GRD :

- Le rôle des GRD au niveau de la gestion de la flexibilité n'est pas clairement défini.
- Le système de rémunération des GRD est inadapté car il favorise les solutions conventionnelles par rapport à l'utilisation de la flexibilité la rémunération est proportionnelle au volume consommé, ce qui peut poser des problèmes, notamment avec la multiplication de prosumers.

La mesure proposée pour lever ces barrières est l'établissement d'un cadre légal, à savoir un décret. Les actions qui y sont envisagées sont les suivantes :

- Une clarification du rôle du GRD, de ses devoirs et obligations dont celle de promouvoir l'accès et de faciliter la participation des ressources flexibles.
- L'interdiction pour le GRD d'être FSP afin de ne pas concurrencer les acteurs commerciaux, ce qui pourrait entraver leur développement, mais la possibilité pour lui d'être FRP et d'acquérir de la flexibilité sur le marché.

3. Points d'attention et étapes suivantes

Une mauvaise coordination entre le GRT et les GRD peut impacter la sécurité du système, son efficacité ou empêcher l'exploitation des ressources de flexibilité. Il est donc très important d'assurer une bonne coordination entre ces acteurs. Celle-ci peut être mise en place via un marché commun où GRT, GRDs, BRPs peuvent se procurer des services de flexibilité, via un système de priorisation entre les équilibrages locaux et globaux ou encore en obligeant le GRT à consulter les GRD en ce qui concerne la gestion du système.

L'étude menée a mis en évidence à diverses reprises des inadéquations entre la tarification, la rémunération et l'objectif de développement de la flexibilité. Dès lors la révision des systèmes de tarification de l'électricité et de la rémunération des GRD semble cruciale pour favoriser le développement de la flexibilité. D'une part, le système de tarification doit inciter les consommateurs à être flexibles, et d'autre part, le système de rémunération des GRD doit les inciter à investir dans les solutions les plus efficaces économiquement ; y compris les solutions de flexibilité.