

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

Date de la consultation : du 13/03/2017 au 30/04/2017

Contenu

2	Etat des lieux : Climat et développement des énergies renouvelables	2
2.1	Contexte général	2
2.2	Contexte de la réaction et objectifs renouvelables.....	3
2.3	QUESTIONNAIRE :	4
3	Etat des lieux : Transport/Mobilité	12
3.1	Contexte :	12
3.2	Mesure transversale	13
3.3	QUESTIONNAIRE.....	13
4	Etat des lieux : Efficacité Energétique	15
4.1	QUESTIONNAIRE.....	15
5	Etat des lieux : Intégration du marché	21
5.1	Introduction - Transition énergétique et évolution du système électrique	21
5.2	Rôle de la flexibilité	22
5.3	Principaux enjeux	22
5.4	QUESTIONNAIRE.....	24

Remarque aux lecteurs:

Le présent document a été rédigé dans le cadre de la consultation wallonne relative à l'élaboration du Plan Air Climat 2030. Pour les besoins de dépouillement, EDORA s'est inscrite dans le canevas prédéfini de la consultation. La plupart des sujets traités sont suivis par EDORA à divers niveaux, dont notamment dans le cadre du package européen « *Energie propre pour tous les Européens* » pour 2030.

Par soucis de cohérence et d'efficacité, EDORA n'a, par conséquent, pas répondu de manière détaillée aux questions posées, mais se tient d'une manière générale à disposition des pouvoirs compétents pour étayer ses propos notamment en vous faisant parvenir ses positions, réactions et notes sur les sujets souhaités.

1 Etat des lieux : Climat et développement des énergies renouvelables

1.1 Contexte général

EDORA remercie la Région wallonne pour cette consultation.

EDORA estime que la volonté de décarbonation de l'économie wallonne devra passer par la mise en œuvre d'une transition énergétique visant à maximiser le bien-être social en répondant le plus adéquatement à un triple optimum : énergétique, socio-économique et environnemental.

Une telle mise en œuvre nécessite l'élaboration d'une stratégie énergétique passant par une approche concertée entre entités fédérées. Une telle stratégie devra également être « intégrée » en tenant ainsi compte des interactions et synergies entre les trois secteurs énergétiques (chaleur, électricité et transport). Il est essentiel de maximiser le recours aux leviers technologiques et comportementaux et de mettre ainsi la priorité sur l'efficacité énergétique, les technologies renouvelables, la gestion de la demande, le stockage et le développement de marchés intelligents.

EDORA rappelle à ce titre qu'il est essentiel que la Wallonie établisse une feuille de route ambitieuse qui démontre comment elle parviendra à atteindre les objectifs climatiques (objectif européen pour 2030 et objectif fixé à la COP21). Cette feuille de route devra préciser les moyens affectés à chaque mesure (financiers et humains). Enfin, elle devra s'appuyer sur la liste de mesures identifiées dans le cadre du PACE.

1.2 Contexte de la réaction et objectifs renouvelables

La transition vers une économie décarbonée passe par une montée en puissance des technologies renouvelables, jugées par le GIEC comme parmi les principaux moyens d'atténuation des changements climatiques. Afin de contribuer au respect des objectifs climatiques et de pleinement s'intégrer dans la politique climatique nationale et régionale, EDORA estime essentiel que la Belgique et la Wallonie se fixent un **objectif suffisamment ambitieux** en matière d'énergies renouvelables ainsi que les mesures permettant de l'atteindre. L'établissement de tels objectifs est capital pour lancer la transition énergétique et assurer une montée en puissance des technologies renouvelables. Par la suite, l'internalisation des coûts externes et les impératifs d'indépendance énergétique permettront, d'eux-mêmes, à rendre les renouvelables incontournables dans le bouquet énergétique wallon.

Le scénario de référence en renouvelables wallons (2016), inclus en annexe de la présente consultation, démontre ainsi par l'absurde ce qu'une absence de nouvelles mesures engendrerait. La Wallonie ne pourrait simplement pas assumer l'objectif global européen fixé par la future directive renouvelable. Dans une annexe à la directive, la Commission européenne prévoit en effet une déclinaison par état membre de l'objectif des 27% de renouvelables. La Belgique devrait ainsi viser un objectif de 18% de consommation renouvelable en 2030. En fonction de la dynamique actuelle des filières renouvelables, EDORA propose ainsi un scénario d'atteinte de cet objectif de 18% au niveau belge qui se décline, au niveau wallon de la manière suivante (cf ci-dessous). Comme on peut le voir, la production d'électricité renouvelable nécessaire devrait être environ 80% plus importante que celle du scénario de référence wallon tandis que la production de chaleur renouvelable devrait être environ 70% plus élevée que ce scénario de référence.

Total Electricité renouvelable 2030 en GWh	12948
Biomasse	3268
Geothermie électrique	200
Hydro	480
Photovoltaïque	3500
Eolien onshore	5500
Total chaleur renouvelable 2030	16556
Biomasse	14131
Géothermie	90
Solaire thermique	440
Pompes à chaleur	1895
Total transport renouvelable 2030	3200

Biocarburants	2600
CNG-bio	600
Total énergie renouvelable 2030	32704

Légende : Projections de développement (en GWh) des filières renouvelables wallonnes à l'horizon 2030 à politique énergétique quasi inchangée et permettant d'atteindre l'objectif belge de 18% d'énergie renouvelable en 2030

Il faut cependant noter que le scénario ci-dessus est, lui-même, jugé totalement insuffisant dans la perspective de la transition énergétique. Le secteur renouvelable estime que cette dernière requiert en effet une proportion d'énergie renouvelable belge de 30 à 40% en 2030.

1.3 QUESTIONNAIRE

Question n°2 : Quelles seraient les PAMs prioritaires à mettre en place en Wallonie dans les prochaines années pour permettre d'atteindre l'objectif européen 2030 ?

La liste ci-dessous concerne uniquement les principales mesures du secteur de l'énergie permettant de faciliter l'atteinte de l'objectif renouvelable pour 2030 (liste non exhaustive) :

- **Se fixer un scénario de transition énergétique pour 2030** qui réponde aux enjeux climatique (et aux objectifs en matière de réduction d'émission de gaz à effet de serre), socio-économique et de sécurité d'approvisionnement. Au vu des interactions entre secteurs énergétiques, mesures en matière d'efficacité, développements technologiques et des imbrications entre niveaux de compétence, un tel scénario devrait être concerté entre entités fédérées et fédéral et devrait être aussi intégré que possible (synergie entre secteurs énergétiques). Ce scénario, dans une logique d'économie bas carbone, doit également s'intégrer dans une démarche plus générale d'économie circulaire ;
- **Mettre en place une tarification carbone** (ou veiller à la cohérence et à la contribution aux objectifs climatiques dans le cas d'un maintien de la compétence au niveau fédéral) à destination du secteur non-ETS. Cette tarification contribuera aux objectifs renouvelables dans le secteur de la chaleur/refroidissement ; aux objectifs en transport ; aux objectifs en efficacité énergétique. Cette tarification carbone, si elle prend la forme d'une taxe carbone, devrait être envisagée sous la forme d'un tax shift. En matière de secteurs ETS, il y a lieu de soutenir toutes les mesures qui permettront au « marché » d'atteindre un niveau (prix du carbone) représentatif des externalités qu'il est supposé internaliser ;
- **Améliorer la cohérence régionale** entre les politiques énergétiques, d'aménagement du territoire et d'environnement ;
- **Poursuivre/accélérer le développement du marché de la flexibilité et procéder aux clarifications législatives nécessaires** afin de permettre à des nouveaux métiers et services de se déployer en vue de contribuer à l'équilibre du système et à la sécurité d'approvisionnement

- Initier rapidement, en concertation avec les acteurs concernés, **une réflexion relative à une révision ou adaptation du cadre incitatif** ;
- **Développement d'une stratégie claire de décarbonation du secteur transport** via une approche multidisciplinaire en considérant les influences et interactions entre les trois secteurs énergétiques (cfr questionnaire transport) ;
- **Sécurisation juridique du cadre éolien**, clarification de critères à l'installation éolienne et levée de contrainte (installation en zones militaires, forestières,...) ;
- Mise en place d'une **stratégie de développement de la chaleur verte**, avec le cadre incitatif requis (soutien à l'injection, comptabilisation PEB, soutien aux réseaux, ...) ;
- Organisation de **campagnes de communication** afin de restaurer la confiance en certaines activités (PV) et d'améliorer l'acceptation sociétale (auprès de la population et des mandataires locaux) en certaines technologies (éolien).

Question n°3 : Quels sont, selon vous, les principales barrières au développement de l'électricité renouvelable en Wallonie ? Quelles sont les barrières existantes en matière d'investissement dans les unités de production renouvelables ? Quel rôle peut jouer le secteur public pour lever ces barrières ? Comment le marché devrait-il évoluer pour susciter ce type d'investissements ?

Barrières au développement et investissement en électricité renouvelable (liste non exhaustive)

- Les prix des énergies conventionnelles que les renouvelables sont susceptibles de remplacer (fossiles et fissiles) n'internalisent pas les coûts externes et restent trop faibles (pour changer de comportement en étant plus efficace, ou pour changer de source d'énergie) ;
- Manque de coordination et de cohérence générale entre politiques énergétiques régionales et fédérale (générant conflits et distorsions, notamment pour les mesures à caractère transversal) ;
- Manque d'intégration dans la stratégie de développement des filières électriques (intégration des productions électrique, de l'efficacité, de la gestion de la demande, des nouvelles applications, des autres secteurs énergétiques,...) ;
- Manque de cohérence entre politiques énergétiques, d'aménagement du territoire et d'environnement ;

- Absence de scénario clair de remplacement du nucléaire et doute politique persistant en matière d'échéancier de sortie du nucléaire (manque de prise de conscience de la part des régions de l'importance de contribuer à ces enjeux avec le fédéral) ;
- Même si des enveloppes de certificats verts existent par filière à l'horizon 2024, manque d'objectifs de production électrique (et énergétique) clairs assortis de mesures afin d'en garantir l'atteinte ;
- La stratégie énergétique régionale affectée par des considérations locales parfois divergentes hypothéquant l'atteinte de certains objectifs régionaux (ex : pour l'éolien) ;
- Sentiment d'instabilité par rapport au mécanisme de soutien (complexe, trop variable & administrativement contraignant) ;
- Enveloppes de CV trop faibles pour soutenir le développement du photovoltaïque ;
- Manque de communication positive à l'égard du PV afin de restaurer la confiance des investisseurs après la prise de mesures à caractère rétroactif en matière de soutien ;
- Manque de sécurité juridique de la politique éolienne dans la mesure où trop d'initiatives réglementaires offrent des possibilités de recours aisées hypothéquant le développement éolien futur et la viabilité économique de certains parcs existants ;
- Contraintes environnementales parfois peu claires, excessives, peu objectives et ne faisant pas la balance avec les retombées environnementales positives liées au développement renouvelable (ex : éolien, hydroélectricité, biomasse) ;
- Manque d'intégration au développement d'une économie circulaire (valorisation locale et intégrée, valorisation des co-produits, application adaptée de l'échelle de valorisation des ressources) ;
- Tabous liés à l'installation renouvelable dans certaines zones et ce même si les incidences sont négligeables (ex : éoliennes en forêts) ;
- Contraintes aéronautiques (radars et militaires) excessives et parfois subjectives. Manque d'approche intégrée permettant de mettre en balance certains intérêts (ex : militaires) avec les intérêts d'approvisionnement énergétiques du pays
- ...

Question n°4 : Le système actuel de soutien à l'électricité verte est-il, selon vous, adapté ? Quelles évolutions pourraient être apportées en matière de système de soutien à l'énergie verte tout en tenant compte du coût pour la société ?

Les objectifs par filière (et par segment) doivent être fixés (@2030) pour donner à chacune des perspectives de développement. Ces objectifs doivent tenir compte des divers bénéfices de chaque technologie : coût de production ; emploi et activité non délocalisable ; balance commerciale ; minimisation des impacts environnementaux ; autonomie énergétique ; rôle central du consommateur (qui devient consomm'acteur et potentiellement « fournisseur » de flexibilité).

Le cadre de soutien et de valorisation de l'énergie **doit évoluer en vue d'inciter à la flexibilité** (participation au marché grâce à un signal prix adéquat) et de **permettre ainsi une meilleure intégration dans les marchés**. Son évolution devra se faire en parallèle à une nécessaire internalisation des coûts externes (cfr point sur la tarification carbone,...).

Il est essentiel que toute évolution du soutien réponde aux grands principes suivants : soutien juste (rentabilité à la hauteur des risques encourus) ; cadre adapté à chaque technologie et à chaque segment du marché ; cadre non discriminatoire entre technologies, entre segments et entre acteurs ; cadre incitant la flexibilité (en production et consommation) ; cadre stable, simple et offrant de la visibilité.

Le soutien doit veiller à trouver l'équilibre en étant à la fois régulé (clair, établi et non discriminatoire) et laissé au marché (compétitif, performant, dynamique).

Question n°5 : Quelles sont les principales barrières au développement de la chaleur renouvelable en Wallonie? Quel mécanisme de soutien vous semble le mieux adapté : une aide à l'investissement, à la production, autres ... ? Quelles sont les principales barrières au développement des réseaux de chaleur en Wallonie ?

Barrières au développement et investissement en chaleur et refroidissement renouvelable (liste non exhaustive)

- Absence d'objectifs clairs pour chaque technologie (et chaque segment du marché le cas échéant) ;
- Les prix des énergies conventionnelles que les renouvelables sont susceptibles de remplacer (fossiles et fissiles) n'internalisent pas les coûts externes et restent trop faibles (pour changer de comportement en étant plus efficace, ou pour changer de source d'énergie) ;
- Manque d'intégration dans la stratégie de développement des filières thermiques (articulation avec la production électrique, combinaison avec l'efficacité énergétique, ...)
- Absence de cadre incitatif pour les réseaux de chaleur ;
- Manque de communication positive à l'égard des différences pour la production de chaleur et refroidissement afin d'attirer l'attention de potentiels acquéreurs ;

- Manque d'intégration au développement d'une économie circulaire (valorisation locale et intégrée, valorisation des co-produits, application adaptée de l'échelle de valorisation des ressources) ;
- ...

Cadre incitatif – bâtiment en rénovation lourde et nouvelles construction

Les deux approches complémentaires doivent être coordonnées

- une approche régulatoire : performance énergétique du bâtiment avec soit obligation de renouvelable soit coefficient multiplicateur adapté à chaque technologie ;
- une approche incitative (mécanisme de soutien).

Dans le secteur du bâtiment, la direction prise par le concept Q-ZEN entrainera l'intégration des énergies renouvelables sur site (ou localement via réseau de chaleur). Toutes les sources (PV, géothermie, pompes à chaleur, solaire thermique, réseaux de chaleur, biomasse) doivent dès lors être « valorisées » à leur juste contribution dans le cadre des méthodes de calcul, or ce n'est actuellement pas le cas (notamment pour les réseaux de chaleur et, pour certains aspects, pour les pompes à chaleur).

Mécanisme de soutien – dans le tertiaire (hors rénovation lourde et nouvelle construction) et l'industrie

En ce qui concerne le soutien, deux types de soutien peuvent être envisagés:

- À l'investissement : plus favorable à une intégration dans le marché (du secteur énergétique concerné) car ne prend pas en compte les opex mais vise à alléger les capex;
- À la production : plus favorable à pousser à un maximum de performance (incitant à produire plus) ;

Dès lors qu'une technologie (ou filière) affiche des {opex et fuel costs > prix du marché de l'énergie conventionnelle (servant de référence)}, un soutien à la production sera préférable (ce qui est actuellement le cas pour la production d'électricité et de chaleur à partir de biomasse). Lorsqu'au contraire les opex et fuel costs sont inférieurs à la référence, une aide à l'investissement sera plus appropriée. Dans ce second cas il importera cependant de garantir la qualité de la chaleur produite, à savoir : la qualité des équipements (efficacité et respect de normes).

Pour la production de chaleur pure (non cogénérée) à **partir de biomasse**, un exercice doit être mené en fonction de chaque filière (biogaz agricole et associé, biogaz culture, biogaz CET et STEP, biogaz industriel, pellets, plaquettes, bois déchet, culture,...) et sous-filière (taille de l'installation et combustible de référence). Pour certaines sous-filières, les opex et fuel costs seront inférieurs à la référence, dans quel cas il y a lieu de prévoir une aide à l'investissement permettant de couvrir le surcoût (à l'instar des aides UDE). Pour certaines autres sous-filières, ces opex et fuel costs seront supérieurs à la référence, il sera alors préférable d'envisager une aide à la production.

Pour la production de chaleur à partir de **pompe à chaleur**, un exercice identique doit être mené par rapport au prix de l'électricité (ce qui sera fonction du segment visé) et au prix du combustible de référence (gaz naturel ou mazout). À priori, une aide à l'investissement doit

rester plus adaptée. Il importe également de rappeler l'impact des PACs sur le système électrique. Une pénétration importante des PACs augmentera la consommation d'électricité avec en corollaire une menace en matière de sécurité d'approvisionnement (augmentation de la pointe et donc des capacités nécessaires pour y satisfaire) ou au contraire une opportunité en matière de flexibilité (plus de flexibilité permet un déplacement de la consommation en dehors des moments de pointe). Il importe donc d'assurer que les PACs affichent un coefficient de performance saisonnier élevé (SPF>3) et apportent une valeur au système électrique en augmentant leur flexibilité (p.ex dans la conception de l'inertie d'un bâtiment, ou en combinaison à du stockage d'électricité,...).

Pour la production de chaleur à partir de **solaire thermique**, un exercice identique doit être mené par rapport au prix du combustible de référence (gaz naturel ou mazout). À priori, une aide à l'investissement est plus adaptée. Par ailleurs, au vu de la courbe d'apprentissage du solaire thermique (et de la complexité technologique, notamment en matières hydraulique et de régulation), il conviendrait de concentrer les aides sur les systèmes dont le surcoût est le plus faible et la maîtrise technologique plus élevée (ce qui semble être le cas des plus grands systèmes).

Pour la production de chaleur à partir de la **géothermie** (sans PAC), un exercice identique doit être mené par rapport au prix du combustible de référence (gaz naturel ou mazout). À priori, une aide à l'investissement est plus adaptée.

Edora invite le Gouvernement wallon à se fixer des objectifs en matière de chaleur verte (contribuant à l'objectif global de réduction d'émission de carbone, non-ETS) et à constituer un GT regroupant les parties prenantes afin d'élaborer une feuille de route (ou plan d'action) de la chaleur verte. Edora se tiendra à la disposition du Gouvernement wallon pour contribuer à l'élaboration d'un tel plan.

Question n°6: Quelles sont les principales mesures qui pourraient/devraient être prises afin d'améliorer l'octroi des permis pour les projets éoliens en Wallonie ?

Le Gouvernement wallon s'est fixé en avril 2016 un objectif wallon de 2.437 GWh de production éolienne pour 2020 et de 4134 GWh en 2030. Ces objectifs nécessitent une installation annuelle d'environ 100 MW.

Par ailleurs, l'activité de développement du secteur éolien wallon reste importante (953 MW en étude d'incidence et 150 MW en demande de permis) et indique que l'objectif de production éolienne wallonne est bien atteignable.

Néanmoins, à peine 19 éoliennes (41 MW) ont été érigées en Wallonie en 2016 et ce décrochage par rapport à la politique énergétique de la Région perdure depuis des années.

Une reprise de l'installation éolienne passe par une sécurisation juridique nécessaire de la politique éolienne wallonne, par une levée de contraintes à l'installation et par la clarification d'une série de critères à l'implantation.

Les principales mesures proposées sont donc :

- **Libération de contraintes aéronautiques** à l'installation éolienne. Pour ce faire, le Gouvernement wallon devrait aboutir à une libération de contraintes aéronautiques militaires négociée avec la Défense, une libération de contraintes aéronautiques civiles

négociée avec Belgocontrol et une libération de contraintes aéronautiques météorologiques négociée avec l'IRM ;

- **Assouplissement et clarification de critères et méthodologie :**
 - la méthodologie de mise en œuvre de **mesures environnementales** devant compenser, atténuer ou éviter les incidences environnementales des éoliennes doit impérativement être objectivée. Un protocole négocié entre EDORA et le DNF est à ce titre en cours de finalisation. Par ailleurs, il est essentiel de réduire l'ampleur des mesures environnementales à mettre en œuvre en tenant également compte des retombées environnementales positives liées à l'activité éolienne;
 - le Gouvernement devrait au plus vite adopter **l'arrêté ministériel relatif aux études acoustiques** des parcs éoliens afin de clarifier la méthodologie prévisionnelle et de suivi acoustique
- **Sécuriser les conditions sectorielles éoliennes** : il est fondamental que le Gouvernement répare au plus vite son arrêté « conditions sectorielles », si celui-ci venait à être annulé. Cette réparation au niveau de la procédure (plan et programme) devra toujours **reposer sur les mêmes critères acoustiques** qui avaient été élaborés afin de trouver le juste équilibre entre une protection acoustique et une production électrique optimales ;
- **Tenir compte de l'arrêt de la Cour de Justice de l'UE sur les conditions sectorielles éoliennes** : il est essentiel que le Gouvernement anticipe, pour toute autre réglementation éolienne, une utilisation par les opposants de la jurisprudence de la Cour de Justice sur les conditions sectorielles éoliennes. Ainsi, il est important que le Gouvernement respecte la procédure « plan – programme » dictée par la directive 2001/42/CE pour toute réglementation éolienne susceptible d'avoir un lien avec une éventuelle programmation ;
- **Permettre l'installation en forêt** : même si le CoDT ouvre certaines voies à cet égard, il est important que le tabou d'une installation en forêt pauvre en biodiversité soit levé, moyennant la mise en place d'éventuelles mesures d'atténuation (chauves-souris) ;
- **Clarifier certains critères liés à la dérogation au plan de secteur** : dans le souci d'assurer une protection juridique renforcée, il y aurait sans doute lieu de clarifier un peu plus les critères liés à la dérogation au plan de secteur (ex : productible minimum,...) ;
- **Sécuriser juridiquement le futur décret éolien** : il est essentiel que les critères à l'installation éolienne soient clarifiés tout en n'étant pas rigidifiés. Il est en effet important de garder une certaine souplesse dans l'appréciation des critères d'installation. En effet, une implantation éolienne reste le résultat d'une optimisation de positionnement en réponse à une multitude de critères. Une rigidification de ceux-ci nuirait à la recherche de l'optimum entre une maximisation du productible éolien et une minimisation des incidences lors de la

production. EDORA demande à être consultée sur une proposition de texte avant son passage en première lecture.

Question n°7 : Quels sont les éléments primordiaux à mettre en place dans le cadre des stratégies de déploiement des énergies renouvelables afin de garantir la stabilité et la transparence pour les investisseurs ?

Liste non exhaustive :

- Stratégie énergétique régionale intégrée au niveau belge et basée sur des objectifs et mesures clairs par filière ;
- Echancier clair de sortie du nucléaire avec scénario de remplacement ;
- Cadre de soutien juste (rentabilité à la hauteur des risques encourus), adapté à chaque technologie et à chaque segment du marché, non discriminatoire entre technologies, entre segments et entre acteurs et incitant la flexibilité (en production et consommation) ;
- Cadre administratif clair, simple et sans portée rétroactive (notamment en ce qui concerne le mécanisme de CVs).

Question n°8 : Quelles sont les mesures qui pourraient être mises en place en Wallonie pour favoriser l'acceptation sociale des énergies renouvelables ?

- Construire avec les mandataires locaux une communication claire et non ambiguë en faveur de la transition énergétique afin d'obtenir leur soutien au développement renouvelable dans leurs communes ;
- Campagne de communication du Gouvernement wallon explicitant en quoi les énergies renouvelables permettent une maximisation du bien-être social en apportant une réponse adéquate au triple optimum suivant : énergétique, socio-économique et environnemental ;
- Campagne de communication en faveur de l'éolien afin de couper court aux messages fallacieux relatifs aux incidences et à la prétendue inutilité de l'éolien ;
- Campagne de communication en faveur du photovoltaïque afin de restaurer/consolider l'intérêt de la population pour cette technologie ;
- Poursuite de l'implication concrète des acteurs locaux dans le développement renouvelable local

2 Etat des lieux : Transport/Mobilité

2.1 Contexte :

En matière de réduction des émissions de carbone, le secteur du transport est probablement le plus complexe. Il constitue cependant un **levier important en matière de transition énergétique**. Des alternatives aux carburants fossiles conventionnels existent : l'utilisation du gaz naturel comme carburant permet d'émettre de l'ordre de 25% de CO₂ en moins que l'essence, gain encore augmenté lorsque le gaz est d'origine renouvelable. Le véhicule électrique et le véhicule à hydrogène (par hydrolyse), permettent également de réduire drastiquement ces émissions en fonction de la source de production d'électricité.

La décarbonation du secteur du transport est d'autant plus importante qu'elle est intimement liée à celle des autres secteurs énergétiques. Pour ne citer que quelques exemples : le CNG est un moyen de promouvoir le développement du biogaz à moindre coût, tout en contribuant à la pérennisation des infrastructures. Les véhicules électriques et à l'H₂ offrent de la complémentarité aux productions intermittentes et décentralisées, en augmentant la flexibilité du système électrique. En articulant intelligemment les caractéristiques de chaque technologie dans les trois secteurs énergétiques, et dans le transport en particulier, il est possible d'apporter plus de souplesse au système énergétique, accélérant ainsi une transition plus rapide vers un mix énergétique à forte teneur en renouvelable.

L'élaboration d'un **plan visant la décarbonation du secteur** du transport est à ce titre essentielle. Elle nécessitera un large débat et une coordination entre les diverses instances compétentes, afin de s'assurer de la cohérence avec une vision nationale. EDORA rappelle l'importance de considérer les **influences et interactions entre les trois secteurs énergétiques** (électricité ; chauffage et refroidissement ; transport) lors de l'établissement d'objectifs et de mesures, tels que par exemple : la contribution des véhicules électriques et de la production d'hydrogène à la gestion intelligente des réseaux électriques et à la sécurité d'approvisionnement, ou l'utilisation de biogaz sous forme de carburant.

Par ailleurs, il apparaît qu'il n'existe actuellement pas de cénacle permettant de rassembler les acteurs du transport en vue de contribuer à :

- Établir une vision en matière de décarbonation du secteur du transport et des objectifs pour l'atteindre. Ces **objectifs n'ont actuellement pas encore été fixé par la Région Wallonne** ;
- Établir un plan d'action fixant les **mesures et les moyens** pour les réaliser afin d'atteindre les objectifs ;
- Edora recommande au gouvernement de **constituer un Groupe de Travail décarbonation du transport**, avec notamment un focus sur les carburants alternatifs et le déploiement des infrastructures. Ce GT pourrait idéalement être constitué des acteurs de la chaîne et de leur représentant, notamment pour ce qui concerne : les équipementiers (bornes, stations, pile à hydrogène) ; les fabricants de véhicules ; les fournisseurs de service aux entreprises (en matières énergétiques, en décarbonation et logistique) ; les acteurs des énergies et énergies renouvelables ; les acteurs locaux (autorités communales, agences de développement territorial,...) ;... Les solutions en matière de transport alternatif sont progressivement intégrées dans les « solutions globales » apportées à leurs clients par les acteurs de l'énergie notamment. Leur présence sera donc requise, de même que celle des agents territoriaux qui ont un rôle clef à jouer en termes de déploiement des infrastructures.

2.2 Mesure transversale

En terme de mesure générale, il nous semble que la **mise en place d'une tarification carbone** (ou veiller à la cohérence et à la contribution aux objectifs climatiques dans le cas d'un maintien de la compétence au niveau fédéral) à destination du secteur non-ETS est la plus fondamentale. Cette tarification contribuera :

- aux objectifs renouvelables dans le secteur de la chaleur/refroidissement ;
- aux objectifs en transport ;
- aux objectifs en efficacité énergétique.

Cette tarification carbone, si elle prend la forme d'une taxe carbone, devrait être envisagée sous la forme d'un tax shift (neutralité budgétaire).

La tarification carbone doit être accompagnée d'une suppression des mesures qui deviendraient soit redondantes soit contradictoires, telles que les mécanismes de soutien ou certaines mesures fiscales,...

La tarification carbone devrait idéalement être complétée par d'autres mesures visant à internaliser les externalités non couvertes par les GES.

L'augmentation du prix de l'énergie (via taxe énergie et/ou carbone) permettrait dans le cadre d'un tax shift de financer un filet de sécurité intelligent basé sur des comportements URE (dont les alternatives à la voiture conventionnelle – essence et diesel).

2.3 QUESTIONNAIRE

L'usage des technologies de l'information et de la communication.

L'intégration des TIC dans le cadre de la transition énergétique est essentielle. La gestion des données est un élément clef de l'intelligence du système énergétique, et électrique en particulier. La flexibilité, le signal prix, la gestion de la variabilité des profils (de production et consommation) ou l'adaptation des usages (*) s'appuient sur l'accès à l'information, et ce dans les 3 secteurs. Il est donc essentiel que l'accès à l'information (dont les questions relatives à la vie privée) soit incorporé et considéré dès le départ dans la mise en place d'une politique énergétique durable. Ces sujets sont traités en majeure partie dans les matières relatives au marché de l'électricité.

(*) Les VE ou la production d'H₂ (en version power-to-gaz) sont considérés comme des consommateurs d'électricité, mais également comme des fournisseurs de flexibilité (déplacement, voire stockage).

Les carburants alternatifs ou de substitution : Estimez-vous que le gaz naturel soit une solution d'avenir ?

Il est difficile de répondre à cette question, qui dépendra de plusieurs facteurs dont : la vitesse de développement et les volumes de production du biogaz (en parallèle à celui du CNG); l'arrivée d'autres alternatives technologiques (*); la vitesse de décarbonation du secteur électrique (et des véhicules électriques et de l'hydrogène en parallèle) ;...

(*) Tous les secteurs énergétiques, pour viser leur décarbonation, doivent miser sur un mix le plus varié possible. Il n'existe pas de solution universelle. Vu la difficulté de décarboner le transport, cette diversité des solutions est d'autant plus critique.

Ce qui apparait par contre aujourd’hui c’est que le CNG permettra une décarbonation plus rapide du secteur du transport à court et moyen termes. S’il devait s’agir d’un carburant de transition (dans l’optique de s’affranchir définitivement des fossiles), cette période de transition serait probablement de plusieurs décennies.

Quels sont les risques et les opportunités liés aux carburants alternatifs ?

Les principaux risques sont notamment (non exhaustif) :

- leur déploiement ne s’inscrit pas dans une transition énergétique globale qui vise la décarbonation ;
- leur déploiement ne conduit pas au changement de comportement (ex. usage de la voiture individuelle) attendu et ne fait que déplacer le problème. Raison pour laquelle la politique en matière de transport doit être globale ;

Les opportunités sont associées à la contribution en faveur d’une transition énergétique plus durable.

Quelles solutions vous semblent les mieux adaptés pour le secteur logistique ou le transport de personnes ?

Nous n’abordons pas les questions de technologies (voire avec les fabricants).

Cibler des flottes « captives » aurait du sens en termes d’infrastructure (densité d’usage) mais pourrait, dans le cas spécifique du CNG, conduire à mettre en place des outils intégrés tels que la production de biométhane directement couplée à des stations CNG pour la flotte captive...

Quelles mesures devraient être prises afin d’améliorer le développement de ces technologies de substitution ?

Les différentes alternatives en termes de transport alternatif ont atteint des degrés de maturité technologique variables, donnant de réelles perspectives économiques à moyen terme. Comme de nombreuses filières naissantes, elles nécessitent cependant des moyens pour amorcer leur développement. Le seul marché ne sera pas suffisant. Il y a lieu d’envisager très sérieusement la mise en place de plusieurs types d’incitants, en fonction des technologies et carburants :

- **incitants financiers** : aide à l’investissement aux infrastructures ; mécanisme de soutien à l’utilisation de CNG lorsque le gaz est d’origine renouvelable ; adaptation de la taxe de Mise en Circulation, de la Taxe de Circulation ; primes à l’achat d’un véhicule.
- **mesures réglementaires** : imposition d’une part croissante de biométhane dans les réseaux de gaz naturel dans leur utilisation comme carburant.
- **rôle exemplatif des autorités publiques** : déploiement de carburants alternatifs dans le cadre de certaines flottes captives et/ou publiques (administration, transport public, intercommunales,...) ; objectifs ambitieux dans le cadre des marchés publics ;

Des mesures de **sensibilisation et de facilitation** pourraient également être envisagées telles que : campagne de communication, actions de sensibilisation au niveau local (via les autorités communales par ex.), mise en ligne d’une cartographie des infrastructures à l’usage des utilisateurs de véhicules ;

Tout en veillant bien sûr à la mise en place d'un **cadre** réglementaire et technique visant à implémenter les fonctionnalités de « charge intelligente » (notamment les *smart charging functionalities*) pour les véhicules électriques ;

Voir notre suggestion de lancer un GT sur le sujet, qui aurait pour objet d'analyser ces différentes mesures.

Les biocarburants de première génération devraient-ils garder une part prépondérante à l'avenir ou se voir diminués comme le souhaite la Commission ?

La sécurité des investisseurs doit prévaloir dans tous les secteurs d'activité. EDORA peut comprendre le choix politique de ne plus pousser les carburants de première génération (en limitant leur contribution dans les objectifs renouvelables liés au transport). Par contre EDORA ne juge pas opportun de baisser la part à l'horizon 2030. Cette perspective étant trop rapprochée (moins de 15 ans), il en va de la sécurité des investissements réalisés pour remplir les objectifs à 2020. Les outils en place pour remplir les objectifs à 2020 seront encore opérationnels en 2030.

Les biocarburants de seconde génération doivent-ils être promus et soutenus ?

Ils doivent être promus. Néanmoins, cette question doit être traitée dans une réflexion plus étendue relative à l'économie circulaire et aux diverses valorisations de certains flux considérés comme des déchets (déjà captés pour d'autres productions énergétiques), et dont la multiplicité des applications ne cessera de croître.

3 Etat des lieux : Efficacité Energétique

3.1 QUESTIONNAIRE

Quels sont les points forts et les points faibles de la politique actuelle en matière d'efficacité énergétique ? Quels sont les éléments manquants ? Quelles devraient être les priorités ?

Points forts :

Législation PEB ; primes énergie ; UREBA ; AMURE ; aides UDE ; Accords de Branche industriels ; Pollec (en terme de sensibilisation, mais les réalisations concrètes doivent encore venir) ; smartpark (dans sa première version) ; ecodesign et ecolabels ; Eco pack- Réno pack ;...

Points faibles :

- Le **Plan Air Energie Climat** fait état d'une série de mesures existantes et potentielles. Il semble cependant manquer d'une vision et d'objectifs clairement établis, d'un timing approprié pour leur mise en œuvre et des moyens nécessaires pour l'atteinte de ces objectifs. La contribution attendue de chaque mesure à l'objectif général (e.g. d'efficacité énergétique de la région)

gagnerait à être détaillée. Enfin, aucune coordination n'est assurée entre ces mesures et initiatives ;

- prix trop faible de la tonne de carbone (€/tCO₂) dans le cadre de l'**ETS** ;
- trop faible activité dans le cadre de la rénovation exemplaire des **bâtiments des gouvernements** centraux ;
- le programme **NEXT** ne semble pas avoir l'effet émulateur espéré ;
- **Absence d'un plan d'action en EE**. Un tel plan d'action devrait comprendre : la fixation d'objectifs et sous-objectifs (par mesure, pas secteur et segment) clairs et ambitieux et démontrant comment ils contribuent à l'objectif carbone ; des mesures par ordre de priorité ; la mobilisation des moyens
- Manque d'ambition en **matière de rénovation** en Wallonie (notamment en comparaison aux autres régions) ;
- La **diminution constante des subsides** à la rénovation et en efficacité énergétique (dont l'arrêt brutal des **primes** à l'énergie) ;
- **Faible communication** du politique (en Wallonie) sur l'importance du sujet et des enjeux économiques ;

Difficile à évaluer : obligation d'audit (trop récent) ; accords volontaires PME&TPE (semble prometteur)

Éléments manquants & priorités :

- La priorité des priorités est **d'internaliser les coûts externes**. En matière climatique, cette internalisation se concrétise via une tarification du carbone (ETS mais surtout non ETS, voir infra) ;
- Dans le cadre du **pacte énergétique**, mettre clairement l'accent sur l'efficacité énergétique en se donnant les moyens d'atteindre les objectifs en la matière, entre autre via une fiscalité adaptée ;
- La mise en place d'un cadre sur les **Contrats de Performance Énergétique** par l'établissement de contrat de base-type, de procédures d'appel d'offre, de reconnaissance des métiers y associés (ESCO,...), des partenariats public-privé,...
- Dans le cadre de rénovations lourdes ou de bâtiments neufs (niveau de performance établi par la PEB), il y a lieu de mettre en place les modalités permettant de s'assurer d'une **exploitation adaptée des équipements techniques et du bâtiment** afin de réellement atteindre le niveau de performance escompté. Il arrive que les techniques soient conceptuellement adaptées, mais ne soient, dans la pratique, pas exploitables. Or, dans le cadre de la PEB, la conception de travaux n'impose aucun suivi. Elle ne met pas en place les outils d'exploitation. La PEB impose des obligations de moyens (meilleure conception), mais pas de résultat (consommation effective). Le concepteur PEB (architecte ou bureau d'études) devrait collaborer le plus en amont possible

avec l’exploitant (ESCO ou autre fournisseur de services) du bâtiment concerné (neuf ou rénové) afin de garantir que la conception soit conforme aux modalités d’exploitation ;

- Une partie non négligeable du parc immobilier n’est pas occupé par les propriétaires, avec les difficultés de réaliser des investissements lorsque l’occupant est un tiers. Il importe de mettre en place un cadre établissant la **relation propriétaire-locataire** en cas d’investissement en EE ;
- Un cadre spécifique pour les **copropriétés** serait utile pour les grandes villes. Soit via un incitant spécifique (basé sur un benchmark), soit via une obligation à prendre des mesures EE à l’attention des **syndicats d’immeubles** afin de les motiver (pour passer au-delà de la crainte du changement). Des mesures-type ciblées devraient être soutenues dans ce contexte (à l’instar des mesures du smartpark). Des solutions ESCO/TI adaptées devraient être mises sur pied (en visant les segments où il existe un certain immobilisme) ;
- Dans le cadre des incitants (primes, aides, certificats blancs le cas échéant,...), il y a lieu de tenir compte des **critères de décision des investisseurs** (ménage ou entreprise). Si de nombreuses initiatives permettent aux entreprises d’évaluer des actions en EE (accords de branches, audits, smartpark,...), la mise en œuvre de ces actions n’est pas toujours systématique. Pour les entreprises, qui se limitent généralement à ne mettre en œuvre que les mesures ayant un temps de retour inférieur à 5 ans, l’intervention d’un tiers (ESCO, TI,...) à même d’accepter un temps de retour supérieur à 5 ans sera nécessaire. Il importe dès lors que le cadre incitatif en tienne également compte ;
- **Déployer une Stratégie de communication** globale en Wallonie et à Bruxelles (à l’instar de la Flandre).

Quelles sont les mesures les plus efficaces (existantes ou innovantes) :

La liste ci-dessous concerne uniquement les principales mesures du secteur de l’énergie permettant de faciliter d’atteindre un objectif ambitieux en matière d’Efficacité Energétique (liste non exhaustive) :

- **Se fixer un scénario de transition énergétique pour 2030** qui réponde aux enjeux climatiques (et aux objectifs en matière de réduction d’émissions de gaz à effet de serre), socio-économiques et de sécurité d’approvisionnement. Au vu des interactions entre secteurs énergétiques, mesures en matière d’efficacité, développements technologiques et des imbrications entre niveaux de compétence, un tel scénario devrait être concerté entre entités fédérées et fédéral et devrait être aussi intégré que possible (synergie entre secteurs énergétiques). Ce scénario, dans une logique d’économie bas carbone, doit également s’intégrer dans une démarche plus générale d’économie circulaire ;
- **Mettre en place une tarification carbone** (ou veiller à la cohérence et à la contribution aux objectifs climatiques dans le cas d’un maintien de la compétence au niveau fédéral) à destination du secteur non-ETS. Cette tarification contribuera
 - aux objectifs renouvelables dans le secteur de la chaleur/refroidissement ;
 - aux objectifs en transport ;

- aux objectifs en efficacité énergétique.
- Cette tarification carbone, si elle prend la forme d'une taxe carbone, devrait être envisagée sous la forme d'un tax shift (neutralité budgétaire) ;
- La tarification carbone doit être accompagnée d'une suppression des mesures qui deviendraient soit redondantes soit contradictoires, telles que les mécanismes de soutien (au renouvelable dès lors que l'équilibre économique est atteint), certaines mesures fiscales,...à condition que le prix du carbone soit adéquat ;
- En ce qui concerne les secteurs ETS, il y a lieu de soutenir toutes les mesures qui permettront au « marché » d'atteindre un niveau (prix du carbone) représentatif des externalités qu'il est supposé internaliser ;
- La tarification carbone devrait idéalement être complétée par d'autres mesures visant à internaliser les externalités non couvertes par les GES ;
- L'augmentation du prix de l'énergie (via taxe énergie et/ou carbone) permettrait dans le cadre d'un tax shift de financer un filet de sécurité intelligent basé sur des comportements URE ;
- **Impliquer encore plus les communes et les autres acteurs territoriaux dans la gestion de l'énergie et des émissions de carbone de leur territoire** (à l'instar de la campagne Pollec). Des moyens humains et financiers doivent être affectés pour la mise en œuvre des plans d'action énergie durable ;
- Mettre en place un **système d'obligation pour les fournisseurs** (via certificats d'économie d'énergie, art 7 obligation scheme de la directive) ;
- **Un programme équivalent à BATEX** permettrait de démontrer et promouvoir des innovations technologiques dans le bâtiment. Il paraît utile d'évaluer l'opportunité de relancer le programme ;
- Dans le cadre des transactions immobilières, à la vente ou à la location, les prix du marché n'ont pas encore intégré la performance du bâtiment. À priori, il est attendu du **certificat de performance des bâtiments** qu'il intègre progressivement une valeur économique valorisable dans le cadre de la transaction. Or cette internalisation ne s'opère actuellement pas encore sur le marché immobilier. Il y aurait lieu d'envisager des mesures complémentaires, telles que la fiscalité, pour inciter à la réalisation d'investissement en EE (ex. déductibilité en fonction du niveau de performance).

... pour accélérer la rénovation profonde de nos bâtiments ?

- Mettre en place une **stratégie de rénovation intégrale** visant à encourager la rénovation profonde et globale dans le but d'atteindre des objectifs de performance. Les instruments devront être adaptés pour contribuer à cette stratégie. Ceux-ci doivent assurer l'atteinte d'un niveau requis de qualité (énergétique et de mise en œuvre), l'accessibilité aux acteurs les plus concernés et une simplification en matière de gestion administrative (réduction des coûts et des barrières à l'entrée). Parmi les instruments :

- Mettre en place des **instruments financiers adéquats** : renforcement de la fiscalité verte ; mécanisme de garanties sur emprunt ; faciliter l'accès au financement des rénovations par le soutien des coopératives citoyennes et les bailleurs/locataires ;
- Favoriser la mise en place de **plateformes locales de rénovation du logement** fournissant aux candidats à la rénovation un service complet allant de l'audit énergétique à la coordination du chantier en passant par le financement et le montage administratif (ex : DOREMI, SAVECOM, ou Picardie Pass Rénovation) ;
- Mobiliser les fonds externes européens disponibles sous forme de fonds structurels ou de prêts provenant de la banque européenne d'investissement (BEI) pour la rénovation de logements ;
- Créer un fond wallon pour la rénovation énergétique des bâtiments (avec cellule d'expertise financière) ;
- Mettre en place des primes à la rénovation.

... pour améliorer la performance énergétique et la compétitivité de nos entreprises, grandes ou petites ?

- Généraliser les programmes du type smartpark ;
- former et encadrer les auditeurs et fournisseurs de services énergétiques ;

... pour réduire la consommation des bâtiments publics ?

- Instaurer un cadre pour l'EPC et le promouvoir voire imposer aux entités publiques ;
- encadrer et stimuler l'activité des ESCO/TI ;
- donner aux entités locales les moyens (humains et financiers) de prendre en charge la gestion de l'énergie ;
- l'obligation de rénovation de 3%/an du parc de bâtiments publics doit être généralisée, confirmée et clarifiée.

... dans les autres domaines (industrie, tertiaire, etc.) ?

idem;

Quelles sont les barrières au passage à l'action en matière d'investissement dans l'efficacité énergétique, dans chaque secteur? Quelles pistes devraient être envisagées pour dépasser ces barrières ?

- Mauvais Business case avec un prix de l'énergie trop faible ⇔ tarification carbone (sous forme de tax shift, les recettes servant à alléger d'autres charges des contributeurs) ;
- Les critères des investisseurs ne sont bien souvent pas rencontrés (principalement critère financier, avec un temps de retour de maximum 5 ans) ;

- L'absence de cadre pour les tiers investisseurs et les ESCO, ce qui compromet leur déploiement et les solutions qu'ils pourraient apporter pour répondre au point précédent ;
- Les accords de branche permettent une identification des opportunités d'efficacité énergétique. Leur renouvellement pourrait être conditionné par une obligation de réalisation de certaines de ces opportunités.

Quelles pistes proposeriez-vous pour favoriser le changement comportemental en matière d'utilisation rationnelle de l'énergie ?

- L'ensemble des mesures évoquées dans ce questionnaire contribue d'une manière ou d'une autre au changement de comportement ;
- En matière de sensibilisation du grand public, il y aurait lieu de renforcer la communication et l'éducation par rapport aux nouveaux services (et métiers) par rapport aux mesures incitatives,...
- ...

Comment développer davantage le marché des contrats de performance énergétique en Wallonie ? Quel devrait être le rôle des pouvoirs publics en la matière ?

- Établir un cadre de reconnaissance du métier d'ESCO, TI et d'EPC contractor (formation, accès au métier, licence,...) ;
- Le marché gagnerait à plus de **standardisation** (e.g. se mettre d'accord sur la répartition des gains, sur les BAU,...). À cet effet il y aurait lieu d'établir un cahier des charges type simplifié d'EPC, un contrat de base-type, des procédures d'appel d'offre (établis notamment à partir de certains segments considérés comme prioritaires comme les hôpitaux, piscines, universités, centres commerciaux,...) ;
- Il est nécessaire de mettre en place des contrats de performance énergétique qui portent sur **l'ensemble des mesures** et pas seulement sur les mesures les plus rentables (low hanging fruits). A cet effet, un bâtiment pourrait être considéré comme un gisement d'efficacité énergétique à considérer dans son ensemble. L'EPC porterait alors sur l'ensemble du gisement ;
- **Imposer aux autorités publiques** de mettre en place des EPC ;
- Ces EPC devront traiter de la gestion du **patrimoine immobilier existant** mais également être décliné en une version adaptée aux **bâtiments neufs** et aux rénovations lourdes afin de s'assurer que les spécificités liées à l'exploitation d'un bâtiment (opération des techniques spéciales et comportements liés à l'activité des occupants) sont bien prises en compte dès sa conception ;
- **Sensibiliser** via les média et les politiques de l'importance et de la fiabilité des techniques utilisées.

Quelles mesures ont-elles le plus d'impact en matière de co-bénéfices, au-delà de la simple efficacité énergétique et de l'impact environnemental ?

Les co-bénéfices de l'URE sont multiples. Elle permet le développement d'un savoir-faire local créateur d'emploi et exportable, elle permet un équilibrage de la balance commerciale, elle permet la réduction d'émission de polluants, elle a un effet bénéfique sur le budget à long terme.

Quelles devraient être les priorités dans ces co-bénéfices (emploi, santé, budget public...) ?

Une priorisation des co-bénéfices risque de limiter la marge de manœuvre nécessaire à la mise en place de solutions effectives favorisant l'efficacité énergétique.

Quelles stratégies de financement vous semblent les plus adaptées pour soutenir un développement accéléré de l'amélioration de l'efficacité énergétique des différents secteurs ?

Les stratégies de financement peuvent différer d'un secteur à l'autre. Il conviendrait de conduire un examen approfondi de chacun des secteurs et d'identifier les éléments clés d'une stratégie de financement pour chacun de ces secteurs, à l'image de ce qui est fait au niveau de la stratégie de rénovation des bâtiments.

4 Etat des lieux : Intégration du marché

4.1 Introduction - Transition énergétique et évolution du système électrique

Dans un réseau électrique, la production d'électricité doit à tout moment être maintenue en équilibre avec la consommation. Auparavant, ce 'réglage' se faisait principalement en modulant les productions thermiques centralisées (centrales au gaz, principalement) pour s'adapter aux profils de consommation (demande).

La transition énergétique entraîne une modification fondamentale de ce mode de gestion du système électrique. Le système évolue vers un modèle de plus en plus décentralisé, intégrant une part croissante de production renouvelable par nature variable (éolien, PV, dépendant de facteurs météorologiques tels le vent et le soleil). Ce qui implique une modification fondamentale de notre mode de gestion de l'équilibre du réseau électrique, qui tend dès lors de plus en plus à ajuster la demande en fonction de la production (et plus l'inverse). Le 'Demand Side Management', à savoir l'ajustement de la production (par du déplacement de la consommation, ou de l'écêtement des pics de consommation par exemple) en fonction des besoins du réseau et du marché, est amené à jouer un rôle crucial pour favoriser la pénétration de quantités croissantes de renouvelables.

Cette plus grande variabilité des profils de production et de consommation, couplée à la plus grande variabilité des prix, implique des besoins accrus en flexibilité et le développement d'un marché pour la valoriser.

4.2 Rôle de la flexibilité

La flexibilité, nécessaire à la gestion de l'équilibre du réseau électrique, dans un contexte de pénétration croissante de sources d'énergie renouvelables, est à trouver tant du côté de la demande (la consommation), que de la production et du stockage.

Le consommateur (consomm'acteur), tant l'industrie (voir ci-dessus) que le bâtiment ou le particulier, est appelé à jouer un rôle de plus en plus actif sur le marché. Il gère activement ses consommations, ses productions, et ses moyens de stockage, à l'aide des technologies 'smart'. Un industriel peut par exemple faire fonctionner un frigo, ou adapter son processus de production pour consommer à un moment donné, ou jouer sur les moments de fonctionnement d'une unité de cogénération. Un particulier peut choisir le moment où il charge son véhicule électrique, ou celui où il fait fonctionner ses électroménagers, ou encore son boiler électrique ou sa pompe à chaleur. Ces opérations peuvent se faire de manière individuelle, mais se font le plus souvent par l'intermédiaire d'un agrégateur, qui peut regrouper plusieurs grandeurs ou flux en un seul, et les valoriser sur le marché.

Du côté de la production, les unités flexibles sont par exemple les turbines à gaz (TGV et OCGT), les groupes électrogènes (qui peuvent 'régler' tant à la hausse qu'à la baisse), les éoliennes (réglage à la baisse), ou les centrales hydroélectriques (à la baisse ou à la hausse).

Les moyens de stockage sont de nature et de taille multiples, les plus anciens étant les centrales de pompage-turbinage (Coo, Plate Taille), mais tendent à se diversifier grandement (batteries domestiques, véhicules électriques, Power to Gaz, Hydrogène...)

Ces outils flexibles (demande, production, stockage) étaient historiquement centralisés. Or, le potentiel de flexibilité est, à l'instar de celui de la production, de plus en plus décentralisé. Le principal enjeu de la flexibilité est de pouvoir capter ce potentiel, notamment au niveau des réseaux de distribution¹. À cette fin, les marchés et services de la flexibilité (voir infra) doivent être rendus facilement accessibles à toutes les technologies.

4.3 Principaux enjeux

4.3.1 Valorisation de la flexibilité : développer le marché et respect des rôles

La flexibilité de la demande et de la production est aujourd'hui valorisable soit via les produits de balancing ('services auxiliaires'² du gestionnaire du réseau de transport d'électricité Elia), soit via le marché naissant de la flexibilité. Les services d'ELIA sont en cours de révision afin d'élargir leur accessibilité, en vue d'une plus grande participation des unités de production (notamment renouvelables) et des consommateurs raccordés en distribution.

L'accès au marché, et notamment par l'intermédiaire des nouveaux acteurs que sont les 'agrégateurs', nécessite la définition d'un nouveau modèle de marché³ et une redéfinition des rôles de chacun des acteurs. Il nécessite également que la limite entre ceux-ci (acteurs de marché) et les gestionnaires de réseaux (acteurs régulés) soit clarifiée et respectée.

¹ En incitant à une participation accrue des petits producteurs équipés de panneaux photovoltaïque (voire de pompes à chaleur, boilers...), au développement de la mobilité électrique (et du réseau de chargement), et du transport alternatif, au développement du stockage (centralisé et décentralisé), à la mise en place de projets de gestion locale de l'énergie (virtuels ou réels, microgrids, smart grids etc), et au déploiement de compteurs intelligents et l'accès aux données.

² Dont la réserve secondaire R2, et la réserve tertiaire R3, en ce compris le développement d'offres libres (« R3 bid ladder »).

³ Pour le transfert d'énergie et la compensation financière

Les dispositions prévues dans le Clean Energy Package à ce sujet vont dans ce sens. Ainsi, les activités suivantes doivent être laissées exclusivement au marché (non exhaustif) :

- Posséder et opérer des outils de stockage ;
- Posséder et opérer des bornes électriques ;
- Posséder et opérer des outils de production ;
- Posséder et opérer tout autre outil de flexibilité ;
- Fournir des services de conseil en matière d'efficacité énergétique ;

Toute dérogation à cette liste doit être cadrée et certainement limitée à des cas de développement spécifique où le marché est déficient (condition à démontrer explicitement), de manière à ne pas entraver la concurrence, ce qui constituerait un frein pour le développement du marché et un surcoût, pour le client final.

Pour satisfaire leurs besoins (ex. augmentation de la capacité d'accueil des réseaux, maintien de la sécurité des réseaux,...), les Gestionnaires de Réseaux doivent se procurer les services et produits concernés sur le marché. À titre d'exemple, lorsque le Gestionnaire de Réseaux a besoin d'activer des outils flexibles sur son réseau (en raison de contraintes multiples), il se les procure en faisant appel au marché et devient alors demandeur de flexibilité (FRP) sur le marché de la flexibilité.

4.3.2 Capture et gestion des données

Les compteurs « intelligents » (ou « communicants »)

Pour pouvoir exploiter la flexibilité présente dans le système électrique, il est essentiel de mettre en place les moyens qui permettent de connaître, prévoir et maîtriser les données de consommation et production électrique (des habitants et entreprises, d'un quartier, d'une région ou d'un pays).

Cela nécessite la mise en place des instruments (capteurs) de compteurs intelligents et communicants, « bidirectionnels ». Cela permet notamment de suivre en temps réel les réseaux, équilibrer l'offre et la demande, maîtriser ou lisser les consommations, produire des factures, repérer et réparer les pannes ou défauts, piloter la gestion de crise, affiner les modèles de prévision, etc.

Traitement et accès aux données : Data Manager indépendant

Une fois les données de comptage obtenues, il faut des réseaux capables de les traiter, stocker, filtrer, sécuriser, renvoyer ou partager des données. Avec le déploiement des technologies de l'information et de la communication (TIC) sur les réseaux d'électricité, le nombre et la variété des données disponibles croît de manière exponentielle.

C'est un énorme défi, d'ordre technique (notamment) : comment gérer cette grande masse de données ? Quels outils développer ?

D'autres questions fondamentales se posent, relatives notamment au (nouveau) modèle économique : quels sont les nouveaux services et possibilités offerts par ces données ? Quelles sont les potentialités de valorisation de ces données ? Quel type d'acteur pour prendre en charge la gestion de ces données ?

Au-delà des questions fondamentales d'ordre technique et économique, ce sont surtout les questions de 'gouvernance' qui méritent toute notre attention.

Qui devrait gérer les données ? Qui devrait avoir accès à ces données ? Comment préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles et des données à caractère personnel ?

Ce sont ces questions qui nourrissent nos préoccupations, relatives notamment à la désignation d'un 'Data Manager' dans la législation fédérale en préparation, qui devra également être traduite du côté régional.

Le cadre relatif au Data Management est en train de se mettre en place à tous niveaux : Européen et national. Nos craintes, quel que soit le modèle de Data Management qui sera mis en place, portent principalement sur les questions de :

- Accès privilégié aux infos aux GR pour proposer des services nouveaux dans les nouveaux métiers de marché ;
- Conflits d'intérêts car TSO et DSO sont utilisateurs de flexibilité et souhaitent avoir un accès gratuit à cette ressource ou à tout le moins privilégié; certains pour développer eux-mêmes ou via filiales existantes ou futures, des métiers/produits dans les nouvelles niches de métier ;
- Coût pour accéder à ses propres données : certains GR font payer à l'Utilisateur de Réseau les données qui concernent sa propre consommation/production. Or il convient également de rappeler le principe de base selon lequel l'UR est le propriétaire de ses données ;
- Privacy : est-il souhaitable que la gestion de données personnelles reflétant certains aspects de la vie privée soit aux mains d'opérateurs politisés au niveau notamment des organes sociaux ;
- Accès discriminatoire aux données car liens au sein de structures de certains opérateurs (mélanges des genres) ;

EDORA demande qu'un gestionnaire des données indépendant soit mis en place. Par indépendant, il y a lieu d'entendre indépendant des gestionnaires de réseau et des acteurs de marché.

Si cela ne devait pas être le choix retenu, il importe dès lors de mettre en place une Gouvernance stricte de la structure, qui puisse répondre aux craintes du secteur identifiées ci-dessus.

Cette stricte gouvernance devrait s'appliquer, ou être applicable, quel que soit le modèle de data management qui sera retenu par les autorités.

4.4 QUESTIONNAIRE

Le modèle actuel de tarification (du prix) de l'énergie vous semble-t-il cohérent ? Le prix de l'énergie en Wallonie est-il, selon vous, un frein à l'accès à l'énergie ? Quel modèle préconiserez-vous ?

Les méthodologies tarifaires pour la période 2019-2023 sont actuellement en cours d'élaboration et soumises à consultation publique. Notre réaction officielle à cette consultation sera disponible le 19/5/2017 et reprendra par le détail nos recommandations en la matière.

Pour un aperçu plus général des principes qui devraient s'appliquer lors de l'élaboration des règles tarifaires, nous vous référons à notre intervention parlementaire dans le cadre du Décret Tarifaire (<http://www.edora.org/actualites/decret-tarifaire-wallon-enjeux-majeurs-pour-la-transition>)

EDORA se tient à disposition pour apporter des compléments d'information sur ces sujets notamment en faisant parvenir des notes et positions.

Le prix de l'énergie en Wallonie est-il, selon vous, un frein au développement économique ? Pensez-vous que le niveau de taxes et de différentes contributions imputés à l'énergie crée des distorsions de marché ? Si oui, comment y remédier ?

Le niveau de « taxes » et « contributions » diverses sur la facture d'électricité est un élément problématique à plusieurs titres :

Il renchérit inutilement la facture du consommateur final en y intégrant des éléments de coûts qui n'ont parfois que peu de lien avec la commodité (l'électricité);

Il empêche le signal 'prix' (marché) de fonctionner efficacement, dès lors que celui-ci représente moins de la moitié du prix payé par le consommateur final.

Il conviendrait dès lors de veiller à « nettoyer la facture » des éléments qui n'y ont pas leur place.

EDORA se tient à disposition pour apporter des compléments d'information sur ces sujets notamment en faisant parvenir des notes et positions.

Les politiques existantes en Wallonie en matière d'amélioration de gestion des réseaux (efficacité énergétique, priorité d'accès aux énergies renouvelables et aux installations de cogénération, gestion active de la demande et gestion intelligente des réseaux) sont-elles, selon vous suffisantes ? Pourquoi ?

Priorité d'accès : voir position Clean Energy Package.

Gestion active de la demande et flexibilité : la flexibilité tant côté demande, production et stockage doit être valorisée sur un marché. Ce marché se met en place à l'échelle nationale. L'enjeu pour la région est de veiller à ce que le cadre qui se met en place permette la participation de tous les utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution. Les GRDs verront leur métier évoluer en devenant des « demandeurs » de flexibilité. Il importe à ce s-titre de s'assurer que le cadre mis en place en Wallonie contribue à cette évolution.

EDORA se tient à disposition pour apporter des compléments d'information sur ces sujets notamment en faisant parvenir des notes et positions.

Quelles solutions doivent être envisagées pour améliorer la gestion active de la demande et permettre au consommateur qui le souhaite d'être davantage un acteur du marché sans pour autant pénaliser le consommateur passif ?

L'activation de la flexibilité côté demande passe par le développement d'un marché de la flexibilité et la clarification des rôles de marché (voir introduction), selon les principes suivants :

Il existe un seul marché de la flexibilité (national). Celui-ci intervient sur le marché du balancing et le marché de l'énergie (en fonction de la volatilité des prix)

Les GRDs peuvent se procurer la flexibilité sur le marché (métier de « demandeur » de flexibilité) lorsqu'ils atteignent les limites de leurs systèmes (problème de congestion notamment). Il s'agit bien du même marché de la flexibilité, avec un usage différent que ce qui existe actuellement

EDORA se tient à disposition pour apporter des compléments d'information sur ces sujets notamment en faisant parvenir des notes et positions.

Comment améliorer la flexibilité du réseau, afin d'y accueillir la production d'énergie intermittente, tout en maîtrisant les coûts, à la fois pour les producteurs et pour les utilisateurs de réseau ? Le stockage constitue-t-il pour vous une solution ? sous quelle forme ?

Développer un marché de la flexibilité (voir intro). Le stockage constitue une solution, sous toutes ses formes. Le marché déterminera quelle forme est la plus compétitive et répond aux attentes/besoins du marché.

Voir question 5, le GRD anticipera l'évolution de son réseau et les problèmes de congestion. Il assurera une communication en amont vers le marché afin que celui-ci puisse apporter des solutions flexibles (ex. notion de trafic light).

EDORA se tient à disposition pour apporter des compléments d'information sur ces sujets notamment en faisant parvenir des notes et positions.

Quels avantages voyez-vous dans le déploiement des « réseaux intelligents » et des compteurs communicants ? Quels sont les principaux obstacles liés à ces déploiements ?

L'accès en temps réel aux données est l'élément clef d'un marché intelligent (dont la flexibilité) et de la gestion intelligente des assets et des infrastructures. À cet effet les compteurs intelligents ont indéniablement un rôle à jouer.

Cependant, un cadre doit être établi en amont de leur déploiement (quelle qu'en soit la forme), qui visera à clarifier :

- la finalité des compteurs intelligents & le cas échéant de leur roll out. Il importe que celle-ci contribue à maximiser le bien-être sociétal ;
- le périmètre d'une Analyse Coût Bénéfice (qui paie et qui bénéficie) ;
- le cadre pour la gestion des données (modèle de gestion des données) ;
- le cadre réglementaire pour la reconnaissance de nouveaux métiers
- clarifier les rôles de chacun des acteurs

EDORA se tient à disposition pour apporter des compléments d'information sur ces sujets notamment en faisant parvenir des notes et positions.

Quels sont, selon vous, les principaux défis que vont rencontrer les gestionnaires de réseau, dans le contexte de transition énergétique que nous connaissons ? Comment y faire face, tout en tenant compte de l'impact sur la facture énergétique ? Quelles évolutions devraient être apportées au métier de gestionnaire de réseau de distribution d'énergie ? Des méthodes de financement alternatives du réseau doivent-elles être envisagées ?

Pour satisfaire leurs besoins (ex. augmentation de la capacité d'accueil des réseaux, maintien de la sécurité des réseaux,...), les Gestionnaires de Réseaux doivent se procurer les services et produits concernés sur le marché. À titre d'exemple, lorsque le Gestionnaire de Réseaux a besoin d'activer des outils flexibles sur son réseau (en raison de contraintes multiples), il se les procure en faisant appel au marché et devient alors demandeur de flexibilité (FRP) sur le marché de la flexibilité.

A ce titre, le cadre est mis en place pour conduire progressivement le GR (plus spécifiquement les GRDs) à devenir demandeur de flexibilité (FRP) sur le marché de la flexibilité. Dans l'intervalle, il doit compenser intégralement la perte de revenus des acteurs de marché en cas d'activation de la flexibilité pour des besoins de gestion des congestions locales sur son réseau ;

Toute décision d'investissement ou de planification du GR (ex. renforcement de la capacité d'accueil), doit être systématiquement basée sur un arbitrage économique entre un renforcement/remplacement du réseau et le recours à un service de flexibilité offert par le marché permettant d'éviter ou de postposer l'investissement en question. Cet arbitrage permettra au GR de maximiser le bénéfice sociétal en optant pour les solutions les moins onéreuses. Sur le marché de la flexibilité, il est primordial qu'un level playing field soit garanti entre les différentes sources de flexibilité.