

Louvain School of Management

Quelles sont les perspectives d'évolution des microgrids en Belgique ?

Etude des apports de l'approche collaborative dans l'énergie

Mémoire recherche réalisé par

Gatien Saelens

Raphaël Castermans

en vue de l'obtention du titre de

Master 120 crédits en sciences de gestion, à finalité spécialisée

Promoteur

Thierry Bréchet

Année académique 2017-2018

AVANT PROPOS

Nous tenons tout d'abord à remercier les responsables et membres des sociétés Dapesco et Opinum, qui, au cours nos stages respectifs, nous ont mis dans les meilleures conditions pour mener à bien notre mémoire. Leurs informations sur le marché de l'énergie, contacts et invitations à divers évènements liés à notre sujet ont grandement contribué au développement de cette étude.

Nous remercions notre promoteur Mr. Thierry Bréchet, pour nos nombreux entretiens et les réorientations nécessaires, que nous n'aurions pas pu prendre seuls.

Nous remercions également toutes les personnes interrogées, figurant ou non dans les retranscriptions d'entretiens pour leur temps et leur information disponibilité : Mr. Luc Warichet, Mr. Philippe Henry, Mr. Luc Graré, Mr. Jacques Pelerin, Mr. Damien Ernst et Mr. Noor Van der Lans.

Nous pensons enfin à notre entourage pour leurs conseils, et leur soutien dans la réalisation de ce mémoire.

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	1
PARTIE I : PAYSAGE ENERGETIQUE EN BELGIQUE	3
CHAPITRE 1 : Politique énergétique européenne	3
Section 1 : Marché intérieur	4
Section 2 : Energie renouvelable	6
Section 3 : Réseau Européen	7
Section 4 : COP21	9
Chapitre 2 : Marché de l'énergie en Belgique	10
Section 1 : Pacte énergétique.....	11
Section 2 : Libéralisation du secteur énergétique.....	12
Section 3 : Acteurs présents sur le marché	13
Section 4 : Maintenance du réseau électrique belge.....	15
Chapitre 3 : Coût de l'énergie en Belgique	16
Section 1 : Décomposition des tarifs électricité MT et BT	18
Section 2 : Prix de l'énergie	19
Section 3 : Frais de transport et de distribution.....	20
Section 4 : Taxes et prélèvements	21
Chapitre 4 : Bilan énergétique en Belgique	22
Section 1 : Compétitivité des prix de l'énergie	22
Section 2 : Durabilité.....	25
Section 3 : Efficacité énergétique.....	29
Section 4 : Limites.....	29
PARTIE II. RÉSEAU COLLABORATIF DE L'ÉNERGIE	31
Chapitre 1 : Emergence de l'énergie collaborative	32
Section 1 : Economie collaborative	32
Section 2 : L'énergie 3D	33

Section 3 : L'énergie collaborative	34
Chapitre 2 : Microgrid.....	35
Section 1 : Composantes physiques et technologiques	38
Section 2 : Incitants	41
Section 3 : Limites techniques.....	42
Chapitre 3 : Modèles économiques des Microgrids	43
Section 1 : Parties prenantes et flux de valeur.....	44
Section 2 : Identification des différents modèles économiques	46
Section 3 : Conclusions sur les modèles économiques	49
Section 4 : Coûts de mise en place d'un microgrid.....	52
Chapitre 4 : Technologies Smart	54
Section 1 : Smartgrid.....	54
Section 2 : Déploiement de technologies smartgrid	57
Section 3 : Solutions smartgrid	62
Section 4 : Blockchain de l'énergie.....	64
Partie III : BUSINESS CASES	69
Chapitre 1 : Brooklyn Microgrid.....	69
Section 1 : Description du Brooklyn Microgrid	70
Section 2 : Analyse SWOT	76
Section 3 : Perspectives d'implémentation d'un microgrid de type BMG en Belgique ..	78
Chapitre 2 : Merygrid.....	79
Section 1 : Description du projet Merygrid.....	80
Section 2 : Analyse SWOT	83
Section 3 : Perspectives d'évolution de projets de type Merygrid en Belgique	88
Chapitre 3 : Perspectives d'évolution de l'énergie collaborative en Belgique	89
Section 1 : La législation sur l'autoconsommation et les points de blocage	89
Section 2 : Scénarios possibles d'évolution	95

Section 3 : Masterplan énergétique de Seraing	98
CONCLUSION.....	101
BIBLIOGRAPHIE.....	105
ANNEXES.....	115
Annexe 1 : Interview Philippe Henry	115
Annexe 2 : Interview RESA.....	123
Annexe 3: Interview Luc Graré (Toomuch.energy).....	131
Annexe 4 : Formulaire Vandebron.....	137

TABLE DES ILLUSTRATIONS

FIGURES

Figure 1. Etapes d’approvisionnement énergétique en Belgique avant et après libéralisation du marché (Mon Energie, 2018).....	12
Figure 2. Décomposition du prix d’une facture d’électricité par étape d’approvisionnement énergétique (Cellule Environnement, 2017)	17
Figure 3 : Émissions de CO2 par scénarios PWC (forum nucléaire, 2017)..	28
Figure 4. Microgrids sur sites industriels et commerciaux (Engie, s.d).....	37
Figure 5. Production résidentielle d’énergie renouvelable en autoconsommation (Engie, s.d).....	37
Figure 6. Schéma des différentes composantes technologiques et physiques d’un microgrid (Center for Sustainable Energy, 2018)	39
Figure 8. Matrice représentative des combinaisons possibles d’organisation de Microgrid (Enea, 2018)	47
Figure 9. Différents types de business models de microgrid suivant l’organisation entre les acteurs concernés (Enea, 2018)	48
Figure 10. Objectifs visés selon le business model choisit (Enea, 2018).....	50
Figure 11. Représentation des différentes configurations de microgrid selon leur potentiel de croissance et de complexité d’implémentation (Enea, 2018).....	50
Figure 12. Schématisation du développement de la couche informatique des réseaux électriques (Source : International Energy Agency, 2011)	55
Figure 13. Représentation des technologies smartgrid déployées tout au long des systèmes d’approvisionnement électrique (International Energy Agency, 2011)	58
Figure 14. Impacts de la gestion intelligente de l’énergie sur la courbe de charge quotidienne (Scheers, s.d)	64
Figure 16. Possibilités Blockchain dans le secteur énergétique (BlockchainDailyNews, 2018)	67
Figure 17. Vue depuis l’appartement d’un utilisateur du BMG (Wholesalesolar, 2017)	70
Figure 18. Représentation schématique d’une transaction électrique locale au sein du BMG (Elsevier, 2016)	73
Figure 19. Typologie du BMG (Elsevier, 2016)	74
Figure 20. Vue d’ensemble du projet Merygrid (REWallonia, 2016).....	80

Figure 21. Vue d'ensemble schématique de l'organisation du projet Merygrid (RESA, 2018)	82
---	----

Figure 22 : Zone d'établissement du Masterplan énergétique de Seraing (PELERIN, J. DEGARD, C. 2018).	99
--	----

TABLES

Tableau 1. Prix moyen du kWh d'électricité (€/kWh) en Belgique, taxes et prélèvements inclus (Eurostat).	23
--	----

Tableau 2. Prix moyen du kWh d'électricité (€/kWh) en Belgique, taxes et prélèvements exclus (Eurostat).	23
--	----

GRAPHIQUES

Graphique 1. Evolution du prix de l'électricité payé par un consommateur professionnel (Dc – compteur bi-horaire) en Belgique, avec détail des fluctuations par composante (CREG, 2017).	25
--	----

Graphique 2. Evolution du prix de l'électricité payé par un consommateur résidentiel (Dc – compteur bi-horaire) en Belgique, avec détail des fluctuations par composantes (CREG, 2017).	24
---	----

Graphique 3. Part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute en Belgique et dans ses trois Régions (Aperre, 2017).	26
--	----

Graphique 4. Evolution des énergies renouvelables en Belgique, par filière entre 2005 et 2017 (Aperre, 2017).	27
---	----

Graphique 5. Dépenses d'investissement sur différents types de projets à travers le monde, avec un détail des coûts par composante (Enea, 2017).	53
--	----

Graphique 6. Illustration de l'augmentation des dépenses d'investissement induites par un mode îlotage de microgrid, en fonction du nombre d'heures passée en îlotage, avec un détail des coûts par composante (Enea, 2017).	53
--	----

LISTE DES ABRÉVIATIONS

Abréviation	Signification
BMG	Brooklyn Micro Grid
BT	Basse Tension
DSO	Distribtuion Service Operator (équivalent du GRD en anglais)
ENDEX	Bourse énergétique
EnR	Energies renouvelables
GRD	Gestionnaire du réseau de distribution
GRT	Gestionnaire du réseau de transport
HT	Haute Tension
KvA	KilovoltAmpère
KWh	Kilowatt-heure
MT	Moyenne Tension
P2P	Peer-to-Peer
RTE	Réseaux de transports Européens
TSO	Transport Service Operator (équivalent du GRT en anglais)
UE	Union Européenne

INTRODUCTION

En 2016, les habitants des quartiers de Park Slope et Gowanus, à Brooklyn, inaugurèrent le premier micro-réseau électrique de type résidentiel, remettant en cause les tendances à la traîne de pénétration du renouvelable en espace urbain. Transactions par blockchain, unités de stockage, système informatique de gestion intelligente, tous les ingrédients de l'énergie collaborative y sont exploités depuis. Le 1^{er} Juin 2018, c'est au tour de la Belgique d'innover en dévoilant son premier micro-réseau sur site industriel dans le village de Mery, dans la commune d'Esneux. Ce projet pilote est destiné à repenser l'organisation historique de nos réseaux électriques par l'expérimentation d'un nouveau type de configuration en réseau.

En raison de l'intensification des activités humaines, de nos modes de consommation et de production mais également de la demande en énergie d'une population en pleine croissance démographique, la problématique énergétique est devenue selon nous l'une des plus grandes priorités à traiter de notre époque. Comment cette question est-elle traitée par les grands acteurs du secteur ? Quand les acteurs publics interviendront-ils sérieusement afin de répondre aux objectifs fixés en la matière ? Comment concilier intérêts économiques et environnemental ? La réponse devrait-elle forcément venir des strates supérieures de la société ? Telles furent les questions qui motivèrent nos recherches sur le sujet. Notre analyse nous amena ensuite naturellement au modèle alternatif et prometteur de l'économie collaborative. Nous nous sommes alors renseignés sur les déclinaisons du modèle collaboratif dans le secteur énergétique ainsi que sur son potentiel à répondre aux grands enjeux climatiques de notre époque. Autoconsommation, implication citoyenne et promotion des énergies renouvelables sont par conséquent les maîtres mots de ce travail, qui portera sur la mise en application d'un nouveau type de réseau matérialisant l'énergie collaborative : les micro-réseaux, dits « microgrids ».

L'objet de ce mémoire est donc d'analyser précisément les perspectives d'évolution des micro-réseaux en Belgique. Cette question de recherche se déclinera en sous-questions : Quelle est la situation énergétique de la Belgique et comment est organisé le secteur énergétique ? En quoi consiste la configuration en micro-réseau et quels sont leurs incitants et limites ? Comment ce modèle s'applique-t-il en réalité et quels sont les points de blocage à leur application en Belgique ?

Pour répondre à ces questions, nous avons scindé notre travail en trois parties distinctes. La première partie est destinée à acquérir une vision claire et précise du marché de l'énergie en Belgique en passant par les politiques européennes façonnant les transpositions en lois nationales, les acteurs du marché, les prix du marché et les évolutions notables en perspective des objectifs stipulés. La seconde partie concerne les micro-réseaux : l'historique du développement du modèle collaboratif dans l'énergie, la description des composantes et parties prenantes des micro-réseaux, dits « microgrids », les modèles économiques et enfin les technologies de pointe dans l'information et la communication. Enfin la dernière partie traite de cas existants, illustrant les possibilités de micro-réseau en Belgique tout en spécifiant les particularités de la législation belge faisant obstacle au développement de ces alternatives. Durant nos recherches, nos lacunes dans le domaine de l'énergie et notre volonté de traiter le sujet au mieux nous ont poussés à contacter des experts dans les problématiques diverses que nous avons traitées, basés en Belgique et ailleurs, ces professionnels nous ont aiguillés en nous remettant en question dans notre approche afin de prendre les meilleures décisions dans le choix des thèmes abordés.

Dans la sélection de nos cas d'étude, nous avons décidé de prioriser dans la mesure du possible des projets locaux et, à défaut d'en trouver, de privilégier les projets les plus innovants. Cette démarche, ne mettant pas la priorité sur des cas disposant de données quantitatives, laissera néanmoins concevoir comment les deux modèles étudiés exploitent les technologies de pointe dans le domaine énergétique ainsi que leurs forces, faiblesses, opportunités et menaces respectives. De manière générale, nous avons souhaité aborder ce sujet en dépit de certaines lacunes relatives aux notions liées à l'énergie. Pour cette raison, nous avons évité de rentrer dans les problèmes trop techniques, en privilégiant une approche managériale et économique du sujet.

Finalement, nous nous sommes concentrés sur l'identification des obstacles existants dans l'application des modèles étudiés et de leurs raisons. L'objectif de ce mémoire sera finalement de fournir au lecteur une vision globale des enjeux liés aux problématiques énergétiques et à l'application des nouvelles technologies dans ce secteur pour contribuer à un changement nécessaire ainsi que des perspectives d'évolution du modèle abordé en Belgique.

PARTIE I : PAYSAGE ENERGETIQUE EN BELGIQUE

Au cours de cette première partie, nous aborderons les différents éléments constituant l'environnement législatif du marché de l'énergie en Belgique afin de donner une idée claire du fonctionnement de ce secteur.

Pour ce faire, nous remonterons aux sources législatives qui impactent ou influencent la régulation du marché de l'énergie, plus spécifiquement pour l'électricité et le gaz, en Belgique. Nous nous pencherons donc sur la position de l'Union européenne (UE) en ce qui concerne la question énergétique : l'évolution des objectifs à travers le temps, les grandes thématiques abordées ainsi que les moyens pour y parvenir.

Nous nous recentrerons ensuite plus spécifiquement sur le marché de l'énergie électrique en Belgique. Nous traiterons également de la variable « coût de l'électricité consommée par les belges », en décomposant les tarifs par parties prenantes. Finalement, nous porterons un regard rétrospectif sur l'état d'avancement de ce secteur en analysant les résultats des actions entreprises afin d'évaluer la trajectoire prise spécifiquement par la Belgique.

CHAPITRE 1 : Politique énergétique européenne

En tant que premier importateur d'énergie dans le monde, l'UE est fortement concernée par ce secteur en pleine mutation, impacté par différents éléments : hausse de la demande en énergie, volatilité des prix ou encore incertitudes autour de l'approvisionnement en pétrole, gaz et autres combustibles fossiles (Commission européenne, 2015). Historiquement, la thématique énergétique a toujours fait partie intégrante de la politique de l'UE avec un intérêt particulier pour l'ouverture des marchés, l'efficacité des réseaux et la protection des consommateurs. C'est d'ailleurs sur base de l'accord de la communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA), en juillet 1952, que les 6 pays fondateurs de l'UE se sont rassemblés autour d'un projet commun. Ce projet constitua le socle d'une politique énergétique européenne suite à la seconde guerre mondiale. En 1957, ces mêmes états furent à l'initiative de la création de la communauté européenne de l'énergie atomique (Euratom), chargée de coordonner les programmes de recherche sur l'énergie nucléaire (BERGER, 2009).

Plus tard, les préoccupations environnementales de notre époque ont engendré une prise en compte de l'impact du secteur énergétique sur l'environnement. Pour faire face à ces défis, les institutions européennes ont développé de grands projets rassemblant les états membres autour d'un marché intérieur unifié et d'une considération nécessairement collective pour l'énergie. Ces projets développèrent la connexion de réseaux modernes, technologiques, et ambitieux (Union européenne, 2018) :

Section 1 : Marché intérieur

Depuis 1996, l'UE a adopté une série de mesures relatives à l'harmonisation du marché intérieur de l'énergie. Ces mesures concernent l'accès au marché, sa transparence, sa réglementation et la protection du consommateur tout en encourageant les interconnexions entre états membres avec des niveaux d'approvisionnement équitables. L'objectif étant de bâtir un marché de l'électricité européen performant, compétitif, unifié sur base de politiques fiscales et tarifaires communes et ouvert aux plus petits acteurs en supprimant les obstacles au commerce de l'énergie. Dans un premier temps, plusieurs mesures de libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité ont été appliquées (Parlement européen, 2018) :

Dans les années 90, alors que les marchés nationaux de l'électricité et du gaz étaient pour la plupart en situation de monopole, l'UE, en accord avec les états membres, a pris la décision d'ouvrir ces marchés à la concurrence. Cette décision a donné lieu aux premières directives en matière de libéralisation des marchés de l'électricité (1996) et du gaz (1998), incluant un délai de deux ans pour chacune des mesures, pour leur transposition dans la législation nationale des états membres. Cette ouverture des marchés constitua le premier « paquet Energie » (Parlement européen, 2018).

En 2003 fut décidé le second « paquet Energie », appliqué entre 2004 et 2007 par transposition en lois nationales, stipulant la liberté du choix de fournisseur de gaz et d'électricité parmi la concurrence (Parlement européen, 2018).

En Juillet 2009, le troisième paquet fut adopté. Celui-ci était destiné à pousser la libéralisation du marché intérieur de l'électricité et du gaz en ajustant le second paquet et formant ainsi le socle fondateur du marché intérieur de l'énergie de l'UE. Ce troisième « paquet Energie » est alors constitué des règlements et directives suivants (Economie 2018) :

- Le règlement (CE) no 713/2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie ;
- Le règlement (CE) no 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité (abrogeant le règlement (CE) no 1228/2003) ;
- Le règlement (CE) no 715/2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel (abrogeant le règlement (CE) no 1775/2005) ;
- La directive 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (abrogeant la directive 2003/54/CE) ;
- La directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel (abrogeant la directive 2003/55/CE).

Le contenu de ces textes législatifs aborde les différents aspects du marché de l'électricité et du gaz (Economie, 2018) :

- Une séparation claire dans les activités de transport, de production et de livraison d'énergie : l'objectif étant d'éviter les positions monopolistiques dans la chaîne d'approvisionnement énergétique et d'ouvrir le marché aux plus petits acteurs. Cette concurrence bénéficierait ensuite aux consommateurs à travers des prix plus démocratiques ;
- Transparence des marchés : cette disposition vise à améliorer la transparence sur le marché en mettant à disposition plus d'information, en vue de permettre des prises de décisions liées à ces informations. Un régulateur national sera en charge d'exercer cette fonction ;
- Création d'un réseau européen de gestionnaires de transport : l'idée étant de formaliser la coopération entre gestionnaires de réseaux de transport, aux niveaux régional, national et européen, dans l'optique d'améliorer la prise de décision, notamment au niveau des investissements à prévoir pour le réseau.
- Des régulateurs nationaux indépendants aux compétences accrues : ces régulateurs devront opérer de manière totalement indépendante de toute entité publique ou privée. Ils disposeront de compétences en distribution, livraison et production d'énergie.
- Création d'une Agence Européenne pour la Coopération de régulateurs nationaux : dans l'optique d'améliorer l'interconnexion des marchés énergétiques des différents

pays-membres ; cet organisme sera en charge de prendre les mesures nécessaires pour répondre aux besoins du marché.

Section 2 : Energie renouvelable

En Janvier 2008, l'UE présenta le paquet « climat-énergie », un ensemble de propositions destinées à intégrer à la politique énergétique des mesures de durabilité au niveau environnemental. Derrière cette initiative, l'Europe a montré son ambition de devenir « leader » sur la scène mondiale dans la lutte contre le changement climatique tout en garantissant un modèle énergétique compétitif et sûr en approvisionnement à ses concitoyens (Economie, 2018). Ainsi, les objectifs du pacte énergie-climat regroupent un ensemble de mesures applicables à l'horizon 2050. Ces mesures sont rédigées par paliers avec des sous-objectifs prévus pour 2020 et 2030 (Union européenne, 2018) :

- Objectifs horizon 2020 :
 - 20% de réduction d'émission de gaz à effets de serre, sur base du niveau de 1990. Ce premier point proposait également de monter ce pourcentage à 30% dans le cas d'un accord international, impliquant d'autres pays industrialisés ;
 - 20% d'énergie renouvelable dans le mix énergétique total de l'UE ;
 - 20% d'efficacité énergétique au sein de l'UE.
- Objectifs pour 2030 :
 - Réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40% par rapport au niveau de 1990 ;
 - 27% d'énergie renouvelable dans le mix énergétique européen ;
 - 27 à 30% d'efficacité énergétique au sein de l'UE ;
 - 15% d'interconnexion électrique sur le réseau européen (15% de l'électricité générée dans un état membre pourrait être envoyée ailleurs dans l'UE).
- Objectifs 2050 (CECH, 2012) ;
 - Une réduction des émissions de gaz à effets de serre de 80 à 95% par rapport aux niveaux de 1990 ;
 - Une réduction significative des consommations d'énergie de 32 à 41 % (entre 1990 et 2050) ;

- Une forte augmentation de la part des énergies renouvelables (10 % actuellement, 25 % en 2030 et 40-62 % en 2050) ;
- Un maintien de la part de consommation de gaz naturel (25 % actuellement et 19 à 25 % en 2050) ;
- Pas d'augmentation de la part du nucléaire (15 % actuellement et de 7 à 17 % en 2050) ;
- Une forte réduction de la part du pétrole (38 % actuellement à 14 à 16 % en 2050) ;
- Une réduction de la part du charbon moins importante si le CCS (capture et stockage du charbon) est mis en œuvre (20 % actuellement et 5 à 10 % en 2050).

Afin de soutenir ce programme, la Commission européenne a créé en 2015 l'Union de l'énergie. Ce projet vise à garantir une énergie sûre, respectueuse de l'environnement et à un prix accessible aux états membres de l'UE. Au travers de ce rassemblement européen autour de l'énergie, l'UE souhaite s'affirmer en tant que précurseur dans ce secteur en facilitant les échanges entre états membres, investissant les dernières technologies d'efficacité énergétique, modernisant les infrastructures et formant finalement une entité porte-parole sur la scène mondiale de l'opinion européenne de l'énergie (Commission européenne, 2018).

Section 3 : Réseau Européen

Dans les années 80, par extension de la formation d'un marché intérieur de l'énergie au sein de l'UE, a émergé le projet d'établir des réseaux transeuropéens (RTE). L'idée était de moderniser les infrastructures afin de les interconnecter entre régions au sein desquelles, les biens, services et personnes pourraient circuler librement. Vu l'ampleur du projet, l'élaboration de réseaux transeuropéens fut également un gage de création d'emploi et de croissance économique (Economie, 2018).

Ainsi, conformément au Chapitre XV (Art. 154,155 et 156) du traité instituant de l'UE, celle-ci est en charge du développement de réseaux transeuropéens, nécessaires à l'élaboration d'un marché unique efficace ainsi qu'à la cohésion économique et sociale des états membres connectés. Ce projet comprend également l'interconnexion et l'interopérabilité des réseaux internes aux pays membres ainsi que leur accès (Economie, 2018).

Le rôle des réseaux transeuropéens liés à l'énergie est donc multiple :

- Augmentation de la compétitivité des marchés gaziers et électriques ;
- Renforcement de la sécurité de l'approvisionnement ;
- Respect de l'environnement.

En Septembre 2006, l'UE a publié de nouvelles directives, abrogeant les précédentes de 1996 et 2003 en vue d'appuyer la diversité des sources d'approvisionnement, d'en renforcer la sécurité notamment au travers de relations pacifiques et entretenues avec les pays extérieurs et également d'appliquer les interconnexions des réseaux électriques et gaziers avec les nouveaux états membres. Une segmentation des projets relatifs aux RTE a également été établie en répartissant les projets en trois catégories :

- Projets d'intérêt commun relatifs aux réseaux électriques et gaziers éventuellement viables économiquement ;
- Projets prioritaires après accord de financement ;
- Projets d'intérêt Européen également prioritaires et revêtant un caractère transfrontalier ou ayant un impact considérable sur la capacité de transport transfrontalier.

Ces priorités doivent évidemment être alignées par rapport aux objectifs de développement durable, aux objectifs liés à l'exploitation des énergies renouvelables, aux efforts mis en œuvre pour soutenir les interconnexions entre les installations de production de ces énergies, aux technologies d'efficacité énergétique réduisant les risques environnementaux et évitant les pertes dans le cadre du transport de l'énergie (Economie, 2018).

En Novembre 2017, la Commission européenne déclarait que la modernisation et l'élargissement des réseaux énergétiques nécessaires au bon développement de l'Union de l'Energie se solderaient aux alentours de 180 milliards d'euros jusqu'à l'horizon 2030 (Ouest France, 2017). « Parmi les projets évoqués, on retrouve notamment le projet de liaison sous-marine dans le Golfe de Gascogne, entre la France et l'Espagne, ou l'interconnexion entre la France et l'Irlande, prévue pour 2025 et devenue stratégique depuis le « Brexit ». Ce projet, mené par le gestionnaire français RTE et son homologue irlandais EirGrid, doit permettre de

transporter 750 mégawatts d'électricité, de quoi alimenter 450.000 foyers » (Lenergeek, 2017).

Section 4 : COP21

En tant que signataire de la convention des Nations Unies sur le changement climatique, l'UE, ainsi que 195 autres états du monde entier, se sont engagés à établir des objectifs communs internationaux de lutte contre le réchauffement climatique, d'analyser ensemble les résultats des mesures prises par les états signataires et de s'engager à de nouveaux accords (VAN-EECKHOUT, 2018).

Ainsi, en 2015, les états signataires se sont réunis à Paris à l'occasion de la COP21 ; 21^e Conférence des parties (COP) afin de discuter d'un nouvel accord international. Cet accord est destiné à limiter le réchauffement climatique en dessous de 2°C, voir 1,50 par rapport à l'ère préindustrielle, dans la limite du possible. La discussion a mis en évidence le socle de cet accord, constitué de 4 caractéristiques fondamentales. L'accord devra en effet être (VAN-EECKHOUT, 2018) :

- Universel : applicable à tous les pays ;
- Juridiquement contraignant : applicable dès 2020 ;
- Différencié : spécifiant une série d'objectifs adaptés aux pays développés et d'autres adaptés aux pays en voies de développement ;
- Ambitieux : comprenant des moyens suffisants pour limiter réellement les changements climatiques.

Les parties concernées par l'accord et ayant pris part aux négociations sont évidemment les états signataires, les négociateurs mais également des organisations non-gouvernementales telles que les ONG, syndicats, collectivités locales, organisations de protection de l'environnement, peuples autochtones et instituts de recherche (VAN-EECKHOUT, 2018).

L'accord en lui-même est composé des éléments suivant (VAN-EECKHOUT, 2018) :

- Des engagements de la part de chaque pays afin de réduire les gaz à effets de serre ;
- Des règles pour contrôler les efforts entrepris ;

- Des solutions pour financer durablement la lutte et l'adaptation au changement climatique des pays en voie de développement (Fonds vert pour le climat : 100 milliards de dollars par an à partir de 2020) ;
- Un agenda des solutions regroupant les initiatives des acteurs non gouvernementaux.

L'accord de Paris, le dernier en date, est finalement rentré en vigueur en novembre 2016, lorsque le seuil de 55 états signataires a été dépassé, soit le double du seuil nécessaire de signatures. Les états signataires en question, tels que l'UE, le Canada, la Chine, les Etats-Unis ou l'Inde recouvrent à eux seuls, plus de 55% des émissions de CO₂ dans le monde. Cette avance a constitué une étape historique dans les négociations internationales sur le climat (VAN-EECKHOUT, 2018).

Dans ce contexte, l'UE, a aussitôt réagi en prévoyant deux initiatives « Energie propre pour tous », visant à renforcer son rôle de meneur dans la transition énergétique vers une énergie propre et une « Mobilité propre », fixant des nouveaux impératifs en termes d'émissions de CO₂ émanant des véhicules automobiles, respectivement en Novembre 2016 et Novembre 2017 (Commission européenne, 2018).

Lors de son discours sur l'état de l'Union devant les membres du Parlement européen en septembre 2017, le président de la Commission européenne Jean-Claude Juncker a déclaré : *« Je voudrais que l'Europe soit à l'avant-garde de la lutte contre le changement climatique. L'année dernière, nous avons fixé des normes climatiques mondiales avec la ratification de l'accord de Paris, ici-même, dans cette assemblée. Face à l'affaiblissement des ambitions dont font preuve les États-Unis, l'Europe doit faire en sorte de rendre grande la planète, qui est la patrie indivisible de l'humanité tout entière. »* (Commission européenne, 2018).

Chapitre 2 : Marché de l'énergie en Belgique

Suite à l'élaboration de directives et règlements européens issus de la politique énergétique européenne, la Belgique, en tant qu'état membre, se doit de transposer ces directives européennes en lois nationales. Le succès d'une telle politique repose donc sur chacun des états membres constituant l'UE ainsi que sur la Commission Européenne (Economie, 2018). Par conséquent, les autorités fédérales et régionales du pays ont dû et doivent encore se coordonner afin de procéder à l'exécution de ces objectifs en organisant le marché de

l'énergie de sorte qu'il garantisse une sécurité d'approvisionnement, de la compétitivité et de la durabilité (CRUCKE, JL., Fremault, C., Marghem, M-C. & Tommelein, B. 2017).

Section 1 : Pacte énergétique

Dans le cadre de la ratification de l'accord de Paris sur le climat à l'occasion de la COP21 et des divers objectifs européens en matière énergétique, l'Etat fédéral ainsi que les régions wallonne, flamande et bruxelloise se sont unis autour d'un pacte énergétique destiné à guider la Belgique dans sa transition énergétique vers une société bas-carbone à l'horizon 2050 (CRUCKE, JL., Fremault, C., Marghem, M-C. & Tommelein, B. 2017).

La Belgique ayant prévu de sortir du nucléaire pour l'horizon 2025, ce pacte prévoit une stratégie à moyen et long terme afin d'adapter le secteur énergétique belge dans son effort de transition énergétique, en particulier concernant le mix énergétique à envisager pour 2030 (CRUCKE, JL., Fremault, C., Marghem, M-C. & Tommelein, B. 2017).

Plus fondamentalement, le pacte visera à réaffirmer la place centrale que devra occuper l'énergie dans les politiques publiques mais également dans des mesures transversales au travers des différents domaines que sont : la fiscalité, la santé, la mobilité, l'économie circulaire, l'emploi et la formation, l'aménagement du territoire, ... (CRUCKE, JL., Fremault, C., Marghem, M-C. & Tommelein, B. 2017).

Les objectifs fixés par le pacte énergétique sont les suivants (CRUCKE, JL., Fremault, C., Marghem, M-C. & Tommelein, B. 2017) :

- Développement d'un modèle bas carbone pour la production, la consommation et l'approvisionnement en électricité : efficacité énergétique, réduction de la demande énergétique, évolution des réseaux de transport et de distribution d'électricité ;
- Décarbonisation de la chaleur et de la production de froid : maintien de l'effort de conversion vers des sources peu carbonées, adaptation des infrastructures aux évolutions ;
- Décarbonisation de tous les aspects de la mobilité : efficacité énergétique des transports, évolution de l'offre des transports vers un mix énergétique durable, adaptation des infrastructures vers la multimodalité ;

- Promouvoir l'innovation et la recherche en vue d'une société bas-carbone : technologies smartgrid, gestion intelligente des communautés énergétiques, utilisation des fonctions de stockage et production décentralisée.

Cette stratégie vise finalement à rassembler les différentes régions belges autour d'objectifs communs, en tenant compte des enjeux de sécurité d'approvisionnement mais également la nécessité de préserver les ménages et les entreprises de toute augmentation de leur facture énergétique (Belga, 2018).

Section 2 : Libéralisation du secteur énergétique

En 2014, la libéralisation du marché de l'énergie en Belgique vise à mettre un terme aux situations monopolistiques des entreprises actives dans le secteur, intégrant l'entièreté des différentes activités d'approvisionnement : production, transport, distribution et fourniture (voir figure 1). L'objectif était également de faciliter le contrôle des autorités de la concurrence et de permettre l'accès effectif à des nouveaux acteurs à ce marché (Mon Energie, 2018).

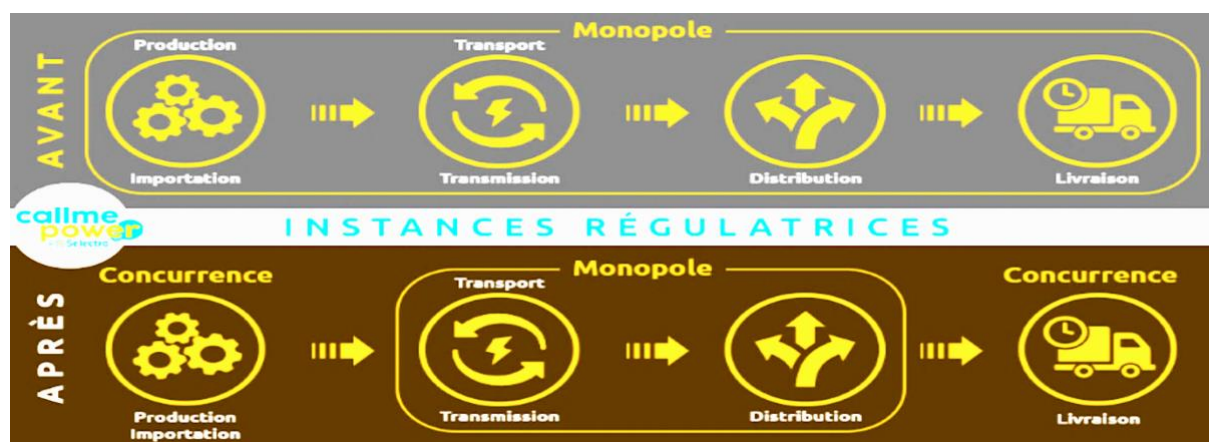


Figure 1. Etapes d'approvisionnement énergétique en Belgique avant et après libéralisation du marché (Mon Energie, 2018)

En Belgique, le marché de l'électricité reposait entre les mains des sociétés Electrabel et Luminus, en charge de la production, de la fourniture et du transport. Les activités de distribution étant du ressort des intercommunales. En ce qui concerne le marché du gaz, celui-ci était géré par la société Distrigaz. Celle-ci s'occupait d'acheter le gaz, de le stocker et de l'envoyer à travers les canalisations jusqu'aux réseaux de distribution. Les intercommunales

se chargeaient alors du transport final jusqu'aux habitations ainsi que de la facturation aux ménages de leur consommation. C'est exactement à cette accumulation de fonctions que l'Europe a voulu mettre fin en libéralisant le marché de l'énergie (Mon Energie, 2018).

L'ouverture du marché de l'énergie à la concurrence a donc eu pour conséquence de répartir les activités d'approvisionnement entre de nouveaux acteurs. Le marché de l'énergie est désormais géré par cinq types d'acteurs, historiques et nouveaux (Call me Power, 2018) :

- Producteurs et importateurs d'électricité et de gaz ;
- Gestionnaires du réseau de transport/transmission (GRT) ;
- Gestionnaires du réseau de distribution (GRD) ;
- Fournisseurs d'énergie ;
- Instances régulatrices officielles (régulateurs).

Section 3 : Acteurs présents sur le marché

Au départ des activités d'approvisionnement, nous trouvons les sociétés de production d'électricité et les importateurs de gaz. Depuis l'ouverture du marché, cette activité est ouverte à la concurrence avec l'apparition de nouveaux acteurs tels qu'Eni et Mega. Néanmoins, Engie Electrabel et Luminus restent actuellement, pour des raisons d'économies d'échelles, les deux plus grands producteurs d'électricité en Belgique. Leurs missions consistent à revendre l'énergie produite ou importée aux fournisseurs, à des utilisateurs industriels directs, des traders, en Belgique et à l'étranger, pour finalement l'envoyer vers le réseau des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) (Call me power, 2018).

L'énergie passe ensuite dans les réseaux de transport, dont les gestionnaires sont chargés de gérer, maintenir et améliorer les lignes à haute tension et les canalisations à haute pression pour ce qui concerne le gaz. Ce sont les gestionnaires de réseaux de transport qui gèrent l'équilibre sur le réseau. C'est à travers ces lignes ou ces canalisations que l'approvisionnement en énergie est assuré soit directement vers les gros clients industriels, dont l'activité nécessite un raccordement direct à une ligne haute-tension, soit vers les gestionnaires de distribution régionaux, qui eux se chargeront de l'approvisionnement des PME et particuliers - clients dits « basse-tension ». Le GRT est désormais mandaté par l'Etat et exerce un monopole régulé dans ses activités. Ce rôle de transport était autrefois régi par

Electrabel pour l'électricité et par Distrigaz pour le gaz. Ces rôles sont aujourd'hui respectivement assurés par Elia et Fluxys (Call me power, 2018). Les GRT gèrent également l'interconnexion des réseaux avec nos pays voisins dans le cadre d'ENTSO (European Network of Transmission System Operators for Electricity) (Damien Ernst, 2014).

Des réseaux de transport, l'énergie est envoyée aux réseaux de distribution, gérés par les gestionnaires du réseau de distribution (GRD). Leur tâche principale consiste à transformer l'électricité haute tension (HT) en moyenne tension (MT) et basse tension (BT), de manière à la rendre utilisable par les plus petits consommateurs (ménages, PME). Le même principe s'applique au gaz, fourni en basse pression aux consommateurs finaux via un réseau de canalisation. En région Bruxelloise, la société de GRD est Sibelga. En région flamande, les GRD sont Endis et Infrax, sociétés également actives en région Wallonne. En région Wallonne exclusivement, on trouve parmi les GRD Ores, RESA, AIEG, A.I.E.S.H, et la régie d'électricité de Wavre qui gère toujours ses activités de distribution de manière indépendante. Comme représenté sur la figure 1, les GRD profitent encore d'une situation de monopole dans leur région d'activité (Call me power, 2018).

En dernier lieu, l'énergie est revendue aux consommateurs finaux : il s'agit de la phase de fourniture. Les fournisseurs d'électricité assurent donc l'activité commerciale de la vente aux clients professionnels ou particuliers. Dans un premier temps, les fournisseurs doivent se procurer l'énergie. Ils peuvent soit la produire directement soit l'acheter par transaction directe ou sur les bourses de l'énergie telles que l'Endex (Engie, 2018). On retrouve parmi les fournisseurs : Antargaz, Aspiravi, Belpower, Comfort Energy, Ebem, Ecopower, Elegant, Eneco, Energy People, Eni, Lampiris, Klinkenberg, Engie Electrabel, Luminus, Essent, Octa+, Mega, Poweo, Trevion, Watz et Energie 2030 (Call me power, 2018).

Au titre de garant de la bonne gestion de ces activités d'approvisionnement, les régulateurs s'assurent que chacun des acteurs concernés respecte les règles du marché de l'énergie. Au niveau national, c'est la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (GREG) qui remplit cette fonction. Au niveau régional, la Wallonie dispose de la Commission Wallonne pour l'énergie (CWaPE), à Bruxelles, il s'agit du Régulateur Bruxellois pour l'Energie (BRUGEL) et en Flandre, la Vlaamse Reguleringsinstantie van de Elektriciteits en Gasmarkt (VREG) est compétente (Call me power, 2018). Ces organismes veillent à la bonne application des lois, au bon respect de la concurrence et à la protection du consommateur.

Section 4 : Maintenance du réseau électrique belge

La Belgique, pays au cœur du réseau de transport européen, est constitué d'un réseau électrique s'étendant de la Pologne au Portugal. Pour gérer ce réseau efficacement, les GRT doivent s'assurer de la capacité d'interconnexion entre les pays concernés. Ces capacités d'interconnexions sont déterminées par les éléments suivants :

- La topologie du réseau européen (c'est-à-dire les éléments en service et leur mode d'interconnexion) ;
- Les échanges commerciaux entre les pays ;
- Les indisponibilités dans le réseau 380/220 kV (lignes de transport, transformateurs déphaseurs ou unités de production principales à l'arrêt) chez nous ou chez nos voisins.

La configuration du réseau belge, connecté aux réseaux de la France, de l'Allemagne et des Pays-Bas, implique que toute transaction entre deux pays impacte en principe le réseau des pays voisins. Cette configuration génère des « flux non nominés », c'est à dire des flux d'énergie qui traversent librement les pays et qui ne résultent pas d'échanges commerciaux entre les pays (Elia, 2018).

Ces flux constituent pour les GRT un facteur d'incertitude d'une grande importance dans le calcul de la capacité d'échange avec les pays voisins. De plus, la pénétration d'énergie de source renouvelable, notamment en Allemagne, fait encore varier davantage les échanges, et entraîne de ce fait, l'incertitude liée aux flux non nominés (Elia, 2018).

En Belgique, c'est précisément pour permettre les échanges d'énergie entre pays qu'Elia a mis en place des modalités d'allocation des capacités d'interconnexion. Ces pratiques permettent de répondre aux demandes du marché en toute transparence et de manière non discriminatoire. Elia a donc mis au point un système d'attribution de capacités annuelles, mensuelles, journalières et infrajournalières (Elia, 2018) :

- Capacité annuelle et mensuelle : des règles d'enchère conjointes pour allocation de capacité sur les frontières intérieures de la région CWE (Central West Europe), sont mise en œuvre depuis 2015, en accord avec les sept gestionnaires de réseau de

transport de cette région. Aux frontières belges sont donc organisées des enchères pour allouer des capacités annuelles et mensuelles ;

- Capacité journalière : depuis Novembre 2010, l'allocation de capacité journalière par couplage de marché est étendue à la région CWE et remplace le précédent couplage de marché entre la Belgique, la France et les Pays-Bas ;
- Capacité infrajournalière : depuis Juin 2018, la capacité infrajournalière est attribuée de manière homogène sur l'ensemble des frontières.

Chapitre 3 : Coût de l'énergie en Belgique

Afin de considérer l'impact de la législation relative au secteur énergétique, des objectifs fixés et des moyens mis en œuvre pour les atteindre, ainsi que tous les efforts de libéralisation du marché, il est nécessaire d'aborder le bilan financier, la facture énergétique, que chaque citoyen paye mensuellement, représentant finalement le rapport du consommateur final avec l'énergie qu'il consomme. Pour ce faire, nous analyserons les tarifs imposés par les différentes parties prenantes impliquées dans le service d'approvisionnement énergétique, repris dans la facture.

Les tarifs de l'énergie sont fixés par les fournisseurs (de gaz et électricité). Ces prix sont composés des éléments suivant (BNP, 2016) :

- Le prix de l'énergie « pur » : c'est le fournisseur/producteur qui détermine le prix de l'énergie. Le prix est généralement constitué du coût fixe de l'abonnement et d'une redevance variable selon la consommation effective. Cette redevance ne tient pas seulement compte du prix réel mais aussi d'un calcul des coûts tels que ceux liés, par exemple, aux certificats verts et de cogénération (celle-ci associe production de chaleur et d'électricité). Ces derniers ne concernent que les consommateurs en Région flamande et sont connus sous le nom de certificats WKK. Le gouvernement flamand impose aux fournisseurs d'offrir un pourcentage minimum d'énergie verte ou d'énergie générée par des centrales de cogénération. Pour preuve, les fournisseurs doivent fournir des certificats énergétiques verts ainsi que des certificats WKK. Des amendes sont prévues pour faire face à une pénurie de certificats auprès des fournisseurs. En Wallonie, la Commission wallonne pour l'Energie (CWaPE) délivre des certificats verts, dont le nombre dépend de deux paramètres principaux :

l'économie de CO₂ et la rentabilité - la Région wallonne garantissant un niveau de rentabilité défini. Chaque fournisseur d'électricité doit obtenir un quota de certificats proportionnel à son volume de vente d'électricité. En Région bruxelloise, Brugel (Régulateur bruxellois pour l'énergie) octroie au producteur d'électricité verte un nombre de Certificats Verts (CV) proportionnel à l'économie de CO₂ engendrée sur une période donnée. Ils sont octroyés pour une durée de 10 ans à dater de la certification RGIE de l'installation de cogénération ou photovoltaïque ;

- Les frais de distribution et de transport : les gestionnaires de distribution et de transport demandent une compensation pour la distribution et le transport de l'électricité et du gaz naturel, ainsi que pour les obligations de service public qui leur sont imposées (éclairage public, tarif social, garantie d'achat des certificats verts, etc.). Ils ne peuvent adapter leurs tarifs unilatéralement et doivent passer par un accord gouvernemental. Les frais de transport et de distribution diffèrent de région à région ;
- Les taxes et prélèvements : les différents gouvernements appliquent des taxes et prélèvements sur la consommation d'énergie. Certaines entreprises ont signé un accord énergétique avec le gouvernement et sont exemptées de certains impôts. Un de ces prélèvements est la cotisation énergie fédérale, utilisée, entre autres, pour financer le travail de la CREG.

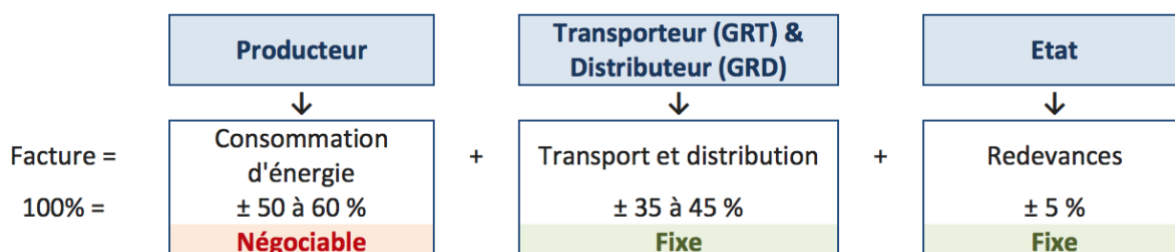


Figure 2. Décomposition du prix d'une facture d'électricité par étape d'approvisionnement énergétique (Cellule Environnement, 2017)

Le prix payé par le consommateur final est donc composé entre 50 à 60% des tarifs établis par les producteurs, entre 35 et 45% des tarifs imposés par les GRT et GRD et de 5% des redevances fixées par l'état (voir figure 2).

Les petits consommateurs de gaz et d'électricité (BT) ont ainsi pour habitude de payer une provision tous les mois ainsi qu'une facture de régularisation en fin d'année. Concernant les gros clients en gaz et électricité (HT), il peut s'agir d'une facture mensuelle, bimensuelle ou trimestrielle.

Section 1 : Décomposition des tarifs électricité MT et BT

Les tarifs comprennent trois tranches de prix : haute, moyenne et basse tensions (HT - MT - BT). Le réseau haute tension concerne les sites de consommations considérés comme très énergivores, dont les activités nécessitent un raccordement à une cabine haute tension (Lenergeek, 2013). Les tarifs moyenne et basse tension concernent pour leur part les clients raccordés au réseau de distribution. Contrairement aux clients HT, la facture MT et BT n'est pas mensualisée. Mensuellement, l'entreprise ou le ménage se voit facturer une provision correspondant à un montant obtenu sur base des consommations de l'année antérieure. A la fin de l'année, le fournisseur d'électricité envoie au client final le relevé des compteurs, pour obtenir le montant exact de la consommation. Le consommateur reçoit ensuite une facture de régularisation, prenant en compte ce montant, sur laquelle il trouvera le détail de ses consommations (en kWh¹) (Cellule Environnement, 2017).

Actuellement, la facture des ménages et entreprises en Belgique se décompose en quatre grandes catégories : le prix de l'énergie (fonction des coûts de production du producteur), les coûts de transport et de distribution, la TVA et les cotisations fédérales ainsi que les redevances régionales (Sibelga, 2018). Pour la décomposition des tarifs nous nous baserons sur les prix de moyenne et basse tension, étant donné le sujet de notre étude, penché davantage sur les sites alimentés par ce niveau de tension. Néanmoins les composantes du prix de l'électricité haute tension seront identiques à la seule différence que leur proportion variera dans le prix global.

¹ « Le kWh (kilo Watt heure) est l'unité traditionnelle de mesure de l'énergie électrique. Il correspond au fonctionnement d'une puissance de 1 kW pendant 1 heure. Dans le langage courant, on confond fréquemment kilowatt (kW) et kilowatt heure (kWh). Le kW est l'unité exprimant la puissance, elle est employée à tort pour désigner à une production d'énergie ou une consommation. » (EDFenr, s.d).

Section 2 : Prix de l'énergie

La première composante du prix de l'électricité, suivant la chaîne d'approvisionnement énergétique, concerne l'activité de production. Il s'agit donc de la commodité, soit le prix de l'énergie, comprenant trois sous-composantes (Comparateur Energie, 2017) :

- La redevance : coût fixe par an / coût en € par kW. Elle correspond à une redevance administrative.
- Le coût pour l'énergie : coût proportionnel à l'énergie consommée sur la période.
- Les coûts facturés pour les certificats verts : contribution au développement des énergies renouvelables.

Le prix de la commodité est fixé selon la formule mathématique suivante (Dapasco, 2018) :

$$A + (B \times M)$$

- La variable A modélise l'OPEX (dépenses d'exploitation) et le CAPEX (dépenses d'investissement) du fournisseur en énergie ;
- La variable B correspond à un taux de pondération, librement fixé par le fournisseur énergétique ;
- La variable M correspond au prix de l'électricité sur une bourse énergétique comme l'ENDEX.

Une précision s'impose : la variable « M » peut être fixe ou variable : cela dépend du contrat souscrit auprès de son fournisseur. En effet, un tarif fixe assure un prix du kWh d'électricité fixe durant la durée du contrat. En échange de cette sécurité, les fournisseurs réclament en principe un abonnement annuel plus cher. A l'inverse, si le tarif est variable, celui-ci est indexé chaque trimestre (ce tarif peut évoluer mensuellement depuis janvier 2018) par rapport au cours d'une bourse énergétique. Le risque étant qu'en cas d'augmentation, un montant supplémentaire assez élevé doit être payé. La variable « M » varie également en fonction du type de compteur installé au sein du ménage ou de l'entreprise mais nous ne rentrerons pas dans ce niveau de détail (Comparateur Energie, 2017).

Section 3 : Frais de transport et de distribution

L'énergie est ensuite transmise par les réseaux de transport et distribution. Dans un premier temps, l'énergie circule par le réseau haute tension, le réseau de transport, géré par la société Elia en Belgique. Ces tarifs couvrent notamment les frais liés à la maintenance des infrastructures, au financement des réserves stratégiques, à la surcharge de soutien aux énergies renouvelables ainsi qu'aux surcharges de raccordement au parc éolien offshore et certificats verts offshore, qui contribuent au développement de l'électricité produite à partir de sources renouvelables (Sibelga, 2018).

L'énergie est ensuite, pour les plus petits consommateurs et PME, acheminée par le réseau de distribution. Nous retrouvons ainsi des coûts liés à la distribution. Ce sont les gestionnaires du réseau de distribution (GRD) qui sont en charge de cette activité, anciennement les intercommunales, au niveau desquels les prix varient à travers la Belgique. Parmi le coût de distribution, une partie du tarif, supporté dans un premier temps par les distributeurs, est ensuite reversée aux parties concernées, pour diverses raisons (Sibelga, 2018) :

- Missions du gestionnaire de réseaux de distribution :
 - La gestion, l'entretien et le développement des réseaux d'électricité ;
 - La gestion des compteurs électricité ;
 - La gestion des données de consommation ;
 - La gestion liée au fonctionnement du marché (les changements de clients, de fournisseurs, ...).
- La redevance voirie communale :
 - Le gestionnaire des réseaux de distribution paie une redevance aux communes afin de pouvoir utiliser l'espace public pour ses conduites de gaz et ses câbles électriques.
- Obligations de service public :
 - La gestion de l'éclairage public sur les voiries communales. Ce qui, pour la région bruxelloise, signifie la responsabilité de près de 76000 luminaires et environ 8800 réparations par an ;

- La protection des usagers fragilisés en fournissant de l'énergie aux personnes disposant du statut "clients protégés" et en plaçant des limiteurs de puissance chez les clients en difficulté de paiement.

Contrairement au prix de la commodité, les tarifs liés au transport et à la distribution ne sont pas négociables et sont soumis à une approbation de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG). Néanmoins, ces prix peuvent varier d'une région à l'autre, notamment dû à l'éloignement rural. Il est plus coûteux pour le GRT d'envoyer de l'électricité dans une région isolée de Belgique plutôt qu'à Bruxelles (Sibelga, 2018).

Section 4 : Taxes et prélèvements

Viennent ensuite la TVA et les prélèvements fédéraux (Sibelga, 2018). Il existe toute une série de taxes et surcharges intégrées dans la facture énergétique du client final, en voici une liste non-exhaustive pouvant varier en fonction de la zone géographique dans laquelle le consommateur se trouve (CWaPE, 2014) :

- La cotisation sur l'énergie : affectée au fond pour l'équilibre financier de la sécurité sociale ;
- La cotisation fédérale, incluant les frais suivants :
 - CREG (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz) : frais de fonctionnement ;
 - Dénucléarisation : financement des obligations résultant de la dénucléarisation des sites nucléaires BP1 et BP2 à Mol-Dessel ;
 - Kyoto : financement de la politique fédérale de réduction des émissions de gaz à effet de serre (la surcharge existe toujours néanmoins le montant est fixé à 0 €/MWh depuis 2012) ;
 - OSP (Obligations de Service Public) : financement des CPAS pour leur mission de guidance et d'aide sociale financière dans le cadre de la fourniture d'énergie aux personnes les plus démunies (fonds énergie) ;
 - Clients protégés : financement du coût lié à l'application du tarif social.
- La redevance de raccordement au réseau électrique : versée au Fonds Energie de la Région wallonne, destiné à financer la CWaPE, des actions en matière de protection

de l'environnement ou d'URE (utilisation rationnelle de l'énergie), la promotion des énergies renouvelables et la guidance sociale énergétique par les CPAS.

Seule cette redevance est versée à la région dans laquelle se trouve le consommateur. Les autres cotisations sont reversées aux autorités fédérales (CWAPE, 2014).

Enfin, les redevances régionales complètent la facture d'électricité. Ces redevances financent la politique régionale de l'utilisation rationnelle de l'énergie qui reprend les primes d'énergies, la gestion des certificats verts ou encore les frais de fonctionnement du régulateur de la région concernée (Sibelga, 2018).

Parmi les différentes composantes de la facture énergétique précédemment citées, la partie « énergie » et ses sous-composantes sont des coûts dits « dérégulés » et donc ouverts au jeu de la concurrence. Les coûts restants sont au contraire des coûts dits « régulés » et sont donc fixés par les autorités compétentes.

Chapitre 4 : Bilan énergétique en Belgique

En prenant du recul sur le programme énergétique de la Belgique, visant à atteindre les objectifs fixés par l'UE, nous nous sommes penchés sur le niveau d'avancement de la Belgique par rapport aux objectifs énergétiques fondamentaux de l'UE : compétitivité, durabilité et efficacité énergétique.

Section 1 : Compétitivité des prix de l'énergie

Selon un rapport de la CREG datant de 2016, entre 2007 et 2015, les prix de l'électricité pour un client résidentiel en Belgique ont augmenté de 44,09% en moyenne, sur base des consommations électriques annuelles comprises entre 2500 kWh et 5000 kWh (ménage de taille moyenne en Belgique). La Belgique s'inscrit ainsi sur le podium des pays européens les plus chers en électricité avec un coût moyen de 0,2544€/ kWh, en suivant l'Allemagne (0,2969€/ kWh) et le Danemark (0,3088€/ kWh) (Killmybill, 2018).

Pays	S2 2007	S1 2016	Variation en 9 ans
Allemagne	0,2105	0,2969	+ 41,04 %
Belgique	0,1683	0,2544	+ 51,15 %
Danemark	0,2401	0,3088	+ 28,61 %
France	0,1222	0,1694	+ 38,62 %
Luxembourg	0,1645	0,1698	+ 3,22 %
Pays-Bas	0,1741	0,1620	- 6,95 %
Royaume-Uni	0,1481	0,1951	+ 31,73 %

Tableau 1. Prix moyen du kWh d'électricité (€/kWh) en Belgique, taxes et prélèvements inclus
(Eurostat)

Sur base du tableau 1, on peut notamment remarquer que c'est la Belgique qui présente l'augmentation du prix de l'électricité la plus importante entre 2007 et 2016. Cette dernière est d'autant plus intrigante lorsque l'on connaît les motivations de la libéralisation du marché de l'énergie en 2014, priorisant une baisse du coût de l'énergie.

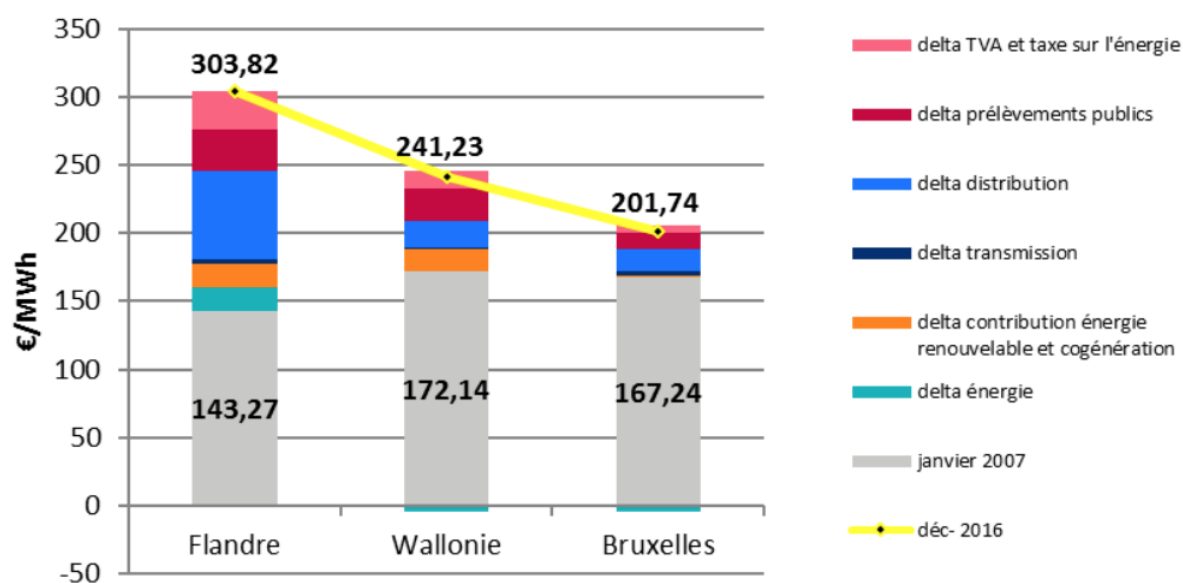
Pays	S2 2007	S1 2016	Variation en 9 ans
Allemagne	0,1279	0,1388	+ 8,52 %
Belgique	0,1286	0,1567	+ 21,85 %
Danemark	0,1027	0,0942	- 8,27 %
France	0,0924	0,1095	+ 18,50 %
Luxembourg	0,1442	0,1327	- 7,97 %
Pays-Bas	0,1289	0,1206	- 6,43 %
Royaume-Uni	0,1411	0,1859	+ 31,75 %

Tableau 2. Prix moyen du kWh d'électricité (€/kWh) en Belgique, taxes et prélèvements exclus
(Eurostat)

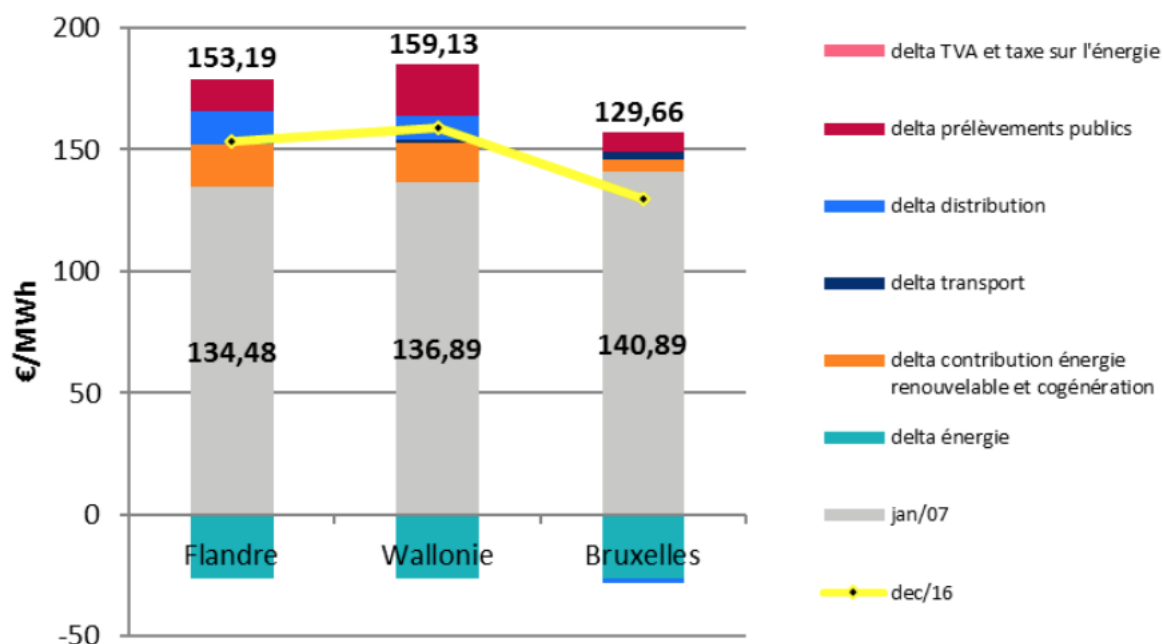
Comme en témoigne le tableau 2, indépendamment du prix de l'électricité prenant en compte les taxes et divers prélèvements, les coûts fournisseurs ont également fortement augmenté malgré la libéralisation du marché.

Dans le cadre d'une étude portant sur les composantes du prix du gaz et de l'électricité, le CREG a entre autres, mené une analyse des fluctuations de prix de l'électricité par composantes, entre 2007 et 2016, par régions en Belgique. Cette étude se base sur les prix payés par 4 types de clients différents :

- Les clients résidentiels consommant 3.500 kWh par an., en supposant un ménage de 4 personnes ;
- Les clients professionnels dont le profil de consommation est identique à celui des clients résidentiels à la différence près que le raccordement est réalisé en moyenne tension.



Graphique 1. Evolution du prix de l'électricité payé par un consommateur résidentiel (Dc – compteur bi-horaire) en Belgique, avec détail des fluctuations par composante (CREG, 2017)



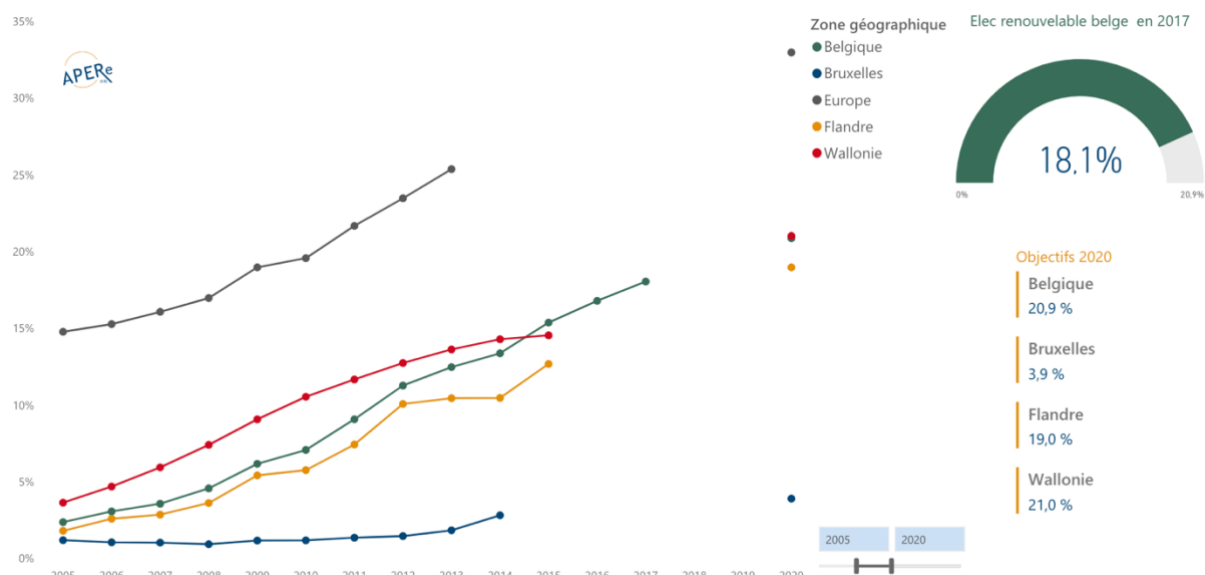
Graphique 2. Evolution du prix de l'électricité payé par un consommateur professionnel (Dc – compteur bi-horaire) en Belgique, avec détail des fluctuations par composante (CREG, 2017)

Pour un client résidentiel, le prix de l'électricité a, en moyenne, augmenté de 160,55 €/MWh en Flandre, de 69,08 €/MWh en Wallonie et de 34,50 €/MWh à Bruxelles. Ces évolutions s'expliquent par l'évolution à la hausse des différentes composantes du prix de l'électricité, à l'exception du prix de l'énergie pur qui a baissé sur cet intervalle de temps. La même tendance générale est observée chez le client professionnel pour qui, le prix facturé a augmenté en moyenne de 18,70 €/MWh en Flandre et de 22,25 €/MWh en Wallonie. Cependant, il a diminué en moyenne de 11,23 €/MWh à Bruxelles (CREG, 2017).

Section 2 : Durabilité

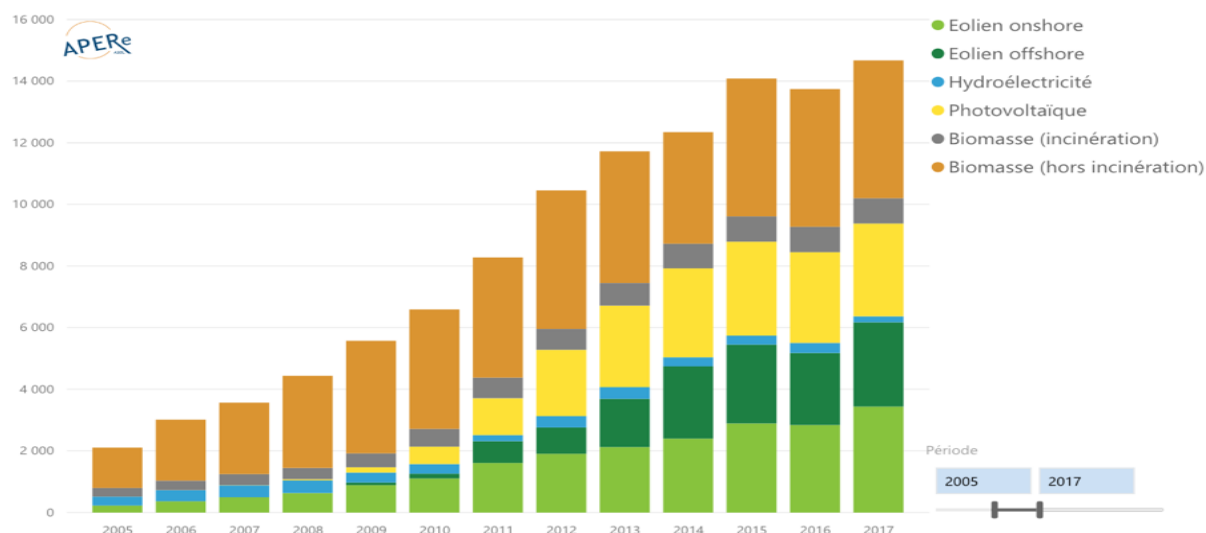
En Belgique, depuis 2005, la part de la consommation d'énergie renouvelable dans la consommation globale brute a augmenté chaque année de 10 à 15%. La part des ENR dans la consommation globale double donc par intervalle de 5 ans, atteignant 8% en 2015 alors qu'elle était de 1% entre 1990 et 2000.

Par région, la Wallonie présente le taux de pénétration le plus élevé atteignant, en 2015, 11,1% (objectif 2020 : 13%), la Flandre atteint 5,9% (objectif 2020 : 10,5%) et Bruxelles 2,3% (objectif 2020 : 3,8%).



Graphique 3. Part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute en Belgique et dans ses 3 Régions (Aperre, 2017)

Plus spécifiquement pour l'électricité, la production annuelle produite par sources renouvelables a atteint 14,2 TWh en 2015. La capacité de production est en augmentation de 1 TWh par an depuis 2005. Cette augmentation est principalement due aux déploiements massifs des unités de production éoliennes et photovoltaïques tandis que les autres sources de production augmentent plus faiblement. Dans l'ensemble de l'UE, la Belgique fait d'ailleurs partie des pays présentant la progression la plus rapide concernant la proportion d'électricité produite par des sources renouvelables, ayant ainsi été multipliée au moins par cinq sur les 10 dernières années (Eurostat, 2018).



Graphique 4. Evolution des énergies renouvelables en Belgique, par filière entre 2005 et 2017 (Aperre, 2017)

Cependant, il est utile de rappeler qu'en 2017, le mix énergétique de l'électricité en Belgique, se présentait comme suit :

- Énergie nucléaire : 46,6% ;
- Combustibles fossiles : 20,3% ;
- Énergies renouvelables : 15,7% ;
- Électricité importée : 17,4%.

Par conséquent, au-delà d'une progression significative du renouvelable en Belgique et dans la perspective de la sortie du nucléaire prévue initialement en 2025, une compensation de près de la moitié de notre production d'électricité sera nécessaire pour garder notre niveau d'approvisionnement stable. C'est à partir de ce constat que le forum nucléaire de Belgique a entamé une démarche auprès de PVC, leur demandant de réaliser une étude sur les différents scénarios relatifs au nucléaire et leur impact en termes de prix de l'électricité, de sécurité d'approvisionnement et d'émissions de CO₂. L'étude en question a mis en évidence trois scénarios possibles :

- Scénario 1 : une sortie du nucléaire à partir de 2025, tel qu'envisagé par le gouvernement fédéral ;
- Scénario 2 : le maintien des capacités nucléaires actuelles, soit 6 GW ;

- Scénario 3 : une situation intermédiaire au cours de laquelle les capacités nucléaires seraient réduites à 3 GW, soit 50 % des capacités annuelles actuelles.



Figure 3. Émissions de CO₂ par scénarios PWC (forum nucléaire, 2017)

Cette étude révèle que seul ce type de mix pourrait permettre d'atteindre les objectifs climatiques fixés, que sans énergie nucléaire, la Belgique ne parviendrait pas à répondre à la demande sur base de sa seule production et enfin, que l'énergie renouvelable est indispensable au maintien des coûts compétitifs de l'électricité. Il ressort donc comme conclusion générale, que le scénario qui consiste à préserver notre énergie nucléaire, combiné à une énergie renouvelable, est le plus intéressant à la vue des trois critères établis. De plus, les unités de stockage, en plein déploiement, apporteront une réponse adaptée, source de synergies, au développement des énergies renouvelables coexistant avec le nucléaire, conciliant ainsi l'asynchronisme entre la production intermittente et la demande en électricité (Forum nucléaire, 2017)².

² Un étude complète réalisée par PWC complète ces information. Celle-ci se trouve sur lien suivant : https://www.forumnucleaire.be/assets/craft/docs/PwC-Rapport_FR.pdf.

Section 3 : Efficacité énergétique

L'UE avait notamment fixé parmi ses objectifs à l'horizon 2020, d'améliorer l'efficacité énergétique de 20%. Nous constatons que la tendance en Belgique ne va pas dans ce sens étant donné l'augmentation des pertes électriques constatées sur le réseau. Ces pertes électriques ont augmenté de 20% la journée et 12,5% la nuit depuis 2010, date depuis laquelle la croissance de la consommation d'électricité sur le territoire belge n'augmente plus. L'explication se trouve probablement dans les conditions de proximité des unités de production par rapport aux sites de consommation ; de fait, au plus les sites de production et de consommation sont éloignés, au plus la perte est importante (HAAS, 2014).

Les sources de production en zones urbaines de type « centrales à gaz » ont ainsi été progressivement remplacées par des champs d'éoliennes en zones rurales en raison des conditions d'établissement impliquant une distance d'isolement importante par rapport aux habitations avoisinantes (HAAS, 2014).

Section 4 : Limites

Au-delà des efforts qu'il reste à parcourir afin d'espérer pouvoir concrétiser les intentions émanant de l'UE pour chacun de ses états membres, le marché électrique en Belgique et dans de nombreux autres pays demeure contraint par différents éléments propres aux courbes d'offre et de demande, aux caractéristiques de ses infrastructures mais également à l'adéquation de nos projets énergétiques avec le fonctionnement actuel du réseau (International Energy Agency, 2011) :

De manière générale, au niveau de l'offre et de la demande, la demande d'électricité devrait augmenter drastiquement étant donné son statut de composante à plus forte croissance dans la demande globale d'énergie. De son côté, l'offre d'électricité, par la pénétration massive du renouvelable dont la part dans le mix énergétique ne va cesser d'augmenter en particulier en raison de la compensation de l'énergie nucléaire dont la Belgique prévoit de se priver à l'horizon 2025, nécessitera une maîtrise accrue et en temps réel des quantités injectées, par rapport à la demande instantanée. L'enjeu est et restera de maîtriser au mieux l'équilibre sur le réseau. De plus, pour la demande comme pour l'offre, l'électrification des transports, est prévue pour atteindre 10% de notre consommation globale d'électricité dans les pays OCDE à

l'horizon 2050 en raison notamment des véhicules électriques et hybrides, pouvant ainsi augmenter la fréquence des pics de consommation ou des investissements colossaux pour éviter toute faille dans nos systèmes (International Energy Agency, 2011).

Au sujet des considérations propres à nos systèmes électriques, les réseaux électriques des pays OCDE, bien que progressivement modernisés, datent pour les premiers d'entre eux de la période d'électrification de ces régions, il y a maintenant une centaine d'années. Le manque d'homogénéité de ces systèmes implique donc à nouveau des investissements pour assurer la qualité et la fiabilité de l'électricité transportée. Dans un scénario de modernisation massif et à grande échelle, les procédures dont les opérateurs et instances régulatrices doivent se porter garants risquent de prendre un certain temps avant de laisser entrevoir un lancement des chantiers nécessaires. Cependant ces systèmes ont été conçus pour répondre à des pics intenses de consommation ; ce qui signifie qu'ils sont en sous-capacité hors des périodes de pic. En clair, nos systèmes ont été conçus pour leur sécurité et non pour leur efficacité. Les adapter à des pics occasionnels et donc à une consommation plus proche de celle que nous connaissons reviendrait une nouvelle fois à une révision complète et coûteuse de ces infrastructures (International Energy Agency, 2011).

Enfin en termes de fiabilité électrique, l'adéquation de nos systèmes électriques avec les attentes des utilisateurs en Belgique, et par extension en Europe, est relativement fastidieuse à maintenir. En reprenant l'exemple de l'intégration de la production renouvelable, pour laquelle le stockage semble représenter une condition *sine qua non* à l'exploitation et l'utilisation efficiente, seules certaines régions dotées d'options de stockage à grande échelle ou de grands réservoirs hydrauliques sont capables de maîtriser et de marchander cette énergie à injecter dans nos réseaux (International Energy Agency, 2011).

De ce constat général : 1) besoin de proximité, 2) solution de gestion de l'information et 3) maîtrise des énergies renouvelables, sont définitivement les maîtres mots. Alternativement aux plans d'investissements de renforcement du réseau, d'autres méthodes moins onéreuses et surtout profitables pour le consommateur sont envisageables. Dans l'optique d'atteindre les objectifs de compétitivité, de durabilité et de sécurité d'approvisionnement fixés par l'UE, par la Belgique, et par les autres Etats membres, il sera donc nécessaire de challenger le modèle actuel, de sorte à entrevoir des possibilités de synergies entre les différentes solutions existantes pour chacune de ces thématiques.

PARTIE II. RÉSEAU COLLABORATIF DE L'ÉNERGIE

En considérant la stratégie énergétique européenne et le pacte énergétique belge plus spécifiquement, l'état d'avancement de l'évolution du secteur de l'énergie pose encore actuellement d'importants challenges. Ces challenges se situent notamment au niveau du taux de pénétration du renouvelable dans le réseau actuel, du prix de l'énergie et du manque d'unification des états membres autour de ces objectifs communs (AUSSILLOUX, 2018). En vue d'accélérer la transition énergétique globale de l'UE, les initiatives locales et citoyennes peuvent potentiellement constituer un levier non négligeable.

De fait, en encourageant le développement de modèles alternatifs contribuant au développement des énergies renouvelables, à l'innovation technologique dans l'énergie et à la cohésion sociale autour de projets collaboratifs, de nouvelles perspectives laissent entrevoir des solutions qui n'étaient pas envisagées jusqu'à présent.

Au cours de cette seconde partie, nous étudierons, de manière globale et puis plus spécifiquement pour la Belgique, les mutations du secteur énergétique provenant des initiatives collaboratives basées sur la production et la consommation d'énergie renouvelable. Nous analyserons ensuite les possibilités d'organisation entre les nouveaux acteurs de l'énergie et leurs perspectives d'autonomie notamment au travers de l'évolution des réseaux électriques indépendants, optimisés par les technologies de l'information et de la communication.

Nous aborderons ensuite un modèle d'organisation en réseau électrique d'un nouveau genre, fondé sur l'énergie collaborative et exploitant de nouvelles technologies pour optimiser les flux d'énergie et les interactions des différentes parties prenantes de ces systèmes. Nous traiterons également des incitants et limites à différents niveaux afin d'en avoir une idée la plus complète possible.

Enfin nous porterons un regard sur la couche digitale de ces modes d'organisation en soulignant son potentiel et les solutions qu'elle amène lorsque correctement gérée et mise au profit des parties prenantes. Nous passerons en revue, ces technologies dites « smart », leur déploiement ainsi que des extensions testées actuellement à grand potentiel, laissant imaginer

des cas d'usages relativement révolutionnaires au vu de nos processus actuels d'échanges d'informations.

Chapitre 1 : Emergence de l'énergie collaborative

Comme nous l'avons abordé dans la description du marché belge de l'énergie, la libéralisation du marché de l'énergie a ouvert de nombreuses portes à de nouveaux intervenants, proposant des formules alternatives et un mode d'organisation toujours plus décentralisé. Cette décentralisation, couplée aux innovations digitales ainsi qu'aux efforts de décarbonisation donne désormais lieu à de nouveaux modèles innovants, inspirants.

Ces nouveaux modes d'organisation trouvent également leurs origines dans les expériences collaboratives qui ont fait leur apparition il y a plusieurs années et qui ne cessent de donner naissance à des projets toujours plus poussés, par la mutualisation des ressources et des idées de leurs concepteurs.

Parmi les déclinaisons du modèle collaboratif, le secteur énergétique est à son tour métamorphosé. Nous vous proposons à travers ce premier chapitre de découvrir certains éléments clés ayant contribué à l'émergence de l'énergie collaborative.

Section 1 : Economie collaborative

Dans le contexte de la crise financière de 2008, des entrepreneurs ont lancé à travers le monde des initiatives destinées à contourner le modèle économique traditionnel, notamment en se développant par les strates inférieures de la société. Ce modèle est celui de l'économie collaborative, basée sur le partage, l'entraide ainsi que la conscience écologique (Guillou, 2014).

Depuis une dizaine d'années, les sociétés Uber, Airbnb, Blablacar et autres sont les figures emblématiques de ce nouveau paradigme animé des citoyens proposant leurs services et leurs biens afin d'en optimiser l'usage, à un moindre coût. L'origine de son appellation remonte à 1978, lorsque les économistes américains Marius Felson et Joe Spaeth abordent « *la consommation d'une ou plusieurs personnes consommant des biens et services économiques dans un processus qui consiste à se livrer à des activités communes* ». La connaissance du terme s'est entre temps propagée, notamment suite à la parution de l'ouvrage « *What's mine is*

yours, the rise of collaborative consumption » de Rachel Botsman et Roo Rogers. Ces derniers seront les premiers à décomposer l'économie collaborative en 4 axes distincts : production via des réseaux collaboratifs, consommation avec redistribution et accès partagés, financement participatif et décentralisé, et éducation ouverte (DELILLE, 2016).

Le modèle en lui-même a considérablement évolué. L'une des causes est l'intérêt grandissant pour les problématiques environnementales et sociales de nos activités, également en raison de l'essor des nouvelles technologies, accessibles à chacun, telles que les civic-tech³, l'Internet of Things⁴ ou les transactions par technologie blockchain (DELILLE, 2016). En effet, ces accélérateurs de mise en réseaux ont permis d'étendre le collaboratif à de nouveaux horizons. Jusqu'à lors concentrée sur les secteurs du transport, du logement, du financement ou de l'achat/vente, l'économie collaborative vient désormais muter de nouveaux secteurs, tels que celui de l'énergie (PANNETIER, 2016).

Section 2 : L'énergie 3D

La transformation du secteur de l'énergie peut être résumée par sa dimension 3 D : Décarbonisation, Décentralisation et Digitalisation (Engie, s.d).

La décarbonisation de nos systèmes énergétiques provient de la pénétration massive du renouvelable en réaction aux émissions de gaz à effet de serre produites par notre mix énergétique actuel. Cette tendance provient de la baisse des coûts de production, issue des ruptures technologiques, rendant ainsi les énergies renouvelables beaucoup plus compétitives (Engie, s.d).

³ Les civic tech se définissent comme l'usage de la technologie dans l'optique de soutenir le lien démocratique entre les citoyens et les gouvernements. Ces initiatives regroupent les technologies destinée à augmenter le pouvoir des citoyens dans la sphère politique, ou de rendre le gouvernement plus accessible, efficient et efficace (RUSSON-GILMAN, 2015).

⁴ « *L'Internet des Objets ou IdO est la matérialisation d'Internet dans le monde réel. Il concerne tous les objets, voitures, bâtiments et d'autres éléments reliés à un réseau d'Internet physique par une puce électronique, un capteur, une connectivité réseau leur permettant de communiquer entre eux, de collecter et d'échanger des données* » (Objetconnecté, 2015).

La décentralisation fait référence au modèle de déploiement des unités de production qui tend à se développer : celui de l'énergie produite de manière distribuée, en dehors des sites de production centralisés. Les modes de production décentralisés, comme les installations solaires, vont permettre de générer une énergie renouvelable et locale. Pour assurer la viabilité de ces modes de production décentralisés, des solutions innovantes de stockage et de redistribution d'énergie sont petit à petit incorporées dans le réseau (Engie, s.d).

La digitalisation comprend le développement de nouvelles technologies connectant les composants de nos réseaux et générant de l'information regroupable et exploitable pour une meilleure compréhension de nos comportements en tant que producteurs ou consommateurs mais également pour une meilleure gestion manuelle ou automatisée de nos systèmes (Engie, s.d).

Section 3 : L'énergie collaborative

Dans son ouvrage intitulé « la troisième révolution industrielle », l'essayiste américain Jeremy Rifkin expose sa vision de l'avenir énergétique de nos sociétés comme suit : « *Au XXI^e siècle, des centaines de millions d'êtres humains vont produire leur propre énergie verte dans leurs maisons, leurs bureaux et leurs usines et la partager entre eux sur des réseaux intelligents d'électricité distribuée – sur l'inter réseau – exactement comme ils créent aujourd'hui leur propre information et la partagent sur internet* » (BUCHS, 2012). Le concept de l'énergie collaborative se fonde sur les valeurs fondamentales de l'économie collaborative en promouvant une consommation responsable, à prix réduit, dans le respect de l'environnement tout en contournant les grands acteurs du marché en privilégiant les échanges et interactions de pair à pair (Economie Magazine, 2018).

Différents éléments peuvent expliquer le changement de paradigme que constitue le passage du modèle traditionnel de l'énergie à celui intégré de composantes collaboratives :

D'une part, le contexte de la transition énergétique a favorisé le déploiement des sources de production d'énergie renouvelable : entre 2006 et 2016, la capacité de production mondiale installée du photovoltaïque est passée de 6 GW à 300 GW, et de 74 GW à 487 GW pour l'éolien (LE HIR, 2017). Selon le Réseau de Politique en Energie Renouvelable du 21^{ème} siècle, la part d'énergie renouvelable dans la production mondiale totale d'électricité aurait

ainsi atteint en 2016 24,5% (Syndicat des énergies renouvelables, s.d). Dans le cadre du développement des énergies renouvelables, les sources de production ont également évolué, mettant à disposition des unités de production décentralisées (panneaux solaires, éoliennes, puits géothermiques, etc.) destinées à des projets publics mais également à des particuliers soucieux de leur consommation énergétique et désireux d'en réduire le coût. En conséquence directe à la transition énergétique, les particuliers et entreprises disposant d'installations de production d'énergie sont donc devenus à la fois consommateur et producteur, donnant naissance au concept de « consommateurs », qui tend à s'imposer dans le modèle collaboratif de l'énergie (PELETIER, s.d).

D'autre part, les Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication (NTIC) viennent également accélérer la mutation du secteur énergétique. En vue de développer la gestion des pics et creux de demande en électricité, l'innovation dans le secteur de l'énergie a permis de construire des outils de gestion des réseaux intelligents, donnant ainsi naissance au terme « smartgrid ». Ces smartgrids ont la particularité de faire transiter l'information dans le réseau, pour en optimiser la gestion (The Conversation, 2016). Par conséquent, le caractère intermittent de la production d'énergie renouvelable devient également gérable au travers de technologies smartgrid offrant la possibilité de suivre et d'anticiper la production des différents sites pour l'équilibrage des réseaux électriques connectés (PELETIER, s.d).

L'énergie collaborative s'est donc constituée sur base des synergies développées entre la production décentralisée et la révolution digitale du secteur, permettant un rassemblement des différentes parties prenantes du modèle connectées par des infrastructures de proximité et disposant de plateformes de communication dédiées à leur mise en réseau (Energystream, 2015). Ces organisations de proximité se matérialisent notamment au travers de « microgrids », réseaux électriques indépendants, alimentés par les initiatives de productions locales, à disposition de la demande de proximité. Finalement, une énergie verte, produite et consommable par n'importe quel acteur du réseau, tel est le socle fondamental de l'énergie collaborative.

Chapitre 2 : Microgrid

Un microgrid est un réseau électrique (« grid ») à petite échelle (« micro »), capable d'opérer indépendamment ou en conjonction avec le réseau électrique principal de la région. Différents

types de microgrids existent ; par conséquent, de nombreuses définitions existent également. Nous avons donc sélectionné une définition se rapprochant le plus des modèles que nous souhaitons aborder. Un microgrid comporte ses propres ressources de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable, installations de stockage d'énergie, de charges, de moyens de réglage, de systèmes de compensation et de systèmes d'information. La réduction des coûts ainsi que l'augmentation de la fiabilité font partie des buts. Un microgrid se caractérise finalement par la dimension décentralisée, distribuée et dispersée de sa production électrique (Whatis, 2018).

Les types de microgrid dont nous parlerons au cours de ce travail comprendront les critères suivants :

- Développé dans un environnement urbain : ceci inclut les microgrids de milieux semi-urbains tels que les sites industriels à proximité de villes, excluant les microgrids isolés constituant l'unique source d'accès fiable à de l'électricité ;
- En pays développés : ceci exclut les microgrids urbains de pays non-développés.
- Capacité d'ilotage : ceci inclut les microgrids contenant des unités de puissance de secours connectables au réseau afin d'alimenter les charges critiques, ou encore les microgrids avec des délestages de charge importants durant les urgences en mode iloté en vue d'alimenter seulement les charges critiques ;
- Comportant des technologies intelligentes : ceci inclut du matériel de comptage intelligent (générateur de la donnée), un système de centralisation de données (EMS) et un moyen de prendre connaissance de ces données pour les consommateurs et différentes parties prenantes.

En considérant ces critères, nous aborderons donc deux familles distinctes de microgrids :

- Les microgrids sur sites industriels et commerciaux :

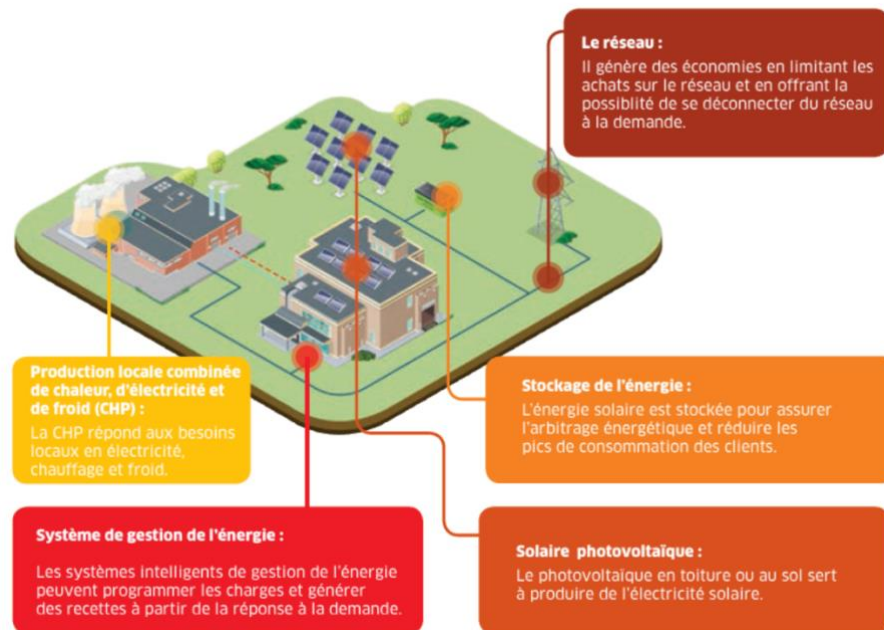


Figure 4. Microgrids sur sites industriels et commerciaux (Engie, s.d)

Les microgrids peuvent s'appliquer à d'importants complexes industriels ou commerciaux dans le but de développer une autosuffisance énergétique tant électrique que thermique. La valeur ajoutée pour le client est composée de la baisse des prix, de la fiabilité de l'approvisionnement en énergie, et enfin du caractère écologique de l'installation (Engie, s.d).

- Les microgrids en milieux résidentiels :

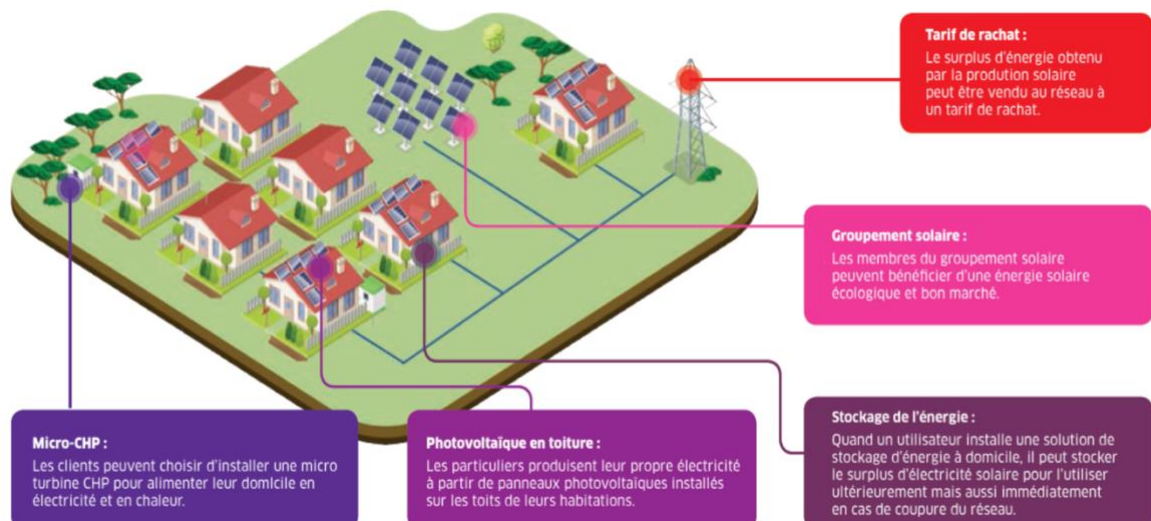


Figure 5. Production résidentielle d'énergie renouvelable en autoconsommation (Engie, s.d)

Les particuliers peuvent également opter pour une installation de type microgrid en choisissant d'installer des panneaux solaires sur leur toit, en investissant des unités de production éoliennes et bien d'autres options tout en connectant les habitations participantes à un même réseau. Les habitants peuvent par conséquent gérer de manière optimale leur consommation grâce à une solution de stockage voire un système de production combinée de chaleur et d'électricité. Ils peuvent également vendre le surplus de production au réseau électrique (Engie, s.d).

Section 1 : Composantes physiques et technologiques

Les opérateurs du réseau traditionnel ainsi que les producteurs et fournisseurs d'électricité proposent généralement leurs services à un type de clientèle. Les alternatives dédiées à la création de valeur au travers de rassemblement entre producteurs et consommateurs d'électricité ont proliféré donnant lieu à différents types d'organisation selon le genre de parties prenantes intégrées. Ces différents types d'organisations impliquent des niveaux de complexité différents : au plus un système est indépendant par rapport au réseau principal, au plus complexes seront sa mise en œuvre et sa maintenance. (Shin'ya, O., Morel, J., 2017). Le microgrid étant le niveau le plus avancé parmi les différents types de d'organisation, il est donc le plus compliqué à élaborer de par sa particularité à pouvoir opérer en mode « îloté », indépendamment du réseau principal. (Enea, 2017).

Afin de constituer un réseau électrique autonome, capable de fournir de l'électricité provenant de sources renouvelables, en continu et en suffisance aux consommateurs connectés au réseau, une organisation en microgrid comprend un certain nombre de composantes. Comme représenté schématiquement sur la figure, un microgrid peut donc inclure dans son environnement :

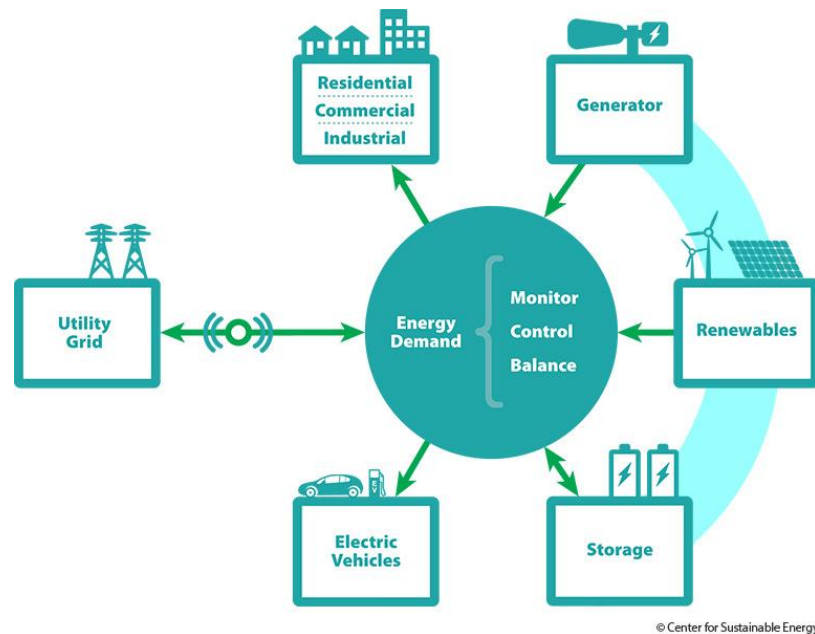


Figure 6. Schéma des différentes composantes technologiques et physiques d'un microgrid
(Center for Sustainable Energy, 2018)

- Des unités de production d'énergie renouvelable : l'objectif des microgrids étant d'être alimentés en électricité par de l'énergie renouvelable produite localement, différentes sources de production sont envisageables (photovoltaïque, éolien, géothermique, hydroélectrique, biomasse, etc). La production peut aussi bien être assurée par des sites spécifiquement prévus pour la production située en périphérie ou au sein du réseau que par des installations de particuliers ou d'entreprises (Engie, s.d) ;
- Des unités de stockage : l'électricité produite générant un excès par rapport à la consommation peut être stockée en batteries de façon à être redistribué efficacement lorsque la demande dépasse la capacité de production. Sur base de critères de cycles de stockage et de redistribution de plusieurs heures, le type de batterie le plus adapté et répandu aux projets microgrids car le plus mature technologiquement, est la batterie Lithium-Ion (Lejeune, 2017). Parmi les alternatives possibles, les options de stockage de type pompage-turbinage représentent également un moyen efficace de rediriger le surplus d'énergie produite pour activer les pompes intermédiaires de deux bassins rechargeant ainsi le réservoir supérieur et mettant à disposition ce volume d'eau pour

fournir de l'électricité hydroélectrique en cas de grande nécessité⁵. A nouveau, des solutions de stockage sont prévues pour le réseau dans son ensemble mais peuvent également être installées chez les particuliers ou sur les sites industriels (Engie, s.d) ;

- Véhicules électriques : Lors de leur recharge les véhicules électriques sont considérés comme des unités de consommation. Cependant, les technologies de recharge et de connexion au réseau de ces véhicules, dites (Vehicle-to-Grid - V2G), peuvent également fonctionner dans le sens inverse ; les batteries des véhicules sont capables de redistribuer leur charge dans le réseau lorsque la production n'est pas en mesure de répondre à la demande (CRE, s.d) ;
- Des générateurs : Afin de garantir de l'électricité en continu, il est indispensable de prévoir des installations de production conventionnelle telles que des générateurs diesel et autres systèmes de production distribuée. En effet, lorsque le réseau ne peut plus fournir l'entièreté de l'électricité demandée par sa production renouvelable et que les batteries sont vides, il est nécessaire de compenser la production par des sources de production externes, exploitables à tout moment (Engie, s.d).
- Un réseau de transport et/ou de distribution prévu pour les sites résidentiels, commerciaux et industriels : l'énergie doit pouvoir circuler et arriver aux différents points de consommation. En fonction des besoins et du type de microgrid considéré, un réseau de haute, moyenne ou basse tension doit être prévu pour alimenter les sites de consommation (Engie, s.d) ;
- Un raccord au réseau principal : en cas d'insuffisance des différents moyens de production du microgrid, le réseau doit pouvoir par définition se raccorder au réseau principal par un transformateur afin de combler le manque de puissance interne (Center for Sustainable Energy, 2018) ;
- Un système de contrôle de l'énergie centralisée (energy management system) : un système de gestion de l'énergie est prévu pour la distribution de la production et de la charge sur base de critères économiques et de fiabilité. Ce système assure la gestion

⁵ Pour de plus amples informations ainsi que l'explication d'un cas concret, voir le projet « SmartWater » appliqué à Froyennes. <http://clusters.wallonie.be/tweed-fr/smartwater-stockage-energetique-par-turbine-pompage-hydroelectrique-conferences-et-visite-froyennes-17-mai-2018.html?IDC=6903&IDD=113281>.

intelligente et automatisée du microgrid. Le système est par ailleurs relié à une unité de contrôle qui lui relaie l'information quant à la demande instantanée sur le réseau. Le système de gestion d'énergie procède ensuite par arbitrage et exécute une séquence d'opérations destinées aux installations du réseau. Un contrôleur du réseau doit pouvoir traduire la demande d'énergie du micro-réseau (Enea, 2017).

Au-delà des installations techniques de mise en réseau des parties prenantes, d'autres acteurs peuvent proposer leur solution afin de mettre en relation les producteurs et consommateurs. C'est ainsi que certaines entreprises mettent à disposition de ces acteurs des plateformes d'offre ou de demande d'énergie, le réseau assurant la distribution.

Section 2 : Incitants

Le système électrique de demain pourrait être avant tout un modèle de proximité organisé autour de multiples microgrids : produire localement pour consommer localement. Les incitants à adopter et encourager ce type de modèle sont nombreux et peuvent être répartis en cinq catégories :

- Techniques : Vu de l'extérieur du microgrid, ce modèle permet d'alléger la demande sur le réseau principal de distribution et de maintenir la stabilité de la tension en fournissant une partie de la demande via ce réseau auxiliaire. Au sein même du microgrid, le modèle permet d'augmenter la fiabilité et la sécurité énergétique en assurant de la fourniture en énergie issue des différentes sources de production, même lors des pointes de consommation ou des black-out (GRE, s.d). Les micro-réseaux parviennent également à diminuer les pertes liées au transport de l'électricité par la proximité entre les producteurs et consommateurs (DE BEER DE LAER, 2017) ;
- Economiques : au niveau du réseau, l'organisation en microgrid permet de réduire des transits sur les réseaux et donc engendrer des économies de coûts de réseau, à court terme (s'agissant des pertes électriques du réseau) comme à plus long terme (s'agissant des investissements sur les réseaux). En ce qui concerne les consommateurs, les gestionnaires microgrid ; via l'utilisation de technologies smartgrid renseignant le prix instantané et anticipé de l'électricité ainsi que le prix, vont pouvoir engendrer des économies de coûts de fourniture d'électricité (déplacement des charges au moment où l'électricité est moins chère à produire,

optimisation de la fourniture d'électricité en fonction des prix de l'énergie sur les marchés et dans le microgrid) (CRE, s.d). De plus, la possibilité de production et de stockage d'énergie à domicile, les initiatives de regroupement d'achat d'énergie entre citoyens ou encore la coopérative de producteurs sont tout à la fois des occasions de faire baisser la facture énergétique des consommateurs du réseau (Enea, 2017) ;

- Technologiques : le déploiement de micro-réseaux contribue à l'intégration de composantes informatiques et digitales au réseau principal. A l'heure échelle, ils digitalisent donc des parcelles du réseau, tels des « démonstrateurs » de la technologies informatique dans l'énergie. Les projets pilotes en phase de test visent à améliorer et optimiser les flux via l'utilisation de technologies de l'information et de la communication notamment (DE BEER DE LAER, 2017) ;
- Environnementaux : les microgrids privilégient les sources de production d'énergie renouvelable ; ce qui, par conséquent, implique une baisse de la part des énergies fossiles dans la consommation globale d'énergie. Les parties prenantes du modèle ont également l'occasion, grâce à la production sur site, de contrôler le niveau de pénétration de production renouvelable qu'ils souhaitent intégrer en consommation locale (Enea, 2017) ;
- Sociétaux : ce type d'organisation en réseau fait appel à l'implication des différentes parties prenantes en vue d'atteindre l'efficience du réseau mis en place. Parmi les parties prenantes, les citoyens font évidemment partie du réseau, en tant que consommateurs ou/et producteurs. Les nombreux incitants à ce type de projet peuvent ainsi les motiver à s'impliquer et devenir proactifs sur le réseau afin d'atteindre les objectifs incitatifs, aux niveaux financier et environnemental notamment, menant à un bénéfice collectif. L'approche collaborative des micro-réseau est par conséquent une possibilité de cohésion sociale entre les différents bénéficiaires (DE BEER DE LAER, 2017).

Section 3 : Limites techniques

Le développement et l'exploitation des micro-réseaux induisent des défis techniques et technologiques de plusieurs ordres (Enea, 2018) :

- Assurer la stabilité du microgrid en toutes circonstances : lors de la connexion ou de la déconnexion au réseau principal, passer de l'interconnexion à l'îlotage peut induire d'importants déséquilibres entre la puissance mise à disposition par la production et la demande. Ce déséquilibre peut donc générer des difficultés de réglage de la fréquence et de la tension. Le maintien de la stabilité et de la qualité du courant en mode îloté impose des stratégies de contrôle et de commande élaborées tenant compte de l'ensemble des paramètres de production, de consommation et de stockage d'énergie. Un contrôleur du microgrid permet la connexion au réseau électrique intelligent et assure le contrôle de la tension, du flux d'énergie, le partage ou le délestage des charges et prend en compte les contraintes du réseau public transmises par un bus de communication ;
- Assurer la protection du micro-réseau en cas de défaillances ou de perturbations d'origines diverses sur le réseau principal : en cas de défaut, le micro-réseau doit être découplé rapidement du réseau principal pour protéger ses propres charges. Si la défaillance est imputable au micro-réseau, des fonctions de protection doivent pouvoir détecter les sources de court-circuit dûs à l'électronique de puissance des micro-générateurs afin d'isoler la partie critique du micro-réseau. La conception et l'exploitation spécifiques des micro-réseaux nécessitent une étude des divers aspects de la protection du réseau en basse tension ;
- Déterminer les impacts qu'a le micro-réseau sur le fonctionnement du système électrique et les services - notamment les services système, que peut offrir le micro-réseau (amélioration de la fiabilité, réduction des pertes du réseau électrique, impact des micro-réseaux sur les stratégies futures de remplacement et d'extension des infrastructures de transport et de distribution, à l'échelle régionale, nationale et européenne).

Chapitre 3 : Modèles économiques des Microgrids

Après avoir défini le concept, les différents modèles ainsi que le fonctionnement des microgrids, nous allons désormais nous pencher sur l'étude des parties prenantes concernées, des flux financiers entrants et sortants, et d'une classification de ceux-ci.

Section 1 : Parties prenantes et flux de valeur

Dans le schéma organisationnel d'un microgrid classique, nous pouvons distinguer quatre rôles principaux parmi les parties prenantes : le propriétaire du microgrid, le producteur d'électricité, l'opérateur et le consommateur final. Ces différents rôles peuvent être tenus par un seul et même acteur ou par plusieurs. En dehors du microgrid, des échanges existent avec d'autres parties : les propriétaires et opérateurs (GRT, GRD) du grid « principal », les institutions législatives et les détaillants en électricité. Les détaillants en électricité, produite en dehors du réseau sont susceptibles de revendre l'électricité générée aux utilisateurs finaux également. Cette relation est représentée sur la figure 7 par lien existant entre les parties « electricity retailer » et « Microgrid Users », intitulée « Third party access » (Enea, 2018).

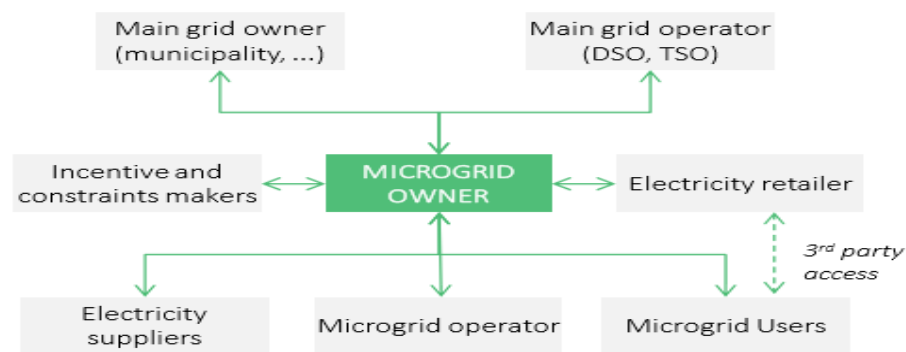


Figure 7. Représentation des parties prenantes impliquées dans une organisation de type microgrid (Enea, 2018)

Des relations commerciales existent donc entre ces différentes parties, générant des flux entrants et sortants du microgrid. D'un point de vue économique, la balance de ces échanges détermine la rentabilité ainsi que la rentabilité du microgrid. Nous avons distingué différentes sources de revenus pour les différentes parties prenantes listées ci-dessus (Enea, 2017) :

- Coût opérationnel du réseau microgrid : partant du point de vue du consommateur final connecté au microgrid, le premier flux financier généré est celui de l'exploitation du réseau privé (microgrid) par ses utilisateurs. Les coûts opérationnels semblent selon les premières études, généralement moins élevés que le montant que l'opérateur du réseau « traditionnel » charge pour les mêmes montant d'énergie ;

- Services rendus aux gestionnaires de réseaux : dans le but de garantir une certaine qualité et fiabilité du réseau principal, les microgrids pourraient mettre à disposition de ce réseau certains services :
 - Gestion de la fréquence du réseau et de sa tension dans l’optique de maintenir l’équilibre entre les capacités de production et la demande en consommation ;
 - Capacité de réserve d’énergie lorsque le grid principal rencontre des problèmes à travers l’utilisation des réserves sur batterie ou des capacités de génération auxiliaire des microgrids ;
 - Redémarrage du réseau après des pannes ou coupures de courant - celui-ci nécessitant une aide extérieure en énergie afin de redémarrer correctement ;
 - Solutions aux congestions sur le réseau en fournissant directement de l’énergie là où elle est demandée prioritairement.
- Les micro-réseaux, résidentiels ou industriels, peuvent répondre aux services présentés ci-dessus. Il est dès lors envisageable que le réseau principal octroie des compensations aux micro-réseaux pour les services rendus ;
- Subventions publiques : Les microgrids pourraient faciliter les aides régionales via, à titre d’exemple, des tarifs de rachats (feed-in-tarifs) pour les énergies renouvelables produites et intégrées dans le réseau principal mais également des subsides liés à la consommation personnelle d’EnR. Ce type de subsides favoriserait une pénétration locale des EnR améliorant ainsi le mix énergétique de la région ou du pays concerné. Ces flux de revenu issus de subventions publiques sont évidemment fortement dépendants des régions et du cadre législatif dans lesquels ceux-ci s’appliquent. ;
- Arbitrage énergétique : les possibilités d’achat ou de vente d’énergie en fonction des besoins de consommation et de la capacité de production peuvent être optimisés par l’étude de la variation du prix de l’énergie sur le marché de gros. Suivant cette approche, les participants ou les propriétaires d’un microgrid auraient dès lors la possibilité de limiter leurs dépenses en achetant de l’électricité quand les prix du marché se trouvent à la baisse et d’augmenter leurs revenus lorsque ceux-ci sont à la hausse. Bien évidemment, cette option sous-entend un accès direct au marché de gros ;
- Services locaux au GRD : Le micro-réseau pourrait supporter le GRD à retarder ou tout simplement éviter le fait que celui-ci soit contraint d’investir lourdement dans

l'amélioration des réseaux vétustes afin d'optimiser l'efficacité énergétique et d'éviter la congestion sur le réseau ;

- Qualité du service : Les microgrids pourraient se voir offrir des compensations pour l'électricité produite localement à travers des contrats couvrant le fait que ces microgrids se doivent de produire un certain montant d'électricité pour la population locale. Le contrat pourrait aussi stipuler que l'énergie produite provient d'EnR, permettant d'une part, d'assurer une électricité de source propre, et d'autre part, de renforcer la sécurité d'approvisionnement locale.

Section 2 : Identification des différents modèles économiques

Le modèle économique des microgrids est très variable en fonction du cadre législatif local, des parties prenantes impliquées, des interactions entre elles mais également en raison des différents incitants que sont la sécurité énergétique, l'économie sur les coûts de l'énergie ou encore la durabilité de l'énergie renouvelable. Ces différentes variables produisent donc une certaine diversité des modèles économiques représentatifs des organisations possibles en microgrids. Nous avons donc listé au sein de cette section les business models (modèles économiques) actuels que nous jugeons les plus cohérents dans le cadre de notre étude. Ces business models sont tirés d'analyses sur des microgrids existants à travers le monde. Cette approche, via l'étude de modèles étrangers, est destinée à cerner les tenants et aboutissants des différents modèles d'organisation en microgrid. Cette démarche vise à identifier les possibilités et incitants permettant l'implémentation et l'évolution des microgrids en Belgique.

Nous avons donc identifié les différents business models envisageables en tenant compte des organisations possibles entre les acteurs et rôles suivants (Enea, 2017):

- Fonctions clés dans le microgrid : la propriété, les opérations de production et la distribution des composants sur le réseau ;
- Propriétaire des microgrids et opérateur :
 - Un gestionnaire de réseau de distribution (GRD) ;
 - Un utilisateur final (ou groupement d'utilisateurs) ;

- Un parti tiers : une entité privée ou un consortium d'entités possédant le microgrid ou exploitant les actifs. Ceux-ci peuvent être une entreprise publique, une entreprise énergétique ou un fond d'investissement.

La combinaison de ces différentes fonctions et des différentes parties prenantes est représentée dans la figure. Cette méthodologie a mené à l'identification de quatre catégories de business models (Enea, 2017).



Figure 8. Matrice représentative des combinaisons possibles d'organisation de Microgrid (Enea, 2018)

Les différentes combinaisons possibles sont regroupées sous quatre catégories distinctes illustrées dans la figure 9. Chaque business model représente une stratégie particulière par rapport aux coûts d'investissement et au cadre législatif (Enea, 2017) :

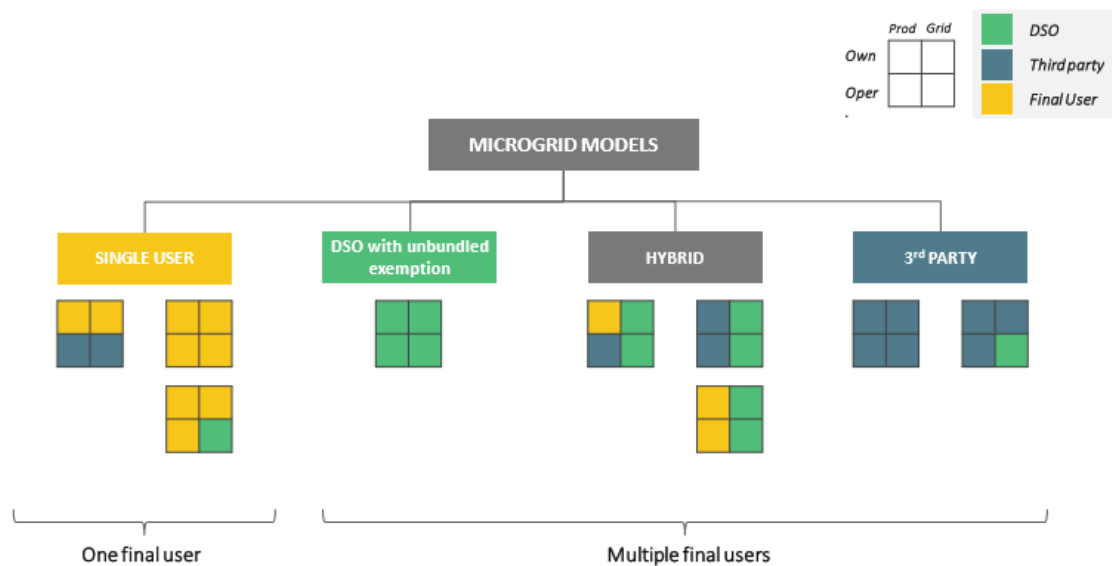


Figure 9. Différents types de business models de microgrid suivant l'organisation entre les acteurs concernés (Enea, 2018)

- Modèle de l'utilisateur unique : Le consommateur d'électricité possède ses propres moyens de production et de distribution. Ces opérations peuvent être déléguées à une autre entité comme par exemple un sous-contractant ou au GRD local. Il s'agit du modèle le plus simplifié en raison du fait que les réglementations locales ont des impacts très limités sur la possibilité de produire de l'électricité dans un espace privé (Enea, 2017) ;
- GRD avec model de découplage : Le GRD possède et exploite l'ensemble du microgrid. Le GRD garanti une meilleure coordination avec le réseau traditionnel. Ce modèle peut être mis à mal par des contraintes réglementaires fortes dépendant des exigences locales de découplage (Enea, 2017) ;
- Le modèle hybride : les actifs de production sont possédés par les utilisateurs finaux (ou par un parti tiers) tandis que les actifs de distribution sont détenus et exploités par le GRD. Ce modèle combine à la fois l'expertise opérationnelle d'une GRD permettant une coordination facilitée avec le réseau traditionnel et des sources de capital séparées. Ce modèle semble dès lors bien adapté à des projets incluant plusieurs parties prenantes comme par exemple des microgrids résidentiels - même si

intégrer différentes sources de production peut devenir complexe dans la coordination des acteurs à mettre en place (Enea, 2017) ;

- Le modèle du parti tiers : une ou plusieurs entités possèdent les actifs de production et de distribution et assurent la bonne gestion du réseau jusqu'à l'utilisateur final. L'exploitation des actifs de distribution peut être déléguée au GRD local. Il n'y aurait pas dans ce cas-ci de coûts initiaux supplémentaires pour les utilisateurs finaux du microgrid, le parti tiers ayant probablement un besoin de recours à des exemptions spécifiques par rapport aux structures intégrées, verticalisées et/ou des droits de franchise et/ou de monopole de la distribution (Enea, 2017).

Section 3 : Conclusions sur les modèles économiques

Les différents modèles listés répondent tout d'abord à des motivations différentes : sécurité énergétique, coût et durabilité (Enea, 2017) :

La création du modèle de type utilisateur unique de microgrid est régulièrement basée sur la volonté de garantir une charge constante et disponible. Ce modèle s'applique à des sites ayant besoin de pouvoir se prémunir contre des problèmes éventuels d'alimentation sur le réseau principal tels que les laboratoires de recherches, les installations militaires ou encore les hôpitaux. A titre d'exemple, certaines bases armées américaines (Fort Carson, Fort Hunter, ...) font figures de pionniers dans le domaine des microgrids. Ce premier modèle est dès lors plus orienté vers la sécurité énergétique (Enea, 2017).

Le modèle GRD est principalement basé sur la recherche d'efficacité socio-économique, le microgrid étant considéré ici comme une « partie » d'un réseau plus large. La question de la sécurité énergétique reste néanmoins prédominante dans le but de garantir et de maintenir un équilibre sur le réseau principal. Ce modèle peut par ailleurs aider à renforcer le taux de pénétration de EnR dans le mix énergétique d'un pays ou d'une région (Enea, 2017).

Le modèle hybride est quant à lui principalement basé sur la volonté de développer des structures résilientes tout en augmentant les ambitions climatiques. Ce modèle mène à des partenariats entre plusieurs acteurs au sein du microgrid dans le but de développer les Sources d'Énergie Distribuées (SED) et de se mettre à l'abri des problèmes pouvant affecter la qualité d'approvisionnement du réseau principal (Enea, 2017).

Le modèle du parti tiers répond quant à lui à une approche économique privée et est dès lors plus motivé, majoritairement par l'incitant « cost saving » (économie de coût) des microgrids.

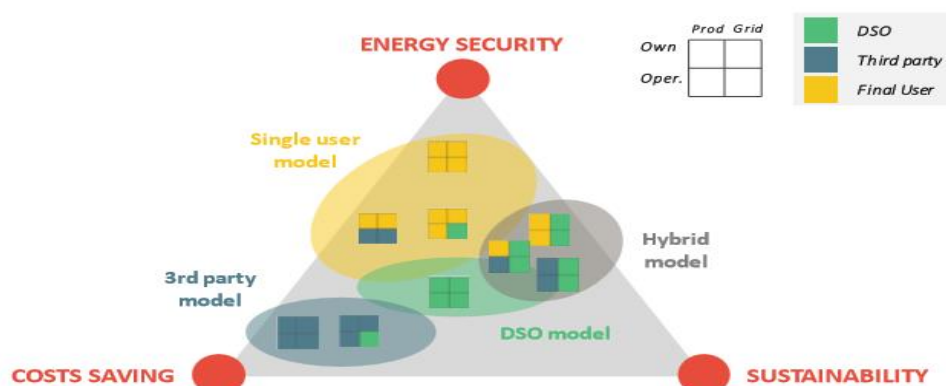


Figure 10. Objectifs visés selon le business model choisi (Enea, 2018)

Les modèles suivant proposent des possibilités de croissance ou d'extension qui leur sont propres (Enea 2018) :

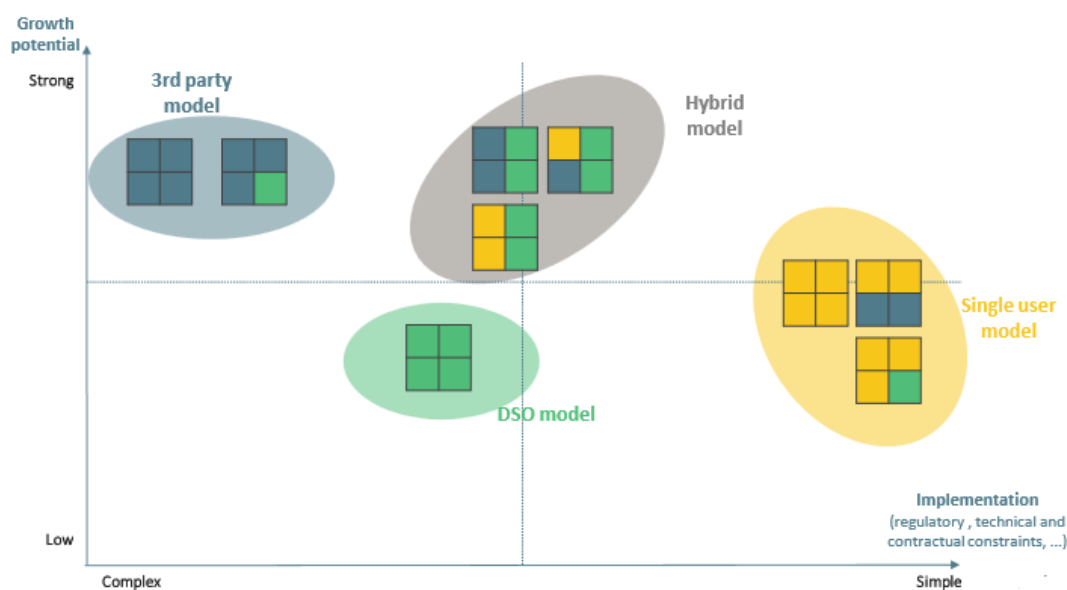


Figure 11. Représentation des différentes configurations de microgrid selon leur potentiel de croissance et de complexité d'implémentation (Enea, 2018)

La plupart des projets liés aux microgrids sont des installations pour utilisateur unique (hôpitaux, campus universitaires...), ayant comme ambition principale de garantir une charge continue. Le scénario le plus répandu est celui dans lequel des installations de production et de distribution existent déjà sur le site, permettant une implémentation plus rapide des nouvelles technologies liées aux microgrids. Pour ces raisons et parce que l'environnement législatif et contractuel est plutôt adéquat à ce type de microgrids, le modèle de l'utilisateur unique représente le business model le plus mature parmi les quatre identifiés ci-dessus. Un partenariat avec un GRD ou avec un parti tiers peut permettre une implémentation plus aisée pour l'utilisateur final grâce à l'expertise opérationnelle externe dont dispose le GRD ou le parti tiers (Enea, 2017).

Néanmoins, l'innovation offre des nouvelles possibilités dans le développement de modèles alternatifs en rendant possible l'intégration de technologies plus sophistiquées au sein d'un cadre comprenant davantage de parties prenantes. Les outils digitaux adaptés aux spécificités des microgrids nous offrent aujourd'hui la possibilité d'optimiser et surtout de simplifier des opérations complexes entre plusieurs consommateurs et producteurs au sein des microgrids (Enea, 2017).

L'application de technologies IoT (Internet of things) dans les composantes de microgrids permet d'améliorer la communication entre les nombreux capteurs et le gestionnaire de la plateforme centrale du microgrid. Les innovations digitales permettent également d'améliorer les transactions énergétiques, la facturation entre parties prenantes ainsi que la redistribution de valeur. A titre d'exemple, et comme nous l'aborderons dans la partie 3 au sujet du Brooklyn Microgrid, une technologie comme la blockchain permet des échanges automatisés entre des producteurs et des consommateurs au sein d'un microgrid (Enea, 2017).

En ce qui concerne le modèle du parti tiers, de par son accès à du capital privé, son potentiel de croissance est plus important. Néanmoins ce modèle doit encore faire face à certains challenges, en particulier sur le plan législatif (Enea, 2017).

En ce qui concerne le modèle hybride, il possède lui aussi un fort potentiel de croissance tout en profitant de perspectives d'implémentation plus facile (une seule entité exploitant le grid principal et le microgrid) (Enea, 2017).

Finalement, le modèle GRD est celui qui a le potentiel de croissance le plus faible. Ceci est dû aux régulations limitant le développement de celui-ci (Enea, 2017).

Section 4 : Coûts de mise en place d'un microgrid

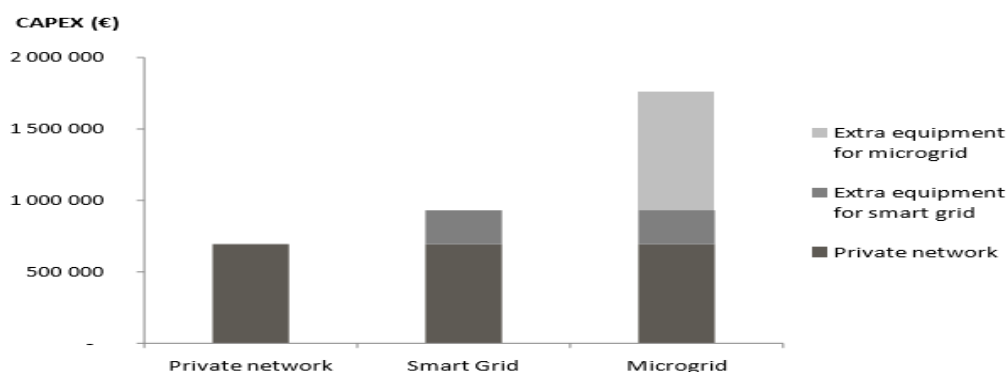
Suite aux analyses de flux financiers générables, nous portons notre analyse sur les coûts liés à la mise en place d'un microgrid.

Les différents challenges techniques liés à l'implémentation de microgrids sont des obstacles considérables à leurs développement de par la complexité et le savoir-faire que ceux-ci requièrent mais également en raison des coûts de développement qui y sont liés. Cette section a comme objectif de spécifier les coûts additionnels engendrés par l'installation de technologies de pointe au sein des microgrids (Enea, 2017).

L'implémentation d'un réseau privé avec une possibilité de génération d'électricité et d'un moyen de stockage induit en effet des coûts assez importants dont il faut tenir compte lors de l'investissement initial. Une infrastructure de type microgrid exige par exemple une protection électrique dont l'étendue croît avec le nombre de composants et la complexité du microgrid (Enea, 2017).

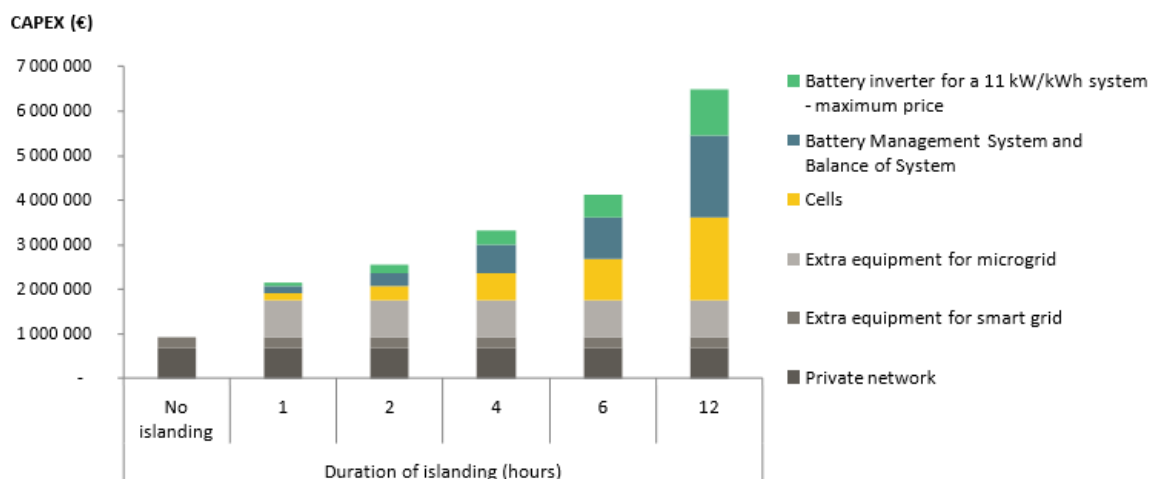
La caractéristique « îlotage » d'un microgrid exige quant à elle des moyens de génération et des technologies associées très fiables afin que le microgrid puisse se découpler du réseau traditionnel. L'implémentation d'un contrôleur et d'un EMS permettant le monitoring des flux énergétiques ou encore des équipements d'une qualité irréprochable sont aussi nécessaires et doivent être pris en compte lors du calcul des coûts (Enea, 2017).

La marge de variation des coûts est également fonction du type d'énergie exploitée (PV, Eolien...) si la génération est intermittente ou pas ou encore si celle-ci est distribuée ou centralisée. A titre d'exemple, le graphique ci-dessous représente les coûts possibles pour un microgrid d'une capacité de 870 kW, sur une surface de 0.5km² et incluant 330 consommateurs. Le moyen de génération est distribué et est effectué via des installations photovoltaïques accompagné de batteries pour les besoins de stockage. Les coûts additionnels (la capacité à rester longtemps en mode îlotage par exemple) sont basés sur des hypothèses prudentes et ne sont donc pas à prendre au premier degré (Enea, 2017).



Graphique 5. Dépenses d'investissement sur différents types de projets à travers le monde, avec un détail des coûts par composantes (Enea, 2017)

Le graphique 5 illustre quant à lui l'augmentation des coûts induits par le mode « îlotage » des microgrids. Si un microgrid n'a pas comme vocation de pouvoir se couper du réseau traditionnel, les investissements autres que ceux pour les moyens de génération ne couvrent que l'infrastructure du réseau privé et les équipements liés aux smartgrids (compteurs intelligents, EMS...). Le mode îlotage requiert des équipements plus sophistiqués, comme des batteries, pouvant faire augmenter la facture assez rapidement (Enea, 2017).



Graphique 6. Illustration de l'augmentation des dépenses d'investissement induites par un mode ilotage de microgrid, en fonction du nombre d'heure passée en ilotage, avec un détail des coûts par composantes (Enea, 2017)

Chapitre 4 : Technologies Smart

Pour que les microgrids s'intègrent convenablement à nos réseaux électriques actuels et qu'ils puissent délivrer tout leur potentiel, un élément essentiel est à prendre en compte et à maîtriser : la gestion de données. La gestion de données est en effet la clé de l'exploitation adéquate de l'information générée par les systèmes contenus dans le réseau pour une synchronisation harmonieuse des différentes parties prenantes, de leurs composantes et de leurs interactions.

Nous aborderons donc les smartgrids et les technologies qui y sont liées, leur déploiement sur les différentes parties du réseau, les solutions apportées aux défis du secteur énergétique et enfin les applications de transaction de pair à pair.

Section 1 : Smartgrid

Pour parvenir à des réseaux électriques indépendants, une dimension intelligente est indispensable, d'où l'appellation « smartgrid » traduit littéralement comme « réseau intelligent ». Un smartgrid se définit comme *« un ensemble de technologies et d'infrastructures "intelligentes" installées. Les smart grids sont un vecteur de flexibilité, car ils permettent de gérer plus finement l'équilibre entre production et consommation. Ils se caractérisent également par leur fiabilité en améliorant notamment l'efficacité et la sécurité des réseaux, par leur accessibilité en favorisant l'intégration des sources d'énergies renouvelables sur l'ensemble d'un réseau donné et par le fait qu'ils permettent de réaliser des économies en apportant, grâce à une meilleure gestion du système, des économies d'énergie et une diminution des coûts (à la production comme à la consommation). Concernant plus spécifiquement l'électricité, le "smart grid", est un dispositif de réseaux d'électricité basé sur des technologies informatiques qui, en collectant et en analysant des informations sur l'état d'un réseau électrique, contribue à ajuster les flux d'électricité entre producteurs, distributeurs et consommateurs »* (JDN, 2018).

Le terme smartgrid se réfère aux technologies exploitées tandis que le microgrid concerne la configuration du réseau. Un microgrid peut dès lors utiliser des technologies smartgrids pour optimiser ses flux énergétiques.

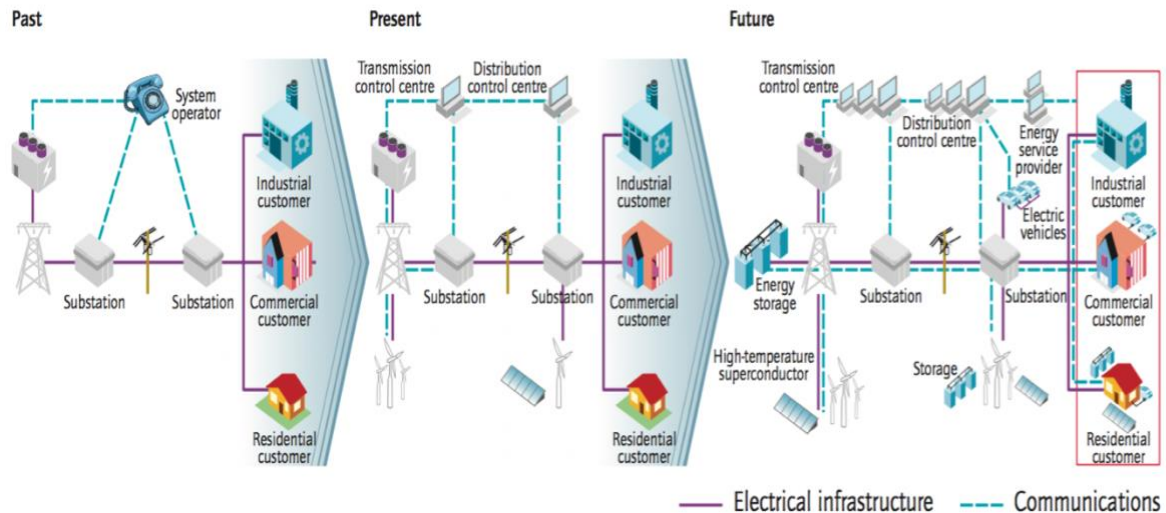


Figure 12. Schématisation du développement de la couche informatique des réseaux électriques (Source : International Energy Agency, 2011)

Comme représenté sur la figure 12, nous pouvons constater que les réseaux électriques de l'époque ont été constitués d'unités essentielles à la production, au transport et à la distribution d'électricité. Ils se sont vus progressivement complétés par des systèmes de contrôle informatique, ainsi que des nouvelles unités de production décentralisée. Ces réseaux continuent à se développer en incluant des fonctions de stockage, des véhicules électriques, des services énergétiques auxiliaires ainsi qu'un réseau de communication entre chacune des composantes du système (International Energy Agency, 2011).

L'aspect smart de nos réseaux, développé par la digitalisation du milieu de l'énergie, implique donc toute une série de nouveaux acteurs capables de collecter, traiter et d'exploiter les données générées par l'ensemble de nos systèmes électriques pour une gestion optimale du réseau. L'exploitation de ces données contribuera à une réponse adaptée aux différents challenges du secteur énergétique tels que la demande et l'offre évolutives de l'énergie voire la fiabilité de l'électricité (International Energy Agency, 2011).

Dans l'optique de mieux concevoir la manière dont une smartgrid permet d'optimiser la gestion des systèmes électriques, voici une liste des possibilités qui caractérisent cette technologie :

- Adaptation à toutes les options de production et de stockage : la smartgrid permet de synchroniser l'intégration des petits producteurs décentralisés sur sites industriels et commerciaux ou résidentiels en vue d'inclure leur production dans le réseau tout en préservant la production des grandes structures centralisées. L'intégration de ces ressources telles que le renouvelable, la production combinée de chaleur et d'électricité et les unités de stockage, augmentera rapidement et de manière organique tout au long de la chaîne d'approvisionnement ;
- Participation informée des consommateurs : ceux-ci peuvent, grâce à l'information dont ils disposent par les services énergétiques auxiliaires, aider à maintenir l'équilibre offre-demande en modifiant leur consommation, par des incitants provenant des opérateurs tels que des plans tarifaires plus adaptés à leur consommation, et en s'écartant des heures de grande consommation. Cette même information donne donc l'opportunité aux fournisseurs d'électricité de cibler en particulier de nouveaux segments de clientèle et de leur proposer de nouveaux tarifs et formules en fonction de leurs habitudes et des possibilités qu'offre le réseau ;
- Fourniture d'intensité électriques par catégories : dans le même ordre d'idée que le point précédent, le smartgrid proposera de fournir des tranches variées de prix et d'intensité électrique. Le coût des caractéristiques d'une électricité premium pourra être incluse dans le contrat de service électrique. C'est en réalité par les méthodes avancées de contrôle des systèmes électriques qu'un diagnostic rapide sera envisageable ainsi que des solutions adaptées ;
- Offre de nouveaux produits, services et marchés : des marchés correctement conçus et opérés créeront efficacement une opportunité pour les consommateurs de choisir parmi des services concurrents. Parmi les variables à synchroniser nous pouvons compter l'énergie, la capacité, la localisation, le temps, le taux de change et la qualité de l'offre. Les marchés ont donc un grand rôle à jouer dans la gestion de ces variables et la manière dont ils proposeront ou feront évoluer leur offre en en tenant compte. Les opérateurs, propriétaires et consommateurs ont besoin de flexibilité pour modifier leurs règles commerciales par rapport aux conditions d'opérabilité et de marché ;
- Optimisation de l'utilisation des composantes et de leur opérabilité : le smartgrid applique les dernières technologies d'optimisation de l'utilisation des composantes du réseau. A titre d'exemple, la capacité optimale des unités de production du système

peut être mesurée par des notations dynamiques, qui permettent de les utiliser à une meilleure charge en mesurant en continu leur capacité. L'efficacité de maintenance peut être optimisée par la maintenance préventive conditionnelle qui signale instantanément et précisément les besoins de maintenance des équipements. Les systèmes de contrôle des appareils peuvent également s'ajuster pour réduire les pertes et la congestion sur le réseau. L'efficacité des opérations augmente en sélectionnant les systèmes de distribution d'énergie les moins coûteux en temps réel en fonction de leur disponibilité et état de marche au travers de ces types d'appareils de contrôle des systèmes ;

- Résilience face aux perturbations, attaques et catastrophes naturelles : la résilience se réfère à l'habilité d'un système à réagir à des événements inattendus en isolant les éléments posant problème tout laissant le reste du système se restaurer pour retrouver son régime d'opération habituel. Ces opérations d'autoréparation génèrent une diminution des interruptions de services aux consommateurs et aident les fournisseurs de services à gérer au mieux les infrastructures de distribution d'électricité.

Section 2 : Déploiement de technologies smartgrid

Comme représenté sur la figure 13, l'ensemble des zones sur lesquelles des technologies smartgrid sont applicables couvre l'ensemble des infrastructures d'approvisionnement. Un réseau totalement optimisé, comme défini par l'International Energy Agency, comprend le même déploiement technologique que ci-dessous :

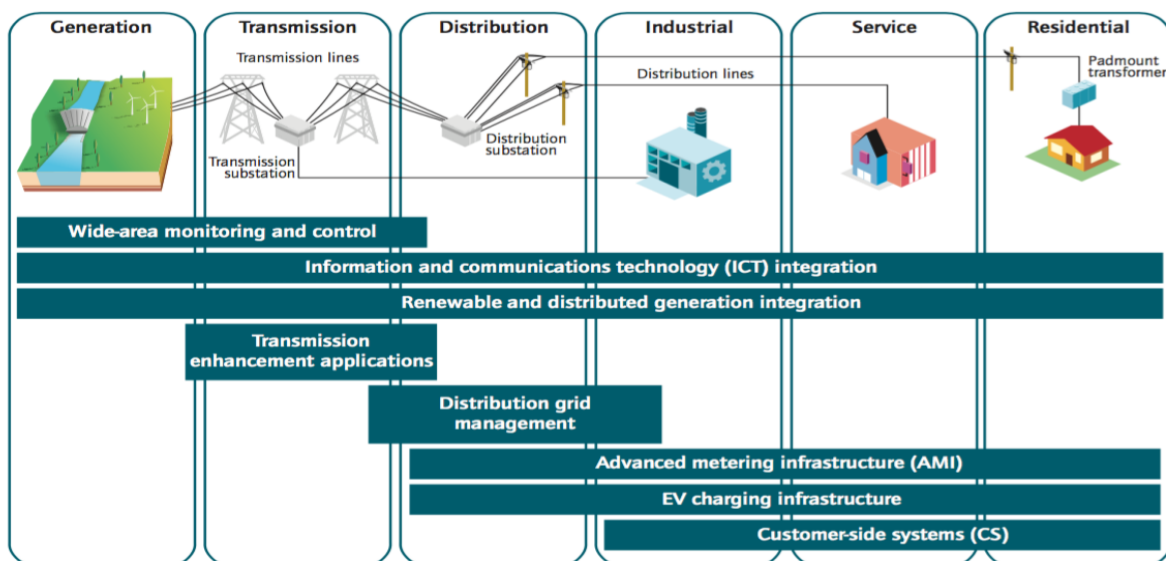


Figure 13. Représentation des technologies smartgrid déployées tout au long des systèmes d'approvisionnement électrique (International Energy Agency, 2011)

Le réseau, morcelé par étape d'approvisionnement, comprend donc différentes technologies, auxquelles correspondent du matériel informatique spécifique (hardware⁶) ainsi qu'un logiciel adapté (software⁷) (International Energy Agency, 2011) :

- Wide-area monitoring and control (Système de suivi et de contrôle à grand échelle) : c'est grâce au suivi en temps réel et à l'affichage de puissance et de performance électrique des composantes du système, à travers les interconnexions ou des zones géographiques étendues, que les opérateurs de réseau parviennent à optimiser l'utilisation de ces composantes. Ces outils d'opérabilité avancés des systèmes évitent les risques de blackouts et facilitent l'intégration d'énergie renouvelable par la vue d'ensemble du réseau qu'ils renseignent sur base de l'information agrégée d'une zone étendue. Ces technologies de suivi et de contrôle, en plus des systèmes avancés d'analyse, génèrent des données permettant d'informer au mieux les personnes en charge des prises de décisions, de lisser les perturbations de grande ampleur ou encore d'améliorer la capacité et la fiabilité de transport.
 - Le hardware est composé d'unités de mesures par cycles et autres capteurs.
 - Le software comprend un système de contrôle supervisé et d'acquisition de données (SCADA), des systèmes de contrôle à grande échelle (WAMS), une protection adaptative à grande échelle (WAAPCA) ou encore un système d'alerte et de renseignement à grande échelle (WASA).
- Information and communication intégration (Intégration de technologies d'information et de communication) : les infrastructures de communications représentées sur la figure x, qu'il s'agisse de réseau public ou privé, supportent la transmission de

⁶ « Ensemble de l'équipement matériel, mécanique, magnétique, électrique et électronique, qui entre dans la constitution d'un ordinateur, ou des machines de traitement de l'information en général » (Centre National de Ressources Textuelles et Lexicales, 2012).

⁷ « Ensemble des moyens d'utilisation, programmes, procédures, documentation d'un système informatique » (Centre National de Ressources Textuelles et Lexicales, 2012).

données pour les opérations différées ou en temps réel et durant les anomalies. Les appareils de communications, la capacité informatique, les programmes de contrôle et ERP supportent l'information circulant à deux sens tout au long des systèmes entre les parties prenantes et permet un usage efficace et d'une gestion optimisée du réseau.

- Le hardware est composé d'équipements de communication, de routeurs, relais, interrupteurs, portails et de serveurs.
- Le software comprend un logiciel de gestion intégré (ERP) ainsi qu'un système d'information clients.
- Renewable and distributed generation integration (Intégration d'énergie renouvelable et en production décentralisée) : l'intégration d'énergie renouvelable et en production décentralisée comprenant le transport à grande échelle, la distribution à plus petite échelle et le bâtiment, représente un challenge dans la juste distribution et le contrôle de ces ressources dans les systèmes. Le smartgrid permet alors d'automatiser le contrôle de production et de demande afin d'assurer un équilibrage de l'offre et la demande.
 - Le hardware est composé d'équipements de conditionnement du courant pour la production et le transport ainsi que le support du réseau, de matériel de communication et de contrôle pour la production et le stockage.
 - Le software comprend un système de gestion de l'énergie (EMS), un système de gestion de la distribution (DMS), un système SCADA et un système d'information géographique.
- Transmission enhancement applications (Application de renforcement du transport) : Les systèmes de transports flexibles AC (courant alternatif) sont utilisés pour renforcer le contrôle du réseau transport et maximiser sa capacité de transfert de puissance. L'installation de cette technologie peut améliorer l'efficacité du réseau et ajourner les investissements additionnels prévus. Pour acheminer l'énergie produite par éolienne offshore (extraterritorial) ou en ferme solaire à travers de grandes étendues, on utilise le courant continu à haute tension, couplé à un système de pertes minimisées et de contrôle maximisé, permettant un pilotage de l'énergie efficace à partir des centres de charge. Le Dynamic Line Rating (Evaluation dynamique des lignes) est une technique qui recourt à des capteurs pour identifier la capacité de transport instantanée d'une section du réseau en temps réel permettant ainsi d'éviter les surcharges sur le réseau.

Les super-conducteurs à haute tension peuvent significativement réduire les pertes de transport et permettre de limiter le « courant défaut » qui consiste en un courant électrique transmis lors d'un défaut sur le réseau.

- Le hardware est composé de super-conducteurs, de systèmes de transmission en courant continu et de lignes de courant continu de haute tension.
- Le software comprend des systèmes d'analyse de la stabilité du réseau et de reconfiguration automatique.
- Distribution grid management (Gestion de la distribution du réseau) : la distribution, les sous-stations de détection et l'automatisation peuvent réduire les anomalies ainsi que le temps de réparation, maintenir le niveau de tension et améliorer la gestion des actifs. Les automatisations de distribution avancée traitent l'information provenant des capteurs et de compteurs en temps-réel pour détecter la localisation des défauts, pour reconfigurer automatiquement les chargeurs ou la tension mais également pour contrôler la production décentralisée. Ces technologies sensorielles sont prévues pour le maintien conditionnel et de performance des composantes du réseau.
 - Le hardware est composé de ré-enclencheurs automatisés, d'interrupteurs, de commande de production et de stockage à distance et de câbles de capteurs.
 - Le software comprend un système d'information géographiques (GIS), un programme de gestion de la distribution (DMS) et un programme de gestion d'anomalie (OMS).
- Advanced metering infrastructure (Infrastructure de compteurs avancés) : ce type de matériel implique le déploiement de plusieurs technologies différentes en plus de compteurs intelligents qui rendent possibles le flux d'information à deux sens, qui fournissent aux consommateurs, aux producteurs et fournisseurs l'information contenue dans les données relatives au prix de l'électricité et à la consommation en spécifiant les périodes de consommation ou le montant d'électricité consommée. Ce matériel met à disposition un large éventail de fonctionnalités :
 - Signaux de changement de prix aux consommateurs renseignant les tarifs de l'électricité en fonction de l'heure ;
 - La capacité de collecter, d'emmagasinier et de rapporter au consommateur les données énergétiques pour n'importe quel intervalle de temps ou en temps quasi-réel ;

- Des diagnostics énergétiques améliorés de profils de charge détaillés ;
- La possibilité d'identifier à distance la zone et la portée d'une interruption de courant avec option d'envoi de signal lorsque le compteur s'éteint et lorsque le courant est rétabli ;
- Connexion et déconnexion à distance ;
- Détection de pertes et vols ;
- Capacité pour les prestataires de services de distribution énergétiques de gérer leurs revenus au travers d'un système d'encaissement et de gestion de dette optimisé.

- Le hardware est composé de compteurs intelligents, d'écrans d'affichage sur site, de serveurs et de relais.
- Le software comprend un système de gestion de données pour compteurs.
- EV charging infrastructure (Infrastructure de recharge de véhicule électrique) : ces infrastructures gèrent la facturation, la planification et d'autres informations pour une recharge intelligente « grid-to-vehicle » (du réseau vers le véhicule) lors des périodes de faible demande en électricité. A long terme, il est prévu que d'importantes installations de recharge fourniront des services énergétiques auxiliaires comme une capacité de réinjection de l'électricité des véhicules vers le réseau ou de lissage des pics de consommation. Cette application inclurait une interaction entre les infrastructures de compteurs avancés et les systèmes de gestion de la demande.
 - Le hardware est composé d'infrastructures de recharge, de batteries et de convertisseurs.
 - Le software comprend une facturation d'énergie automatique et des bornes de recharge pour véhicules électriques - celles-ci comprenant une option de décharge vers le réseau.
- Customer-side systems (Systèmes de gestion client) : les systèmes de gestion client, utilisés pour supporter la gestion de la consommation d'électricité aux niveaux industriel, commercial et résidentiel, incluent les appareils de stockage d'énergie, les appareils connectés et la production décentralisée. Les gains d'efficacité énergétique et la réduction de pic de demande peuvent être accélérés par des interfaces d'affichage sur site de pilotage (maison, entreprise, ...) mais également grâce aux batteries et aux

appareils connectés. Il existe également des technologies « demand-response » (réaction de la demande), prévues pour réagir à des signaux du marché afin d'ajuster la consommation instantanée. Ces options prévoient une commande manuelle et automatisée, du matériel répondant aux signaux de prix et des thermostats connectés à un système de gestion d'énergie.

- Le hardware est composé de matériel intelligent, de routeurs, d'écrans d'affichage sur site, de systèmes d'automatisation des bâtiments, d'accumulateurs thermiques et de thermostats intelligents.
- Le software comprend des interfaces d'information énergétiques, un EMS mais également des applications mobiles pour la gestion énergétique.

Section 3 : Solutions smartgrid

En guise d'illustration des cas d'application, les limites fixées en section 4 du chapitre 4 de la partie précédente, peuvent pour chacune d'entre elles, trouver une réponse par l'exploitation des technologies sous l'hypothèse que ces systèmes soient gérés de manière optimale.

La gestion de l'augmentation de la demande et des pics occasionnels peut être améliorée en diminuant les pertes de transmission et de distribution par l'activation d'unités de production à proximité des sites de grande consommation ou en incitant à diminuer la consommation par moments (ceci en vue d'éviter un pic par des motivations financières telles qu'un signal de baisse des tarifs ponctuel destiné à retarder l'utilisation de certains consommateurs). Ces méthodes sont envisageables par un contrôle et une gestion continue du réseau (International Energy Agency, 2011).

Concernant l'intermittence de la production d'énergie provenant des sources de production renouvelables, l'information en temps en réel communiquée aux opérateurs de réseau leur permet de gérer la production, la demande et la qualité de l'électricité fournie, augmentant par conséquent la flexibilité et les possibilités de maintenance de l'équilibre offre-demande. Des outils de modélisation et de support en prise de décision sont à même de fournir des analyses de stabilité, de répartition de la capacité mais également d'anticiper sur base de prévisions, via les données météo, la génération d'énergie solaire et éolienne (International Energy Agency, 2011).

Au sujet du vieillissement des infrastructures, les technologies smartgrid proposent des plateformes de contrôle et de gestion poussées tenant compte de l'information en temps réel relative aux capacités du réseau. Avec l'aide de capteurs positionnés tout au long des infrastructures de transport d'électricité, il est désormais possible d'anticiper les défaillances des systèmes et de déterminer les endroits où elles surgissent afin de prendre des mesures correctives. Lorsque des anomalies se produisent, l'automatisation des systèmes, prévu par les technologies smart, est capable de réduire la portée de leur impact et de les résoudre rapidement de manière automatique en reconnaissance de l'événement tel qu'il était prévu. De la même manière, en détectant les points de blocage et de faiblesse sur le réseau, l'information générée par le smartgrid pourra être exploitée en vue d'améliorer l'adéquation du système permettant ainsi une efficacité accrue des systèmes dans leurs opérations ou dans l'intégration du renouvelable au mix énergétique (International Energy Agency, 2011).

L'électrification du transport et les périodes de charge quant à elles seront gérées stratégiquement de sorte à inciter les utilisateurs de véhicules électriques à recharger leur véhicule en période de basse consommation, par une information qui leur sera fournie, en faisant usage des unités de production à bas coût telles que les unités de production renouvelable lorsque la production sera adéquate ou que le réseau disposera d'une capacité stockée à injecter en suffisance. A plus long terme, ces mêmes technologies donneront la possibilité d'alimenter le système et réinjectant l'électricité contenue dans les véhicules électriques directement dans le réseau lorsqu'il y aura un besoin d'injection supplémentaire compte tenu de la capacité à disposition (International Energy Agency, 2011).

Au final, et comme le représente la figure 14, la combinaison de technologies smartgrid, du mode de production décentralisé, des options de stockage et de la proximité par microgrid impactent à différents niveaux la courbe de charge quotidienne sur le réseau :

- La production décentralisée et l'autoconsommation de cette énergie diminuent la demande d'électricité, notamment durant les heures d'ensoleillement ;
- Le stockage de l'énergie aplanit la courbe de demande d'électricité et donc les pics de demande en réinjectant l'énergie au rythme des besoins des consommateurs ;

- L'efficacité énergétique réduit la charge nécessaire au réseau pour répondre à la demande par la proximité entre les sites de production et de consommation par exemple ;
- La réponse à la demande informe les consommateurs de l'état de la demande et les incite à retarder ou avancer leur consommation afin de lisser la demande et d'éviter les pics.

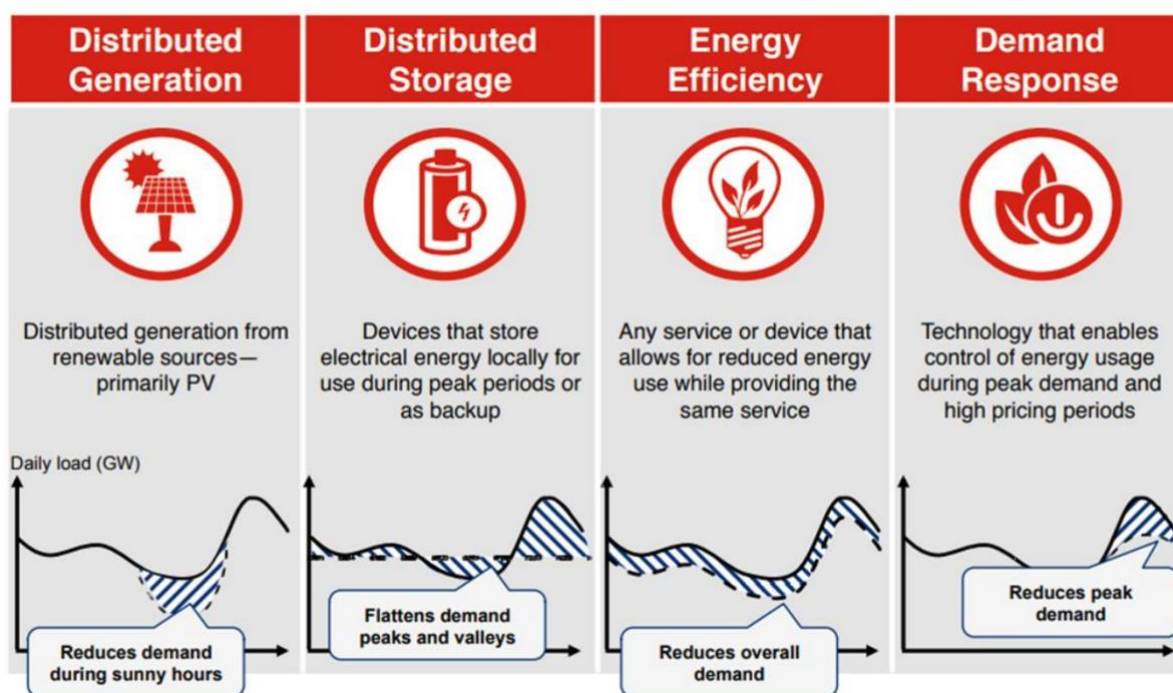


Figure 14. Impacts de la gestion intelligente de l'énergie sur la courbe de charge quotidienne (Scheers, s.d)

Section 4 : Blockchain de l'énergie

Au-delà des technologies prévues à l'optimisation des flux électriques entre les composantes du réseau, de nouvelles technologies, toujours basées sur le concept d'information distribuée et accessible à toutes les parties prenantes challengent aujourd'hui notre manière d'interagir entre consom'acteurs d'un même réseau. C'est le cas de la technologie Blockchain, qui s'applique au secteur énergétique en proposant des transactions décentralisées, sécurisées et consultables à tout moment. L'actualité de la fin de l'année 2017 ayant énormément abordé la

question de l'utilité et de la viabilité des cryptomonnaies, telles que le Bitcoin, nous commencerons par reprendre ces notions en les définissant suite à quoi nous démontrerons leur utilité potentielle dans l'énergie.

La blockchain, ou « chaîne de blocs », est apparue en même temps que la monnaie cryptographique « bitcoin » en 2008. Le bitcoin permet d'acheter des biens et des services mais peut aussi être échangé contre d'autres devises. Contrairement aux monnaies traditionnelles, le bitcoin n'est pas administré par une autorité bancaire unique mais fonctionne de manière décentralisée à travers un ensemble de nœuds. Ces nœuds forment le réseau par lequel se font toutes les transactions. Un registre public sécurisé tient l'historique de toutes ces opérations. C'est en quelque sorte un livre de comptes décentralisé et contrôlé de façon collective, sur le principe du pair à pair (peer-to-peer), à partir d'une base de données distribuée. Ce livre de compte est réputé infalsifiable car il faudrait hacker tous les utilisateurs d'un bloc en même temps afin de falsifier une seule opération (Blockchain France, 2015).

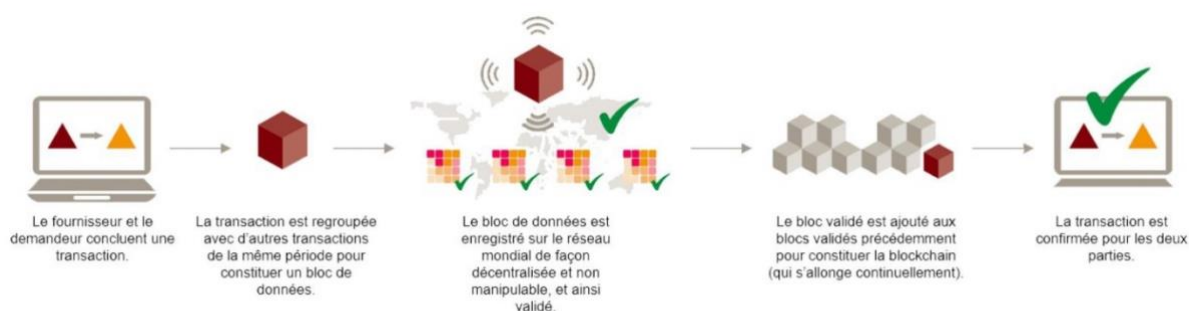


Figure 15. Modélisation de transaction par technologie blockchain (PWC, 2017)

Cette possibilité de pouvoir se passer d'intermédiaires afin d'effectuer des transactions sécurisées directement de pair à pair suscite un engouement sans précédent. A l'heure actuelle, l'utilisation de la blockchain dans le secteur énergétique se développe de manière fulgurante et des projets comme le Brooklyn Microgrid - microgrid urbain que nous analyserons dans la partie étude de cas de notre travail, se veulent être précurseurs dans l'utilisation de cette technologie pour le secteur de l'énergie, plus particulièrement pour les micro-réseaux (Power Technology, 2017). Nous n'aborderons ici que les conséquences ayant un lien direct avec les communautés locales énergétiques. Nous nous abstenons d'expliquer les conséquences que pourrait avoir la blockchain sur des industries tels que celles du pétrole ou du gaz.

Une première question est de savoir quel type de données, autre que le bitcoin, sont susceptibles d'être consultables sur la blockchain. A priori, une blockchain peut contenir n'importe quel type de données. La blockchain Bitcoin, la première créée, mémorise des transactions en Bitcoin de pair à pair. Des blockchains plus performantes permettent d'enregistrer des contrats ou des actions conditionnelles entre des acteurs ; c'est ce qu'on appelle des « smart contracts ». Les « smart contracts », permettent d'ajouter une sorte d'intelligence à la blockchain et d'opérer de manière automatisée des processus préétablis. Ces « smart contracts » peuvent opérer des règles définies au niveau individuel, telles que des spécifications relatives à des volumes, qualités, quantités et prix, et permettent la rencontre autonome entre fournisseurs (PWC,2016) ; c'est par exemple le cas de la blockchain Ethereum. Il est ainsi possible de développer des applications adossées à Ethereum, permettant ainsi de conditionner des échanges d'Ether, monnaie cryptographique permettant les échanges sur la blockchain Ethereum. Il est donc possible de conclure des contrats qui seront intégrés à la blockchain Ethereum et qui bénéficieront ainsi de tous les avantages de sécurité de la blockchain. (Observatoire de l'industrie électrique, 2017).

Pour en revenir aux applications qui pourraient être développées à travers l'utilisation de la blockchain, il va de soi que la désintermédiation fait partie des opportunités majeures. Le développement de systèmes énergétiques décentralisés est au cœur de la transition énergétique et les « prosumers » qui consomment directement l'électricité qu'ils produisent, sont appelés à se développer. Au-delà de l'autoconsommation individuelle, la technologie blockchain est un outil favorisant l'autoconsommation collective. Avec cette technologie, les prosumers pourraient facilement vendre, sans intermédiaires, leur électricité directement à un autre consommateur (PWC, 2016).

Outre la fourniture directe en énergie, d'autres applications sont considérées et font l'objet d'études : l'établissement d'un système de facturation automatisé ou encore le relevé, le décompte et l'archivage autonome. On peut aussi penser des systèmes capables, par exemple, de référencer l'état des installations, des compteurs intelligents ou des installations photovoltaïques. Grâce à un enregistrement décentralisé et donc des données de transactions non manipulables, sont également envisagés la tenue de registres des certificats d'authenticité pour l'électricité verte ou encore des attestations de quotas d'émissions de CO2 (PWC, 2016).

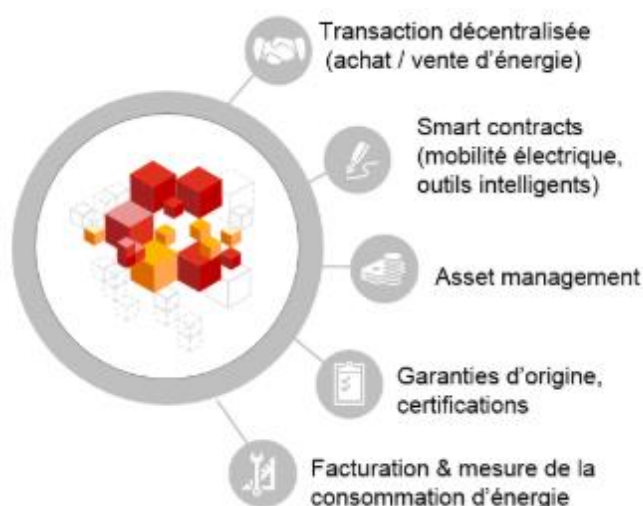


Figure 16. Possibilités Blockchain dans le secteur énergétique (BlockchainDailyNews, 2018)

Il est donc clair que la technologie blockchain peut être considérée comme un levier d'accélération à la mise en place de systèmes d'énergie décentralisés. La combinaison entre un système de transaction peer-to-peer via l'utilisation de smart contracts, l'archivage des registres de propriétés et la gestion décentralisée des transactions rendent possible l'émergence future d'un système de transactions énergétiques décentralisé. De manière pratique, et comme nous le verrons plus en profondeur dans la partie consacrée aux études de cas, l'énergie produite de façon décentralisée serait envoyée vers un consommateur, des compteurs intelligents (smart meters) analyseraient de manière précise l'énergie produite et consommée et les paiements seraient effectués par des blockchains via l'utilisation de smart contracts.

Enfin, la blockchain pourrait également aider de manière conséquente la mobilité électrique. Il suffirait de connecter son véhicule à une borne électrique et la blockchain, toujours grâce à l'utilisation des smart contracts, calculerait instantanément le montant exact d'énergie prélevée de la borne et prélèverait ainsi ce montant sur votre portefeuille.

Néanmoins et comme cela est d'usage lorsque nous parlons de nouvelle technologie, un certain nombre d'obstacles se dresse face au développement de la blockchain. Il y a évidemment nombre de questions d'ordre réglementaire, opérationnel et économique qui restent encore en suspens (PWC, 2016). Il est aussi nécessaire de souligner que dans une

transaction via la blockchain, il est primordial de déterminer qui détient les différents rôles comme l'opérateur des points de mesure, qui détient un agrément permettant de fournir de l'électricité et encore qui est responsable de l'équilibrage du réseau sur lequel passe les transactions.

Une autre question majeure est celle relative à la sécurité des applications utilisant la blockchain : comme pour tout système complexe utilisant des données et opérant sur des réseaux, celles-ci sont exposées à des cyberattaques ou à des défaillances techniques.

Finalement, il apparaît que la consommation énergétique de la blockchain en elle-même est aussi un obstacle au bon développement des applications l'utilisant. A titre d'exemple, une transaction consommerait 737 kWh, soit un peu plus que la consommation par mois d'un système de chauffage de piscine utilisé tous les jours. (Cryptoast, 2018).

Nous pouvons conclure que la technologie blockchain aurait un impact certain sur le développement des communautés énergétiques locales. La désintermédiation et les échanges peer-to-peer sécurisés et instantanés seraient les principaux avantages. Il existe néanmoins certains obstacles à franchir afin de permettre un développement ingénieux.

Partie III : BUSINESS CASES

Comme expliqué à plusieurs reprises tout au long de ce mémoire, il existe principalement deux types de micro réseaux : les micro réseaux de type résidentiels et industriels. Les réseaux résidentiels ont pour vocation d'autonomiser au maximum des quartiers de logements tout en promettant une facture énergétique peu élevée, un aspect de consommation durable voire une sécurité d'approvisionnement énergétique pour les régions les plus reculées. Les microgrids industriels ont, quant à eux, plus vocation à optimiser l'ensemble des flux énergétiques entre les entreprises participantes au micro-réseaux. Cette optimisation a pour but évident de réduire la facture énergétique de l'entreprise, pouvant rendre celle-ci plus compétitive. L'image de l'entreprise vis-à-vis de ses consommateurs est également un enjeu primordial à l'heure actuelle et s'inscrire dans une politique de durabilité par rapport à sa consommation énergétique est un avantage certain. Nous détaillerons plus en profondeur les différentes forces et faiblesses des business cases choisis dans la suite de cette partie.

Chapitre 1 : Brooklyn Microgrid

Le Brooklyn microgrid matérialise la configuration résidentielle des microgrids en exploitant les dernières technologies d'information, de transaction et de production d'énergie dans un même quartier new-yorkais. Ce type d'organisation en milieu résidentiel n'existant actuellement ni en Belgique ni dans les pays limitrophes ou du moins pas de manière aussi poussée technologiquement parlant, nous avons pris la décision de nous baser sur la référence actuelle de microgrid résidentiel. L'objectif ici étant d'en présenter toutes les spécificités et d'évaluer ensuite son potentiel de transposition en Belgique.

Nous commencerons donc par décrire le modèle, son fonctionnement, nous porterons ensuite une analyse SWOT pour en souligner les forces, faiblesses, opportunités et menaces pour finalement entrevoir les possibilités de transpositions en Belgique.



Figure 17. Vue depuis l'appartement d'un utilisateur du BMG (Wholesalesolar, 2017)

Section 1 : Description du Brooklyn Microgrid

Le Brooklyn microgrid est un projet commun entre LO3 Energy, société spécialisée dans l'élaboration de projet liés à la Blockchain et à l'énergie et Siemens, multinationale de l'électronique (Lo3energy, 2017). L'idée de créer ce réseau est survenue suite à l'accélération des évènements climatiques sévères ayant endommagé et causé des problèmes au réseau désuet de Brooklyn. De plus, le réseau électrique conventionnel peinait à s'accommoder aux montants croissants de génération électrique des particuliers et entreprises, principalement à travers la production photovoltaïque (Power-technology, 2017).

La nouveauté de ce projet réside dans le fait que les participants produisant de l'électricité grâce à des panneaux photovoltaïques ont la possibilité de revendre les surplus générés à leurs voisins via l'utilisation de la technologie blockchain, une opération peer-to-peer ne nécessitant pas d'intermédiaires et permettant d'établir des contrats intelligents, infalsifiables et indéformables (Power-technology, 2017).

Le réseau est configuré en microgrid, équivalent d'un circuit court de l'électricité, tel que détaillé dans la partie 2. Initialement, les premiers essais furent menés dans une seule rue, avec seulement quelques participants mais au vu de sa popularité, le système n'a fait que se développer (Power-technology, 2017).

D'un point de vue technologique, le microgrid « TransActive Grid », nom donné pour l'occasion à celui de Brooklyn, combine l'utilisation de compteurs intelligents et l'exploitation de la donnée générée sur ordinateur. Les deux composants mesurent la production et la consommation des participants et partagent cette information aux autres parties prenantes du BMG. La plateforme décentralisée utilisée sur l'ordinateur est dite «

sécurisée de manière cryptographique » et donc inviolable. Les transactions d'achats et de vente sont ensuite réalisées via cette plateforme à travers la technologie blockchain (Power-technology, 2017).

C'est définitivement la possibilité de pouvoir compléter des transactions sécurisées qui permet à ce projet d'exister. Le but est également de créer un business basé sur les échanges d'énergies, ce qui permettrait aux participants de se passer des fournisseurs d'énergies et de ne compter que sur eux-mêmes, à travers la génération d'électricité et de l'amélioration constante des composantes de stockage (Power-technology, 2017).

En plus de permettre des transactions monétaires entre utilisateurs, le BMG permet une transaction énergétique physique entre les utilisateurs. Ainsi, un individu « A », membre du microgrid disposant d'une unité de production et générant un surplus d'électricité par rapport à sa consommation est en mesure de le revendre à un individu « B », producteur nécessitant un surplus d'électricité par rapport à ce qu'il est en mesure de générer ou un simple consommateur. L'individu « A » aura donc un surplus qu'il peut soit stocker dans une batterie en attendant de l'utiliser lui-même, soit revendre. Dans le cas d'une vente, il est nécessaire que la batterie se décharge, libère son énergie et l'envoie vers la personne souhaitée. Pour cela, un signal est nécessaire afin d'envoyer cette information à la batterie de l'individu « A ». Cet échange d'informations représente la combinaison d'opérations entre ordinateur et compteurs intelligents. Sur l'ordinateur, c'est le logiciel de type EMS qui permet la coordination et les échanges d'énergie à un instant « t ».

Sur une vision de long terme, le BMG a été conçu pour fonctionner en parallèle du réseau conventionnel. Ce réseau conventionnel est dans une phase de relancement selon le Gouverneur de New-York, Mr. Andrew Cuomo. Celui-ci prévoit de publier de nouvelles directives rendant le réseau traditionnel plus flexible, résilient et efficace économiquement parlant tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre. Cette réforme, appelée « Reforming Energy Vision », a notamment pour but d'encourager le développement des microgrids et d'une participation communautaire à ces enjeux (Energy Wavestone, 2016).

Selon Richard L. Kauffman, président de l'association « Energy and Finance for NY », le système énergétique idéal est celui qui mélange usines traditionnelles et lignes de transport haute tension avec des clusters de production par des particuliers, du type BMG. Pour lui, le

microgrid est un endroit où « les électrons peuvent circuler dans tous les sens et où l'offre et la demande sont dynamiques - ce qui est différent du grid national que nous connaissons » (Energy Wavestone, 2016).

En ce qui concerne la tarification, jusqu'à présent, la seule possibilité offerte aux producteurs de la Brooklyn Microgrid est la facturation nette (net metering), qui permet de compenser leur consommation d'électricité par la production d'électricité qu'ils fournissent au réseau. Ce « net metering » s'effectue via l'obtention de certificats. Lorsque qu'un producteur, au sein du BMG, produit de l'électricité à travers ses installations, qu'il ne la consomme pas directement et n'est pas en mesure de la stocker, l'électricité est directement renvoyée dans le réseau traditionnel. En injectant cette électricité dans le réseau, le producteur reçoit de la part du BMG des « electricity certificates » (certificats électriques). Ces certificats énumérés permettent de tracer l'électricité injectée dans le réseau conventionnel à partir d'une source d'énergie renouvelable. Ces certificats peuvent ensuite se vendre à des particuliers ou des entreprises, ces derniers les achetant afin de valoriser leur recours à l'énergie verte (Elsevier, 2016).

Cependant, à la suite de l'adoption d'une nouvelle réglementation new-yorkaise, les producteurs pourront bientôt choisir la façon dont leur production d'énergie solaire sera comptabilisée. Les choix incluront la vente de cette production au sein d'un marché énergétique de pair à pair via la blockchain, le stockage de l'énergie par batterie ou le maintien du net metering (Elsevier, 2016).

Les tarifs ne sont pas fixés. Chaque participant communique avec le mini réseau via une application propre au BMG qui lui permet de fixer le prix qu'il est prêt à payer pour son énergie. Il n'est pas tenu d'acheter l'énergie produite par les panneaux solaires ou l'unique éolienne du BMG, une énergie verte dont le coût est plus élevé que l'énergie provenant de sources fossiles. Il peut cependant choisir un mélange des deux. « *Le programme n'a pas pour but de permettre aux consommateurs d'économiser de l'argent, il a pour but de leur offrir un choix* », dit Lawrence Orsini, PDG et cofondateur de LO3 Energy, l'entreprise à l'origine du lancement du BMG en avril 2016 (La Presse +, 2018).

A défaut de disposer des moyens ou de l'espace pour installer leurs propres panneaux solaires, les participants de la Brooklyn Microgrid seront bientôt invités à participer à des

activités de financement participatif qui leur permettront de contribuer à la croissance du réseau et de devenir à leur tour producteur d'électricité. « Le solaire communautaire est un mécanisme par lequel les investisseurs peuvent devenir propriétaires d'une portion d'un panneau solaire », explique Scott Kessler, directeur du développement commercial de LO3 Energy (Energy Wavestone, 2016).

Dans sa configuration, le réseau du BMG est constitué d'une couche physique, consistant en l'infrastructure du réseau et d'une couche virtuelle, représentant la plateforme de marché exploitant la technologie blockchain (Elsevier, 2016).

Les flux d'énergie passent à travers le réseau physique, tandis que l'information générée par ceux-ci se retrouve dans la couche virtuelle. Les données de consommation et de génération d'électricité proviennent des compteurs « transactive⁸ » et sont transférées vers leurs comptes blockchain (Elsevier, 2016).

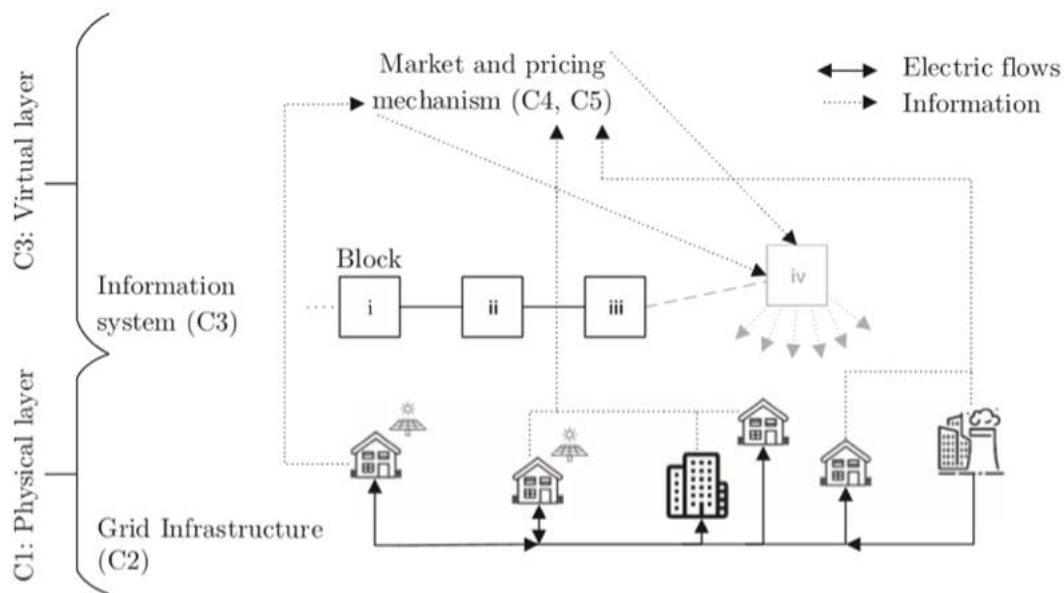


Figure 18. Représentation schématique d'une transaction électrique locale au sein du BMG (Elsevier, 2016)

⁸ Marque des compteurs énergétiques.

Les ordres d'achats et de ventes sont créés grâce aux informations transmises par les compteurs. Ces ordres sont ensuite envoyés au « market mechanism » (mécanismes de marché) soutenu par des « smart contracts ». Lorsqu'il y a une correspondance entre une offre et une demande, le paiement est effectué et un nouveau bloc sur la blockchain est ajouté (le bloc IV de la figure 17). L'information est alors envoyée sur les comptes blockchain des participants à la transaction afin que ceux-ci disposent aussi d'une preuve de l'opération. Le trading est principalement automatisé grâce à l'EMTS, logiciel de gestion énergétique équivalent à un EMS mais focalisé sur le trading (échange financier) (Energy management trading system). Celui-ci exige d'insérer ses préférences dès le début de son utilisation, comme par exemple les sources d'énergies préférées ou encore les limites de prix. La partie virtuelle est implémentée au-dessus de l'infrastructure physique. Celle-ci a pour but d'augmenter la sécurité d'approvisionnement énergétique tout en intégrant la génération d'énergies renouvelables (Elsevier, 2016).

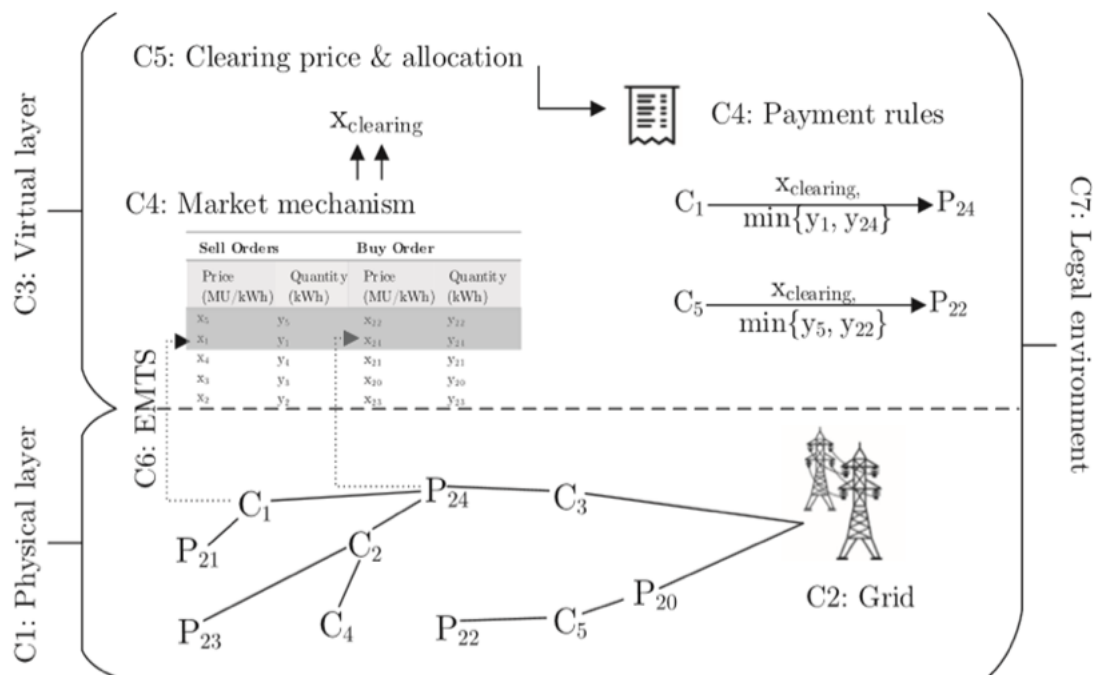


Figure 19. Typologie du BMG (Elsevier, 2016)

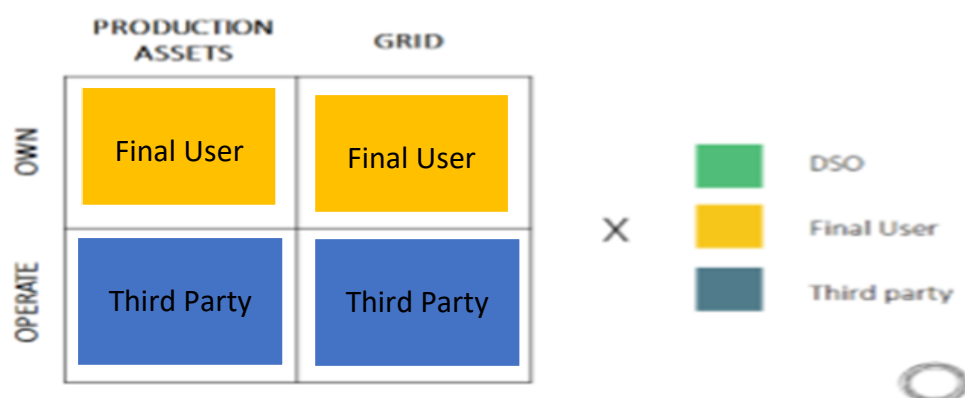
La transaction d'électricité au sein du BMG s'opère comme suit : chaque Prosumer « P_η » et consommateur « C_α » voulant échanger de l'électricité peuvent envoyer des ordres d'achats ou de vente via leur EMTS. Chaque ordre doit contenir une quantité et un prix. A titre

d'exemple, un consommateur C1 pourrait faire une offre à un prix maximum x_1 pour une quantité Y . Le prosumer P24 offrirait quant à lui une quantité Y_{24} pour un prix minimum de X_{24} . Au niveau de l'allocation des offres, le consommateur avec l'offre la plus élevée est référencé en haut de tableau, ensuite la deuxième et ainsi de suite. La dernière offre représente le « market clearing price » pour cette tranche horaire. Les périodes d'échanges ont lieu toutes les 15 minutes. Les consommateurs dont l'offre ne se situe pas sous le « clearing price » seront fournis par des sources d'énergies additionnelles (celles du grid conventionnel) alloués grâce à un système d'offres similaires ou grâce à des prix déterminés. Les transactions financières sont ensuite effectuées entre les participants selon les termes de paiement (Elsevier, 2016).

Du point de vue de la couche virtuelle, les échanges locaux sont effectués et les fonds respectivement transférés. Du point de vue de la couche physique, les consommateurs ont payé leurs voisins producteurs afin d'utiliser l'énergie que celui-ci a produit en surplus.

L'environnement légal définit le cadre réglementaire dans lequel se déroule les échanges d'énergie. A ce jour, les échanges peer-to-peer d'électricité qui n'impliquent pas d'acteur du service public ne sont pas couverts par une régulation pour ce qui est du territoire dans lequel se trouve le BMG. Le BMG mène des négociations avec les services publics afin d'obtenir une licence d'« energy retailer » (Elsevier, 2016).

Nous finirons la description de cette première étude de cas par le business model utilisé dans le cas du BMG. Après avoir effectué une analyse des différents business models existants à l'heure actuelle dans le chapitre 3 de la partie 2, nous allons déterminer à quel business model appartient le BMG. Voici la matrice de base complétée selon nos informations :



D'après la théorie, cette combinaison nous renvoie au modèle dit de « l'utilisateur unique » : l'objectif est de garantir une sécurité énergétique ainsi qu'une diminution des coûts liés à la consommation électrique. Lorsque nous faisons le parallèle entre les objectifs des différentes parties prenantes décrits au début de cette section et le résultat obtenu grâce à la matrice ci-dessus, il nous semble que la sécurité de l'approvisionnement énergétique - un des objectifs primaires du BMG - est réalisé. En ce qui concerne la baisse des coûts, cela n'est pas encore une réalité au sein du BMG mais est en bonne voie si le réseau se développe ces prochaines années.

Section 2 : Analyse SWOT

Afin d'avoir une idée claire sur les forces et faiblesses caractérisant l'environnement interne du Brooklyn Microgrid et les menaces, opportunités caractérisant quant à elles l'environnement externe, nous avons opté pour un outil de diagnostic stratégique appelé matrice « SWOT » (Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats) (Forces, Faiblesses, Opportunités et Menaces) :

- Forces :
 - Le BMG permet d'intégrer une part importante d'énergie renouvelable en ville sans pour autant perturber et encombrer d'avantage l'espace urbain ;
 - Le BMG est reconnu mondialement comme étant le microgrid à la pointe de la technologie, permettant d'exploiter et d'expérimenter des technologies « smart » grids (Elsevier, 2018) ;
 - L'organisation du BMG permet aux participants produisant de l'électricité de la revendre et ainsi générer une source de revenu supplémentaire, constituant un incitant économique pour chacun des membres du réseau. (Siemens, 2018) ;
 - Le BMG est résilient et permet de parer aux événements météorologiques susceptibles de perturber le réseau principal. Les sources de production étant diverses et intégrées à différents endroits, il est dès lors moins probable qu'une coupure majeure de courant se produise sur le réseau du BMG. (Siemens, 2018) ;
 - La législation new-yorkaise étant beaucoup plus libérale que ce que nous connaissons en Europe, les microgrids ne représentent pas une menace pour les

opérateurs mais un nouveau défi à relever. New York expérimente aujourd'hui le « Community Choice Aggregation » ; ce modèle incite le développement de communautés énergétiques en laissant la possibilité aux autorités locales d'acheter leur électricité aux microgrids. Ce système permettrait à des initiatives comme le BMG de se positionner en réel concurrent face aux acteurs traditionnels de l'énergie (Wavestone, 2016) ;

- Le dernier point et ce qui permet vraiment au BMG d'exister est l'engouement social actuel envers une consommation et une production plus adaptée aux impératifs auxquels nous faisons face, tant au niveau environnemental que sociétal. Le changement climatique est une réalité et beaucoup de citoyens désirent s'engager dans des projets impactant de manière positive l'environnement. L'aspect le plus attractif au-delà de cette cause commune demeure dans la dimension collaborative et communautaire du projet. (Wavestone, 2016).
- Faiblesses :
 - La principale faiblesse du BMG réside dans son côté novateur. Il n'existe pas, pour l'heure, d'étude déterminant la rentabilité ou non du projet. La technologie utilisée, la blockchain, n'en est aussi qu'à ses débuts et il sera donc nécessaire d'analyser en profondeur la viabilité économique et technologique de ce type de projet dans les prochaines années ;
 - Une autre faiblesse réside dans la délimitation géographique du BMG. Théoriquement le réseau ne pourrait que croître d'années en années et ainsi connaître des problèmes auxquels font face les réseaux traditionnels tels que l'équilibrage du réseau.
- Opportunités :
 - La conscientisation croissante de la population à la problématique environnementale peut engager un nombre croissant d'individus à adhérer à ce type d'organisation, soit en étendant les microgrids existants, ou en développant de nouveaux, gérés par la collectivité, contribuant donc au développement du renouvelable dans les espaces urbains et les endroits plus reculés ;

- Les perturbations climatiques étant de plus en plus fréquentes, il est probable qu'un nombre continu de personnes souhaite être connecté à un réseau se voulant plus résilient que le réseau traditionnel ;
- Comme cité dans les forces, la législation new-yorkaise encourage le développement de communautés énergétiques locales. Cela représente évidemment une opportunité pour le BMG de se développer davantage. (Wavestone, 2016) ;
- Identifier et créer de nouveaux incitants financiers et business models afin d'encourager une implication de la communauté et la création de nouveaux emplois, renforçant ainsi l'économie locale.
- Menaces :
 - Une menace certaine à l'heure actuelle repose dans les coûts de gestion du réseau : la question de savoir comment le réseau traditionnel sera financé si de plus en plus de gens se désolidarisent. Cette menace fait écho aux problèmes auxquels les autorités belges font face quant au développement des communautés énergétiques locales (Interview Philippe Henry, 2018).

Section 3 : Perspectives d'implémentation d'un microgrid de type BMG en Belgique

Afin de savoir s'il est envisageable de voir des projets du même type que le BMG se développer en Belgique, il nous semblait pertinent d'en étudier les perspectives d'implémentation dans notre pays. Par conséquent, nous nous intéresserons principalement aux points dits de « blocages », ceux mettant en péril à l'heure actuelle le bon développement d'un micro-réseau de ce genre.

Après réflexion, nous avons regroupé les points de blocage en trois groupes : le premier est législatif, le second concerne la performance de notre réseau et le troisième regroupe les conflits d'intérêts entre les parties prenantes chapeautant l'organisation et l'exploitation des microgrids en Belgique.

Premièrement, il est nécessaire d'avoir un statut de fournisseur d'énergie afin de pouvoir vendre de l'énergie à quiconque, qu'il s'agisse d'un voisin ou non. De plus, les différents gouvernements régionaux encouragent le principe de solidarité par rapport aux coûts du réseau. Les nouveaux tarifs mis en place, malgré une pression de l'Europe pour l'aide au

développement des communautés énergétiques, ne sont donc pas en faveur des citoyens désirant se désolidariser du réseau, dans le but de s'associer à un microgrid ou simplement de consommer exclusivement leur propre énergie générée localement. Il est à l'heure actuelle peu avantageux de se désolidariser du réseau au vu des tarifs « prosumers » mis en place par les différents gouvernements régionaux belges⁹.

Deuxièmement, le réseau belge fonctionne efficacement et se trouve en bon état en comparaison à l'état général des réseaux à l'échelle mondiale. Ces capacités de résilience du réseau face à des événements climatiques ou autres ne sont donc pas indispensables dans nos régions - objectifs recherchés dans le cadre du BMG.

Troisièmement, et comme cela sera expliqué plus en profondeur dans l'étude de cas suivante, des autorisations spécifiques sont requises pour lancer un projet de micro réseau à l'heure actuelle en Belgique. Une des autorisations requises est celle du GRD actif dans la région dans laquelle le microgrid doit se déployer. Sachant que le business des GRD est mis à mal par le développement des microgrids, il va de soi que cette autorisation n'est pas aisée à obtenir. Nous détaillerons plus en profondeur ce point dans l'étude de cas suivante.

En conclusion, ce type de projet n'est pas près de voir le jour en Belgique. Bien qu'il existe une réelle volonté politique d'avancer dans la transition énergétique et une volonté citoyenne de pouvoir jouer un rôle à son échelle, il nous semble qu'il subsiste encore de trop nombreuses barrières afin de pouvoir répliquer un modèle de ce type en Belgique à moyen terme.

Chapitre 2 : Merygrid

Le second modèle de microgrid sur lequel notre étude se base étant le microgrid sur site industriel ou commercial, nous avons pris comme modèle d'illustration le microgrid de Mery, nommé « Merygrid ». Inauguré le 1^{er} Juin 2018, ce projet est une première en Belgique dans l'expérimentation de microgrid puisqu'il combine physiquement les ressources des trois entreprises sur un même site dans un objectif d'autoconsommation. Bien que ce microgrid

⁹ Voir Partie 3, en section 1 du chapitre 3.

soit fort récent, le mode de fonctionnement repose sur les fondamentaux des microgrids du même genre. De plus, l'étude d'un projet existant en Belgique nous permet de mesurer, sans projection, les véritables possibilités et enjeux.

Comme précédemment, notre étude présentera une description du projet, une analyse SWOT ainsi qu'une réflexion des perspectives d'évolution de projets similaires en Belgique.

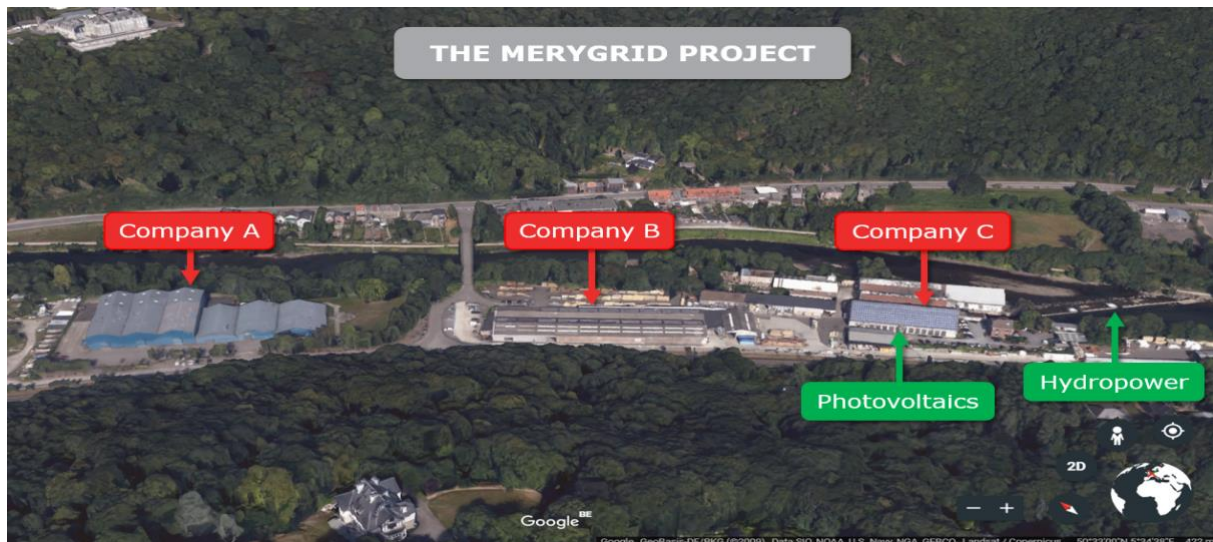


Figure 20. Vue d'ensemble du projet Merygrid (REWallonia, 2016)

Section 1 : Description du projet Merygrid

Le projet Merygrid est financé par la Wallonie mais piloté par Nethys en collaboration avec l'Université de Liège. Ce projet prend place à Mery, petit village au sein de la commune d'Esneux, le long de l'Ourthe.

Il s'agit d'un réseau local auquel sont raccordés des moyens de production et une unité de stockage d'énergie. Les objectifs reconnus à terme sont de maximiser les échanges locaux d'énergies entre les trois PME participantes au projet (C.B.V, MeryBois et MeryTherm), d'optimiser les interactions financières avec le réseau public de distribution d'électricité - la conception novatrice en elle-même d'un microgrid et des systèmes de stockage s'y rattachant - et enfin la création d'un logiciel de monitoring énergétique (EMS) adapté aux microgrids industriels (Interview RESA, 2018).

Néanmoins, du fait que Merygrid est un projet pilote et que les réseaux locaux ne sont pas encore autorisés en Wallonie, le projet a une durée de vie limitée. Nethys, propriétaire de RESA, le gestionnaire du réseau de distribution de la région, s'est vu contraint d'obtenir une dérogation auprès de la CWA

PE afin de pouvoir réaliser ce projet. Un rapport décrivant l'aspect innovant, les bénéfices que le projet pouvait apporter, une liste des partenaires clés, l'autorisation du GRD local et une démonstration que l'entreprise ne profite pas d'un effet d'aubaine ont également été exigés. De plus, la région Wallonne a imposé et contre une partie de son financement, que le site soit remis en l'état actuel après la période autorisée d'essais (Interview RESA, 2018).

Le point de départ, comme nous le disait Mr. Simon Lachi, ingénieur projet au sein de Nethys/Resa travaillant sur le projet Merygrid, « *s'est fait en discutant avec un producteur qui disposait de 200 kVA¹⁰ de puissance hydroélectrique situé le long de l'Ourthe et le constat était le suivant : sur une année il produit environ 1000 MWh mais la consommation totale du site n'est que de 600 MWh et malgré cela, à plusieurs de moments de l'année, il doit acheter de l'énergie sur le réseau* ». Il existait donc une opportunité visant à consommer cette énergie de manière plus optimale (Interview RESA, 2018).

Le Merygrid n'a pas pour but d'être indépendant du réseau traditionnel. On remarque qu'il y a une interaction (symbolisée dans la figure 21 par une flèche à double sens) entre le réseau public de distribution et le réseau de distribution du microgrid. Le microgrid a pour vocation de se suffire à lui-même lorsque les consommations des trois PME présentes sur le site ne dépassent pas le montant d'électricité produit par le microgrid via les turbines hydroélectriques immergées dans l'Ourthe ou par les panneaux PV installés sur le site, ci-dessous indiqués par les formes vertes. Les entités consommatrices d'énergie sont représentées en rouge. Il est nécessaire de noter que les deux fours appartiennent à Merytherm. Les flux d'électricité présents sur le site dans le but d'optimiser ceux-ci sont supervisés par un EMS ici schématisé par le rectangle jaune « supervision ». Un ensemble de

¹⁰ « Le kilovoltampère (kVA) mesure la puissance électrique apparente d'une installation (le kilowatt kW mesure la puissance active). Comme un voltampère est égal à un Watt ($1[VA]=1[W]$), on exprime dans le langage courant la puissance d'un compteur électrique en kVA ou en kW. » (Selectra, s.d).

batteries lithium-ion assure le stockage de l'énergie produite sur le site, représenté en bleu sur la figure suivante (Tweed, 2018).

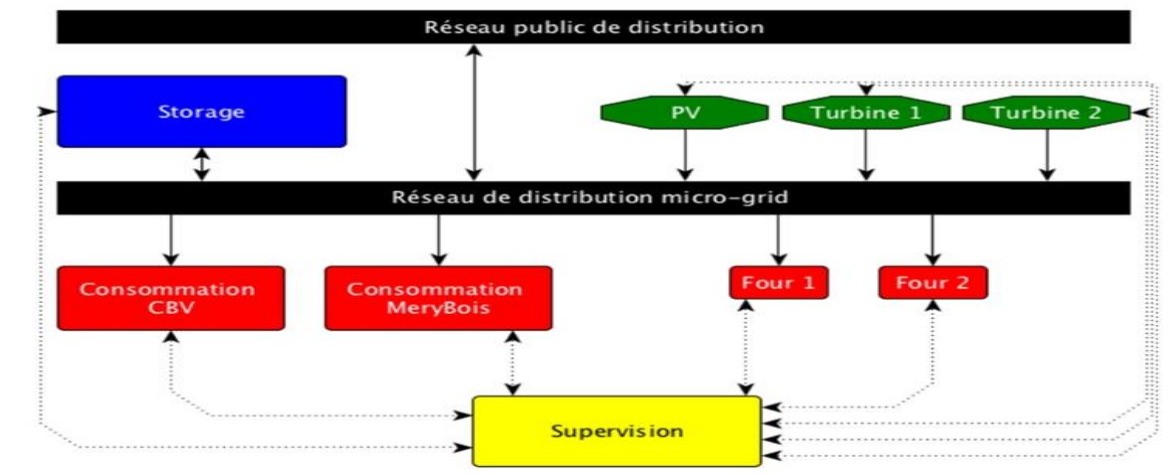
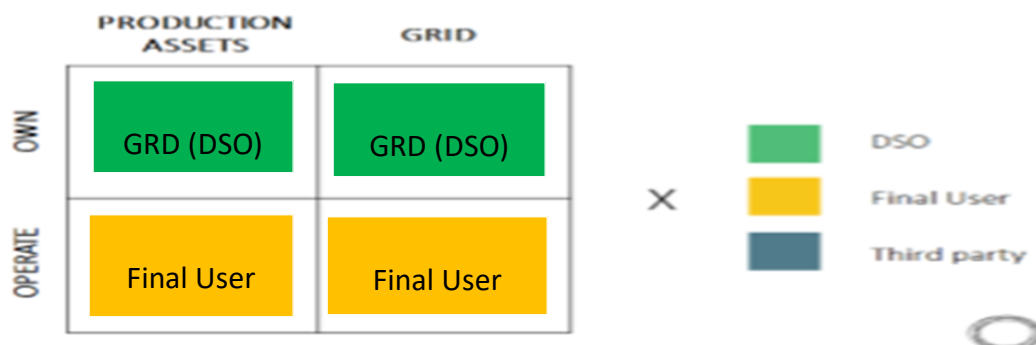


Figure 21. Vue d'ensemble schématique de l'organisation du projet Merygrid (RESA, 2018)

La décision de facturation s'opère ici sur deux niveaux distincts. Il est premièrement nécessaire d'optimiser les revenus pour l'ensemble du microgrid et secondement, contrairement aux microgrids résidentiels comme le BMG, d'effectuer une répartition optimale et équitable du profit entre les membres du réseau.

En ce qui concerne l'optimisation du profit de l'ensemble du microgrid, nous parlons ici des échanges d'énergies et des services auxiliaires avec le réseau traditionnel mais également de la tarification classique entre le microgrid comme entité, et le réseau traditionnel. Lorsque nous parlons de la répartition optimale et équitable du profit nous entendons une répartition résultant d'un problème d'optimisation entre les différents sites et des échanges internes au micro-réseau (Tweed, 2018).

Nous finirons la description de cette deuxième étude de cas par le business model utilisé dans le cas du Merygrid comme nous l'avons fait précédemment pour le BMG. Si nous utilisons et complétons la matrice des business models, voici ce que cela nous donne :



D'après la théorie, cette combinaison nous renvoie au modèle dit du « GRD ». Comme la théorie nous le dit, dans ce modèle, le GRD possède et exploite l'ensemble du microgrid. Dans ce cas-ci le GRD concerné n'est autre que RESA, filiale du groupe Nethys en charge du projet. Le modèle « GRD » ne privilégie pas la sécurité énergétique par rapport à la baisse des coûts ou par rapport à la durabilité du projet. Ce modèle se trouve donc au confluent des trois aspects.

Section 2 : Analyse SWOT

- Forces :
 - Réduction de la facture énergétique et économie d'énergie. De par une production d'électricité sur le site et de l'autoconsommation de cette énergie, les différentes PME actives dans le projet espèrent consommer une électricité moins chère que celle qu'ils utiliseraient sur le réseau principal. Quand nous parlons de réduction de facture énergétique, il est aussi nécessaire de parler de « peak shaving » (lissage de pic). Ce terme fait référence à la diminution des coûts liés à l'utilisation d'énergie lors des périodes où l'entreprise en utilise le plus. Une des stratégies pour le « peak shaving » est d'utiliser une source alternative d'énergie lors de ces périodes de grande consommation (Clifford Power, 2018). Le but est évidemment d'utiliser une source d'énergie moins coûteuse que celle disponible via le réseau traditionnel. En guise d'illustration, lorsque les gestionnaires des entreprises/energy managers savent qu'ils vont devoir consommer un certain montant d'énergie pour satisfaire l'une de leurs activités, ils sont désormais en mesure d'utiliser de l'énergie provenant de panneaux photovoltaïques, stockée par batteries. Une autre source de réduction

de la facture énergétique provient de l'efficacité de l'énergie produite. Effectivement, nous avons une amélioration de l'efficacité lorsque le montant d'input nécessaire à la réalisation d'un output diminue. Ceci est le cas dans un système de micro réseau. En sachant que l'énergie se perd lors d'un transport sur une distance trop longue, le micro réseau solutionne ce problème en diminuant significativement la distance à parcourir. Il faudra donc moins d'énergie à injecter au départ du circuit pour parvenir au même résultat par rapport à réseau plus étendu (KHEMID, s.d). Le fait de pouvoir vendre des produits auxiliaires auprès d'Elia constitue un revenu pouvant contrebalancer et donc diminuer le poids de la facture énergétique. En réduisant sa facture énergétique, une industrie peut espérer, sur un laps de temps allant du moyen au long terme, obtenir un avantage compétitif par rapport à ses concurrents ;

- Diminution de consommation de CO². Une autre force certaine de ce projet est la diminution de la consommation de dioxyde de carbone de par l'intégration de sources de production d'énergie renouvelable dans le mix énergétique du site Merygrid. Cette diminution permet à la région, voire au niveau de l'état, d'atteindre au plus vite les objectifs fixés par l'UE ;
- Image des entreprises concernées : dans le contexte dans lequel nous évoluons, l'image que renvoie une entreprise est devenue essentielle. La responsabilité sociétale des entreprises est devenue une préoccupation majeure dans notre société (SPF Economie, 2018). Il est donc évident que des entreprises soutenant l'utilisation d'énergies renouvelables et participant à des projets de microgrid bénéficieront d'une image positive auprès du public ;
- Autonomie des entreprises prenant part à un microgrid. Même si dans le cas du Merygrid les entreprises font toujours appel au réseau traditionnel lors des périodes de consommation importante ou par manque de production de renouvelable en raison de conditions climatiques défavorables ou pour d'autres raisons, le microgrid est capable de fonctionner en autonomie. Cette caractéristique détache les entreprises concernées de leur dépendance au réseau principal et des incidents susceptibles de causer des perturbations ;
- Dynamisation de l'économie locale. L'établissement d'un microgrid et la complexité des interactions en découlant permettent de mettre en contact toute

une série d'acteurs locaux. Dans le cas du Merygrid, nous voyons qu'il existe une coopération entre l'université de Liège, le groupe Nethys dont fait partie RESA et différents acteurs locaux comme CE+T, entreprise spécialisée dans les solutions de stockage.

- Faiblesses :
 - Cadre réglementaire évolutif et lacunaire : actuellement, il existe un cadre réglementaire concernant l'autoproduction et l'autoconsommation mais il n'existe aucun contenu spécifique au recours à des unités de stockage ou aux échanges d'énergies entre plusieurs entités. Le projet se déroule donc dans un cadre législatif évolutif, expérimental et local. Le caractère provisoire de ce projet peut potentiellement limiter le déploiement de son plein potentiel (RESA, 2018).
 - Le retour sur investissement (ROI) : le ROI pour ce genre de projet n'est pas intéressant pour les parties prenantes étant donné les rendements envisageables au regard des investissements initiaux nécessaires (Interview RESA, 2018). Le principal objet de coût sont les différentes technologies exploitées afin de faire fonctionner correctement le microgrid. Nous pouvons citer le développement d'un EMS et de la mise en place des moyens de stockage¹¹. Comme nous le disait Mr. Simon Lachi « [...] *néanmoins si on regarde l'ensemble, l'achat du système, la cabine, on voit très bien que sur la durée de vie de la batterie par exemple le projet ne sera pas rentable* » (RESA, 2018).
- Opportunités :
 - Possibilité de soulager le réseau et de fournir des services au gestionnaire du réseau. En effet, lorsque la demande en électricité est trop importante sur l'ensemble du territoire il est possible pour les microgrids de passer en mode « ilotage » et ainsi se retirer du réseau. Le microgrid, comme expliqué dans la section décrivant les différentes sources de revenus pour les microgrids,

¹¹ Nous avons rencontré deux membres de Nethys, organisation chapeautant le projet Merygrid, dont l'ingénieur en chef du projet. Les coûts ne nous ont pas été dévoilés pour cause de « secret des affaires » mais il nous a été confirmé que le ROI attendu d'un tel projet « test » n'était effectivement pas élevé.

permet d'aider à équilibrer le réseau quand celui-ci en a besoin. La liste des différents services possibles, reconnus sous l'appellation « produits de services auxiliaires », pouvant être rendu au gestionnaire du réseau - Elia dans ce cas-ci - sont disponibles sur son site internet (Elia, 2018). En voici la liste :

Réglage primaire de la fréquence (0-30 sec) – R1 : l'objectif du réglage primaire de la fréquence est de maintenir l'équilibre entre la production et la consommation au sein du réseau à haute tension européen interconnecté (Elia, 2018) ;

Le réglage secondaire (30 sec - 15 mn) – R2 : réserve secondaire symétrique qu'Elia peut activer pour équilibrer son propre réseau, qu'elle achète auprès des producteurs belges raccordés au réseau Elia (Elia, 2018) ;

Réglage tertiaire avec volumes réservés (15 min) – (R3 Std/R3 Flex) : Elia achète des réserves tertiaires auprès des producteurs belges ainsi qu'auprès des charges raccordées au réseau de transport et de distribution (Elia, 2018) ;

Réglage tertiaire avec volumes non-réservés – (R3 Non-Reserved) : des ressources non-CIPU (production comme demande) peuvent offrir des volumes de puissances non-réservés à Elia. Les volumes offerts sont soumis via la plateforme web BMAP (Balancing Market Platform). Les fournisseurs sont activés par Elia en cas de besoin et sont uniquement rémunérés pour l'énergie livrée (Elia, 2018) ;

Le réglage de la tension : le règlement technique fédéral impose aux producteurs disposant d'unités de plus de 25 MVA de contribuer à la production et à l'absorption de puissance réactive pour maintenir la tension dans l'intervalle requis (Elia, 2018) ;

Black Start : conformément à ses obligations, Elia prévoit de pouvoir reconstruire son réseau en cas de black-out. Pour cela, elle s'appuie sur des unités de production capables de démarrer sans apport extérieur d'électricité (Elia, 2018).

- Réalisation des objectifs européens en termes de pénétration du renouvelable et diminution globale des émissions de CO₂. Ce type de projet encourage à l'expérimentation de nouvelles initiatives de ce genre, de nouveaux modèles de consommation, afin d'atteindre au plus vite les objectifs fixés par l'UE ;
 - Démocratisation du prix des unités de production et de stockage. Il est clair qu'une baisse du prix des unités de production pour de l'énergie renouvelable, des panneaux photovoltaïques par exemple, allant de pair avec une baisse du prix des unités de stockage, les batteries, aurait un effet bénéfique sur la pérennisation des microgrids ;
 - Augmentation du prix des énergies fossiles. Si le prix des énergies fossiles continue d'augmenter dans les prochaines années, il est certain que de plus en plus d'initiatives de type Merygrid verront le jour au titre d'alternative à nos modes historiques d'alimentation en énergie, devenus trop onéreux.
 - Intensification des mesures contre les entreprises polluantes. Au même titre qu'une taxe sur le dioxyde de carbone rejeté par les entreprises, d'autres initiatives pourraient voir les jours ces prochaines années afin d'inciter les entreprises à diminuer leur empreinte écologique. L'intensification de ces mesures ne peut qu'être de bon augure pour le développement de projet du style Merygrid.
- Menaces :
 - Le choix des technologies utilisées : comme expliqué ci-dessus, les technologies exploitées pour ce type de projet ne sont, pour la plupart, pas encore au point. Il est dès lors raisonnable de se poser la question de savoir si les technologies sollicitées pour ce projet auront été les plus adéquates pour un projet s'étalant sur une vingtaine d'années. Quand nous parlons des technologies dans le cas du Merygrid nous pensons plus particulièrement à l'EMS qui sera mis en place au sein du micro réseau et des batteries utilisées afin de stocker l'énergie produite ;
 - Changement dans la réglementation Européenne : Il se peut que l'Europe décide dans les prochaines années de favoriser une interconnexion entre les pays et d'inciter une production et une intégration d'énergie renouvelable selon la théorie de l'avantage comparatif. Par exemple, les pays du sud, profitant

d'un ensoleillement supérieur en comparaison aux pays du nord, produiraient dès lors à partir de panneaux photovoltaïques tandis que ceux du nord utiliseraient l'énergie éolienne ou hydroélectrique. Autrement dit, si l'Europe décide de développer un super grid Européen, il se peut que des dispositions soient prises afin d'éviter ou de décourager le développement de communautés énergétiques locales.

Section 3 : Perspectives d'évolution de projets de type Merygrid en Belgique

Contrairement au Brooklyn Microgrid, le Merygrid est un projet développé en Belgique, par des acteurs belges, facilitant une multiplication de ce genre de microgrid industriel si l'expérimentation de celui-ci se solde par des résultats positifs. Le lancement officiel du microgrid a eu lieu fin mai 2018. Par conséquent, les informations liées à la rentabilité du projet ne sont pas encore disponibles. Néanmoins, selon les responsables de la société Nethys, le projet fonctionne et les gains pour les entreprises participantes sont certains. Toutefois, rien ne garantit une multiplication de ce type de projet sur base de ce postulat.

Comme nous l'expliquerons plus en détail dans la section 1 du chapitre 3 de cette même partie, le cadre législatif belge est lacunaire. Celui-ci ne permet pas à n'importe qui de lancer son projet de micro-réseau (Interview RESA, 2018).

En effet, comme le précise les responsables de Nethys interrogés, une série non négligeable d'autorisations, d'accords et autres feux verts administratifs et légaux, provenant de différentes autorités, sont nécessaires pour entamer un projet microgrid (Interview RESA, 2018).

Le problème majeur est celui de l'autorisation nécessaire du GRD, le projet Merygrid soulève donc un certain doute quant à la neutralité de certains acteurs dans le projet. Dans le cas du projet Merygrid, chapeauté par Nethys, le GRD local n'est autre que RESA, filiale de Nethys. Lors de notre interview il nous avait été confirmé que la « décentralisation de la production énergétique » constituait clairement une menace pour l'activité des GRD. Nethys, au travers de RESA, développe donc des outils et des connaissances dans le domaine de l'exploitation des microgrids, éventuellement pour les appliquer à de futurs projets (Interview RESA, 2018).

Ce monopole de l'information et de l'expertise sur les microgrids détenu par les GRD pourrait limiter la provenance de projets similaires à l'avenir.

Finalement, il est possible que ce genre de projet de microgrid industriel se développe en Belgique mais sous le contrôle d'organisations ou d'entreprises ayant une certaine autorité sur le secteur énergétique belge. Il ne faut dès lors pas s'attendre à une avalanche d'initiatives locales, sollicitant des entreprises n'ayant aucun lien avec le monde de l'énergie (Interview RESA, 2018).

Chapitre 3 : Perspectives d'évolution de l'énergie collaborative en Belgique

Ce chapitre sera consacré aux perspectives d'évolution du modèle de l'énergie collaborative en Belgique. Nous traiterons donc des barrières éventuelles susceptibles de contraindre le développement des solutions existantes, la mise en place de solutions plus évoluées, ou encore l'application en Belgique de solutions existantes dans d'autres pays.

Nous nous pencherons donc sur la législation relative à l'autoconsommation, composante indispensable aux microgrids ainsi qu'aux points de blocage spécifiques empêchant l'évolution des modèles collaboratifs de l'énergie mais également aux scénarios d'évolution possible pour les marchés européen et belge par extension. Enfin, nous aborderons un projet de microgrid, combinant l'industrie et l'habitat en intégrant les dernières technologies relatives à l'énergie et à l'information. Cette dernière illustration aura pour but d'informer le lecteur des intentions de la Belgique en matière d'innovation énergétique en dépit des nombreux obstacles auxquels les acteurs derrière cette initiative risquent de se heurter.

Section 1 : La législation sur l'autoconsommation et les points de blocage

Le terme « microgrid » n'apparaissant pas tel quel dans les textes de lois, il sera nécessaire de nous référer au terme d'autoproduction ou encore de production décentralisée, inhérent aux activités que l'on retrouve sur un « microgrid ». La caractéristique d'échange de flux d'énergie, propre à l'activité des microgrids n'est pas autorisée en Belgique. En effet, les projets pilotes concernant des microgrids nécessitent des autorisations spéciales auprès des autorités compétentes pour le lancement de leur expérimentation. Afin de bien cerner le problème, nous nous sommes basés sur le plus petit microgrid susceptible d'exister : une maison. Nous

ne parlerons donc pas d'échanges de flux énergétique mais d'autoproduction et d'autoconsommation.

Dans la loi c'est le terme « production décentralisée » qui apparaît comme terme de référence pour traiter de ce sujet. Commençons par le définir : la production décentralisée désigne la production d'énergie électrique à l'aide d'installations de petite capacité, raccordées au réseau électrique à des niveaux de tension peu élevée (Engie, 2016). Dans un pays comme la Belgique, la production décentralisée est souvent produite par le recours aux panneaux photovoltaïques. Dans les textes juridiques, les unités de production décentralisée sont définies sur base de deux notions : la capacité maximale de production (max 10 kVA) et les moyens de raccordement au réseau principal de distribution (APERe, 2018).

A l'heure actuelle, l'approche juridique quant à la production décentralisée se concentre sur le secteur résidentiel, il en sera donc de même pour l'analyse qui suit malgré le fait que les aspects législatifs étudiés restent pertinents en ce qui concerne les entreprises souhaitant avoir recours à l'autoproduction/consommation. Les exploitants d'une unité de production décentralisée sont donc à la fois considérés comme producteurs mais aussi comme consommateurs d'électricité. C'est à partir de cette constatation que le terme « prosumers » a fait son apparition, dépeignant un acteur répondant à la fois aux critères de producteur et de consommateur d'électricité.

De manière générale, les activités consistant en la production et celle de consommation ne se déroulent généralement pas aux mêmes moments. Concrètement, si nous gardons comme exemple la production photovoltaïque, le pic de production a lieu durant le temps de midi, moment où le soleil est à son apogée tandis que les pics de consommation ont lieu le matin et le soir. Les moyens de stockage d'électricité n'étant pas encore assez développés technologiquement parlant et accessibles, ceux-ci n'ont pas encore leur place au sein de la législation existante. A défaut de solution, il est supposé que le prosumer utilise le réseau de distribution traditionnel comme « tampon ». Lorsqu'un particulier ou une entreprise produit moins qu'il ne consomme, il va consommer de l'énergie nécessaire à ses activités grâce au réseau principal tandis qu'à l'inverse, s'il produit plus que ce qu'il ne consomme, il injecte son surplus sur le réseau. D'un point de vue législatif, on considère donc que le prosumer utilise le réseau « deux fois » (D. VERHOEVEN, 2015).

Une première question que soulève ces prosumers est celle de l'accès au réseau électrique. En effet, l'utilisation du réseau est déterminée par son accès. L'accès de ce dernier est garanti pour les prosumers malgré des critères légèrement différents entre chaque juridiction. Nous n'entrerons pas plus dans les détails à ce sujet.

En ce qui concerne la tarification, c'est-à-dire le prix pour lequel un prosumer utilise le réseau, celle-ci se base simplement sur l'énergie nette prélevée sur le réseau (net metering) – quantité prélevée moins quantité injectée.

Le problème est que dès lors certains considéraient que les prosumers ne contribuent pas assez aux coûts du réseau. Les coûts liés au financement des structures et autres des GRD/GRT restant les mêmes, moins il y a de personnes pour payer le gâteau, plus les parts sont grosses. Nous pouvons même faire l'hypothèse que si le prosumer injecte autant qu'il consomme, celui-ci n'aura aucun frais d'utilisation du réseau alors qu'il l'aura utilisé deux fois (GELDHOF, W., DEGREEF, C. 2014).

Les coûts d'utilisation du réseau¹² sont en effet des tarifs de distribution d'énergie prélevés directement sur la facture du consommateur final. La manière dont l'utilisation du réseau est tarifée dépend du GRD actif au sein de la région dans laquelle se trouve le consommateur final.

Le problème est que les GRD réclament que les prosumers paient également une part équitable des coûts liés au réseau afin de récupérer les investissements réalisés. Nombre de GRD cherchent donc à faire alourdir la part des charges fixes liées aux coûts d'utilisation du réseau et de diminuer les charges variables afin d'éviter une tarification sur base d'une consommation nette (pouvant être nulle pour certains prosumers) (KIND, s.d). L'inquiétude souvent soulevée par les GRD est que la différence perdue doive être prise en charge par le reste des utilisateurs du réseau, n'utilisant quant à eux pas de moyen de production décentralisée (Raponline, 2016).

¹² Décrit dans la partie 1, au chapitre 3.

De leur côté, les prosumers font valoir le fait que leur participation au réseau électrique engendre des gains pour les GRD, ceux-ci surpassant même les tarifs réclamés. Ces prosumers se considèrent donc sous-compensés pour les services qu'ils fournissent/pourraient fournir au réseau¹³.

Voyons, pour commencer, ce que dit l'Europe à propos de la production décentralisée ainsi que sa vision pour le futur. Il ne faut pas oublier que bon nombre de lois introduites chez nous proviennent de directives européennes et que donc la vision de l'Europe impactera plus que probablement notre législation future.

Dernièrement, la Commission européenne a présenté une proposition visant à repenser le marché européen de l'électricité. Cette proposition, connue sous le nom de « paquet hiver », impactera plus que probablement le marché européen de l'énergie de manière générale mais aussi la production décentralisée à plusieurs égards. Le but principal est de replacer le consommateur au cœur du marché, de lui redonner du « pouvoir ». En résumé, ce nouveau paquet montre bien à quel point l'Europe de l'énergie est importante pour les décideurs politiques. Le nouveau cadre législatif qui en émanera fera office de socle de base pour la stratégie énergétique européenne pour la période 2020-2030. Le parlement européen s'était quant à lui déjà positionné sur les efforts à accomplir pour réaliser la transition énergétique, définissant celle-ci comme le passage à un système énergétique plus décentralisé (Parlement européen, 2016). C'est à cette fin que le Parlement avait invité la Commission et les différents Etats membres à favoriser l'autoproduction énergétique. L'organe législatif souhaitait pour l'Union « un cadre réglementaire clair pour l'autoconsommation d'énergie renouvelable et pour les communautés [...] d'énergie renouvelable, qui tienne compte de tous les avantages lors de la conception des mécanismes de paiement pour la vente de la production excédentaire, l'accès au réseau et son utilisation ».

En ce qui concerne les prosumers, le Parlement estime qu'ils « devraient pouvoir accéder au réseau énergétique et au marché de l'énergie à un tarif équitable et ne devraient pas être pénalisés par des taxes ou des redevances supplémentaires » et remarque « avec

¹³ Ces services sont décrits dans la partie 2, en section 1 du chapitre 2.

préoccupation » les initiatives prises par certains États membres pour instaurer des obstacles à l'exercice du droit à l'autoconsommation et à l'autoproduction ».

Finalement, la directive actuelle énonce « qu'il convient de permettre le développement des technologies décentralisées qui utilisent des énergies renouvelables [dans des conditions non discriminatoires et sans entraver le financement des investissements d'infrastructure] » (Parlement européen, 2017).

En conclusion, les états doivent mettre en place des mécanismes incitants le développement de la production décentralisée tout en permettant aux GRD d'accomplir leur mission.

Au niveau des différents systèmes de tarification en Belgique, la réglementation en région flamande stipule que le détenteur d'une petite installation de production décentralisée paie en région flamande un tarif d'utilisation du réseau de distribution calculé sur le montant d'électricité prélevée net de sa production ainsi qu'un « tarif prosumer » pour le reste des kWh compensés (Test-achat, 2018). Pour ce qui est de la tarification en Wallonie, sur base des mêmes motifs d'équité que ceux évoqués pour la Flandre (entre les consommateurs « normaux » et les prosumers), la CWaPE a décidé d'utiliser, pour les fins de sa méthodologie tarifaire, la notion d'« énergie active brute prélevée » (CWAPE, 2014). Cette notion a pour but de faire contribuer aux coûts de distribution l'ensemble des utilisateurs du réseau, y compris les prosumers. Le régulateur wallon se réfère donc à la quantité réelle prélevée sur le réseau sans en déduire la partie qui y est injectée lorsque la production dépasse la consommation. Cette tarification est dès lors nettement défavorable aux producteurs d'électricité décentralisée.

Il existe néanmoins un projet de méthodologie tarifaire pour la période 2019-2023, selon lequel la CWaPE introduirait, à la place de la tarification telle qu'expliquée précédemment, un nouveau tarif d'utilisation du réseau pour les prosumers, en fonction de la puissance maximale de leur installation.

Ce choix a été confirmé par le comité de direction de la CWaPE le 17 juillet 2017. L'introduction du « tarif prosumer » y est justifié comme une « contribution équitable faisant écho au souhait du législateur d'instaurer le principe d'une contribution de l'ensemble des

utilisateurs du réseau afin de garantir la solidarité entre tous les consommateurs wallons et éviter de réduire l'assiette de répercussion des coûts des GRD » (CWAPE, 2017).

Le régulateur laissera donc le choix au prosumers entre deux tarifs : le tarif capacitaire, visant à neutraliser la portion d'électricité produite et injectée sur le réseau et le tarif proportionnel, prévu pour taxer les kWh réellement prélevés du réseau (énergie active brute prélevée). Pour cette deuxième solution, le prosumers devra cependant installer un compteur double flux, à ses frais.

En résumé, nous retiendrons que cela revient à dire que les prosumers seront redevables d'une contribution basée sur leur prélèvement d'énergie brute avec pour maximum un montant forfaitaire fonction de la puissance électrique de l'installation de production.

La méthodologie bruxelloise ne prévoit pas, quant à elle, de tarification capacitaire, contrairement aux deux autres régions. Elle introduit cependant un tarif de prélèvement (BRUGEL, 2017). Il s'agit d'une nouveauté pour les prosumers, qui jusque-là ne contribuaient aux coûts du réseau que proportionnellement à leur consommation nette.

La mesure présente l'avantage d'une mise en œuvre facilitée à Bruxelles par le fait que, par définition, tout bénéficiaire du mécanisme de compensation est équipé d'un compteur double flux. Cette technologie permet de mesurer chez les consommateurs-producteurs les kWh réellement prélevés sur le réseau de distribution.

Pour les propriétaires d'installations « Distributed Generation » (de production décentralisée), la conséquence de la politique tarifaire bruxelloise est double. D'une part, le prélèvement d'électricité se fera au prix plein et d'autre part, les prix auxquels ils pourront revendre l'électricité injectée sur le réseau au fournisseur seront beaucoup plus bas que ce prix de détail. Cette décision est justifiée par les intentions de faire participer tous les consommateurs aux frais du réseau ainsi que de favoriser l'autoconsommation. Au vu des tarifs pratiqués par les autorités compétentes pour l'utilisation du réseau, il n'est donc pas intéressant de s'affranchir du réseau public jusqu'à présent en Belgique.

Section 2 : Scénarios possibles d'évolution

Dans notre démarche de définitions de scénarios possibles quant au futur du marché de l'électricité en Europe, nous nous sommes basés sur une analyse PESTEL, analyse basée sur les aspects Politiques, Economiques, Sociologiques, Technologiques, Ecologiques et Législatifs d'un environnement particulier. Après avoir listé les différents facteurs PESTEL, nous avons choisi de retenir comme variables pivots, sélectionnées en fonction de leur degré d'impact et d'incertitude sur le secteur, le coût des énergies renouvelables, l'essor de la production décentralisée et le développement des réseaux « smart ».

Après avoir combiné ces différentes variables, nous avons retenu trois scénarios possibles.

- Le premier scénario est celui dit du « Super Grid » : celui-ci se caractérise par des unités de production centralisées majeures, réparties sur le territoire européen. Ces unités de production auraient comme objectif d'intégrer au mieux la production d'énergies renouvelables. Les unités de productions seraient donc installées là où la technologie utilisée aurait le meilleur rendement. Nous pouvons penser à l'installation d'éoliennes ou de projet d'énergie de marémotrice (par exemple, en mer du nord) de même qu'à l'installation de champs photovoltaïques dans le sud de l'Europe, voir au Maghreb si des partenariats étaient conclus entre les divers pays parties prenantes.

Ce scénario, bien qu'étant l'objectif principal de l'UE pour ces prochaines années, pourrait néanmoins voir sa concrétisation compliquée pour différentes raisons. La première est que la mise en place d'un super grid européen nécessite que tous les pays participants soient interconnectés. Ce critère exige donc des investissements significatifs afin d'étendre le réseau dans le but de connecter les pays de l'UE entre eux. Une fois cette interconnexion effectuée, il faudra intégrer les différents marchés nationaux. La répartition des acteurs telle que nous la connaissons aujourd'hui en Belgique serait bousculée et des opérateurs à dimension européenne émergeraient forcément. Enfin, afin de permettre une interconnexion réussie, il est nécessaire que les pays européens revoient leurs infrastructures afin que celles-ci répondent

correctement aux codes des réseaux européens existants¹⁴. Ces codes de réseau sont des ensembles de règles adoptés par l'UE pour être ensuite appliquées aux États membres sous la forme de règlements. En devenant des textes législatifs, les codes de réseau ont le même statut que tout autre règlement européen et régiront toutes les transactions sur le marché de l'électricité avec un impact transfrontalier.

- Le second scénario est celui des « smartgrids » : dans ce scénario, ce sont les GRD locaux qui s'occupent du réseau et réalisent les investissements nécessaires. Ces investissements ont pour objectif principal d'équiper le réseau de compteurs intelligents. Dans cette vision d'organisation, l'énergie proviendrait encore en grande partie d'unités de production centralisées tout en coexistant avec une production décentralisée, à petite échelle. Les particuliers auraient, comme actuellement, la possibilité de produire de l'énergie chez eux bien que sans charge, c'est-à-dire sans moyens de stockage. L'énergie non utilisée serait dès lors injectée dans le réseau principal. Ce scénario semble être le prolongement de ce qu'il se passe à l'heure actuelle : l'Europe ne progresse pas suffisamment et de manière unifiée sur le sujet. Ce sont donc les pouvoirs locaux, via leurs institutions, qui refaçonnent le paysage énergétique.

Des nombreux challenges s'opposent néanmoins à ce scénario. Le premier est le coût des investissements nécessaires afin de rendre le réseau intelligent sur sa totalité, qu'il s'agisse des systèmes SCADA (Supervisory Control and data acquisition) à déployer ou de l'installation de smart meters (compteurs intelligents). Ces investissements sont tellement élevés qu'un seul GRD pourrait avoir du mal à les effectuer. De plus, une fois l'investissement initial réalisé, c'est bien le consommateur final qui paiera la facture. Le fait qu'un citoyen puisse produire de l'énergie et l'injecter dans le réseau pose aussi la question de savoir à quel prix cette électricité est injectée et comment faire pour que tous les citoyens d'une certaine région financent de manière équitable

¹⁴ L'information détaillée concernant les codes réseau européens se trouve sur le site suivant : <http://www.elia.be/fr/users-group/Implementation-EU-Codes-de-Reseaux#code>.

les investissements réalisés par le GRD. Ces questions sont abordées dans la partie législation sur l'autoconsommation.

- Le troisième scénario est celui de l'avènement des microgrids : tel que nous l'avons expliqué tout au long de ce travail, les microgrids sont des petites entités décentralisées formant un modèle centré sur les communautés énergétiques locales. Ce troisième scénario d'avenir de l'énergie est celui que nous avons envisagé lors de la rédaction de notre étude.

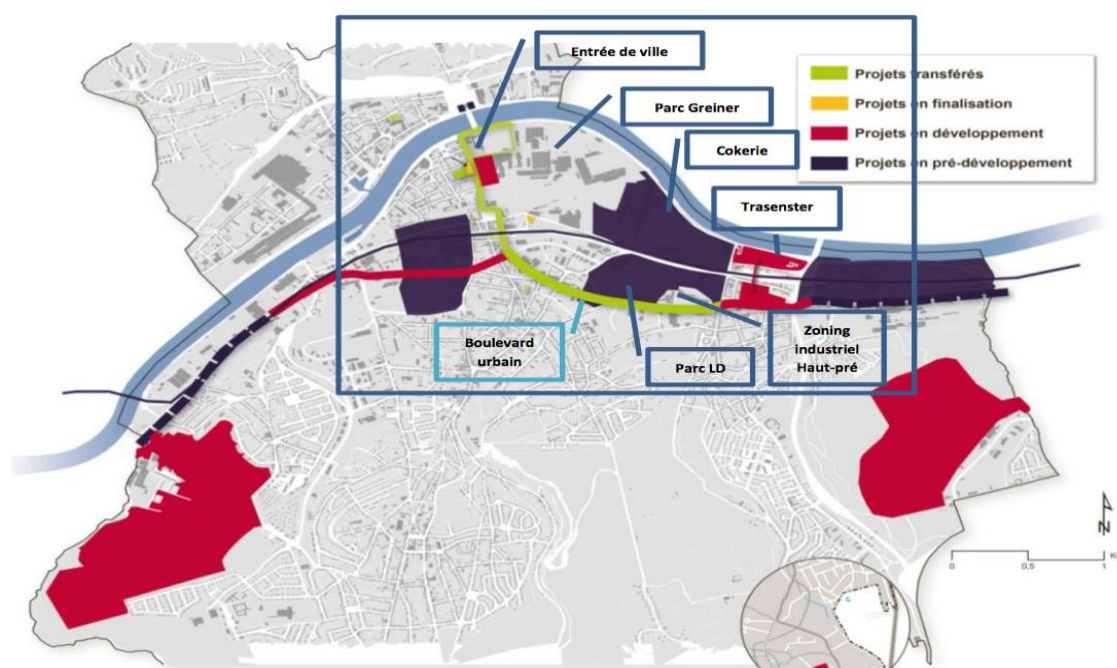
Avec une baisse significative du prix des EnR ces dernières années, d'une envie citoyenne de respecter l'environnement, combinée à un développement rapide des technologies nécessaires il nous semble que ce scénario est tout à fait envisageable.

Néanmoins, et comme pour les deux scénarios précédents, il existe un certain nombre d'obstacles à franchir pour arriver à une organisation de ce type sur le marché énergétique belge. Le premier est de mettre en place une sorte de marché au sein de la communauté énergétique visant à gérer les différentes transactions, que celles-ci soient monétaires ou énergétiques. Le second, tout comme pour le scénario des réseaux intelligents, est de savoir comment articuler ce marché par rapport aux marchés « conventionnels » issus des réseaux traditionnels. Lorsque la communauté produira trop d'énergie par rapport à sa consommation, il est légitime de se demander ce qu'il adviendra de cette énergie en surplus sur le réseau et quels seront les impacts potentiels sur celui-ci. Le troisième challenge reste celui de la technologie. Afin de parvenir à des communautés énergétiques indépendantes, il faut évidemment des moyens de stockage, encore trop peu perfectionnés à l'heure actuelle. En plus du moyen de stockage, un système de gestion énergétique sophistiqué est vital afin de gérer tous les flux de manière optimale. Le dernier obstacle pour la mise en place de communautés énergétiques est évidemment le poids des GRD au sein des décisions politiques. Si dans un avenir proche chaque individu était en mesure de produire son énergie,

en étant capable de la stocker et de revendre ses surplus à son voisinage, les GRD verraient leur business disparaître¹⁵.

Section 3 : Masterplan énergétique de Seraing

Bien que la Belgique soit encore novice dans l'expérimentation de projet de microgrids, dépendante des politiques européennes et des acteurs actifs dans le secteur énergétique, cela n'en fait pas pour autant une terre fertile pour ce type de projet comme en atteste le « Masterplan énergétique de Seraing ». En effet, Seraing, berceau de l'industrie sidérurgique de la région liégeoise, prévoit dans sa stratégie de rééquipement et de réaffectation des espaces industriels délaissés un masterplan urbanistique composé d'un mix d'activités (logement, tertiaire, industrie) (PELERIN, J. DEGARD, C. 2018).



¹⁵ Nous tenons à émettre une certaine réserve dans nos hypothèses du fait de notre manque de connaissances techniques sur le sujet. Une étude publiée par le Professeur Damien Ernst sur la viabilité des microgrids et leurs effets déstructurant sur l'industrie électrique est consultable sur le lien suivant : <https://orbi.uliege.be/bitstream/2268/173600/1/ernst-microgrids.pdf> (ERSNT, 2014).

Figure 22 : Zone d'établissement du Masterplan énergétique de Seraing (PELERIN, J. DEGARD, C. 2018).

La pierre angulaire du projet se trouve dans son objectif de marier le résidentiel et l'industriel par une configuration en microgrid pilote. Dans la réalisation de son plein potentiel, plusieurs variables et composantes seront donc à synchroniser, parmi elles (PELERIN, J. DEGARD, C. 2018) :

- Efficience énergétique des bâtiments (data mining, solutions URE...) ;
- Récupération et échange de flux d'énergie entre consommateurs ;
- Production d'électricité renouvelable (Photovoltaïque, moyen éolien, hydroélectricité...) ;
- Valorisation de chaleur (cogénération...) ;
- Stockage d'énergie en lien avec la production renouvelable (batterie, hydrogène, ...) ;
- Gestion de l'offre et de la demande en énergie, flexibilité (smart grid, ...) ;
- Technologies numériques au service des smart-grid (IoT) ;
- Mobilité électrique, en lien avec la production renouvelable (V2G, ...).

L'objectif final du projet pilote du Masterplan énergétique de Seraing sera multiple (PELERIN, J. DEGARD, C. 2018) :

- Proposer un projet de reconversion intégré : planification territoriale bas carbone (Masterplan énergétique) ;
- Inscrire le territoire dans la transition énergétique et les Smart cities. Améliorer l'efficience énergétique, développer le renouvelable ;
- Favoriser l'approvisionnement en circuit court :
 - Favoriser l'indépendance énergétique du territoire
 - Investissements collectifs, non rentables pour 1 seul acteur ;
- Améliorer la compétitivité des entreprises locales avec des coûts énergétiques réduits et ainsi pouvoir réorienter l'investissement vers la création d'emplois ;
- Améliorer l'attractivité du territoire pour de nouvelles entreprises (aménagement foncier, coûts énergétiques, solutions mobilité...) ;

- Développer de nouvelles activités innovantes dans le domaine de l'énergie (hub technologique).

Ce projet contribuera finalement aux études menées en Belgique consacrées à la rentabilité des microgrids, notamment à l'échelle macroéconomique en étudiant les répercussions sur l'emploi et le développement économique local inhérent. Le Masterplan permettra également de définir le modèle de gouvernance le plus approprié ainsi que les obstacles, opportunités et solutions existantes à la mise en place d'un tel projet de communauté énergétique dans nos régions (PELERIN, J. DEGARD, C. 2018).

Ce projet se démarque de nos deux études de cas de par son côté « encore » plus innovant. Bien que nous nous soyons penchés sur des études de cas correctement documentées, l'une concernant l'environnement industriel et l'autre le résidentiel, ce projet a le mérite de fusionner les deux aspects.

CONCLUSION

Arrivant au terme de cette étude, dont l'objectif était d'entrevoir les perspectives d'évolution des micro-réseaux en Belgique, matérialisant le modèle de l'économie collaborative dans le domaine énergétique, nous avons dressé une série de constats pouvant apporter des éléments de réponse à notre question de recherche.

Pour rappel nous avons basé notre méthodologie sur une découpe en trois parties du sujet avec comme point de départ l'environnement législatif du secteur énergétique en Belgique, nous avons analysé les politiques énergétiques à l'échelle européenne déterminant les politiques nationales des Etats membres et fixant les objectifs communs. Nous sommes ensuite passés à une description du marché de l'énergie en Belgique, du coût par décomposition de ses composantes et nous avons conclu cette première partie sur un bilan de mesures prises par la Belgique et des résultats en perspectives des objectifs fixés. La seconde partie, axée sur les réseaux collaboratifs de l'énergie, traite de l'évolution de l'économie collaborative jusqu'à sa déclinaison dans l'énergie, des microgrids en définissant et décrivant leur fonctionnement ainsi que les composantes de ce concept de même que le modèle économique s'y rapportant. Cette seconde partie se conclut par une analyse de la couche informatique en plein développement dans le secteur énergétique et de ses implications pour les différentes parties prenantes ainsi que leurs interactions. Dans la troisième partie, notre intention était d'illustrer les deux types de microgrids étudiés : industriel et résidentiel et d'en décrire toutes les spécificités, incitants et enjeux, notamment au travers d'une analyse SWOT. Nous avons souhaité également approfondir le sujet en envisageant des perspectives d'évolution pour chacun de ces modèles en Belgique, tout en considérant les points de blocage éventuels sur le marché. Ensuite, nous avons dressé des scénarios envisageables au regard de l'évolution des technologies exploitées dans l'énergie collaborative et des décisions politiques prises, qui dessineront les grandes tendances du paysage énergétique en Belgique dans le futur.

Au cours de notre travail, différents éléments sont apparus comme étant déterminants dans les perspectives d'évolution possible des microgrids compte tenu de l'évolution de l'énergie collaborative et des variables constituant le secteur de l'énergie. Nous avons donc regroupé ces différents éléments en trois catégories :

En suivant l'ordre d'étude de ce mémoire, le premier élément à retenir provient du bilan énergétique de la Belgique relatif aux aspects compétitifs, de durabilité et d'efficacité énergétique, dans la perspective des objectifs fixés par l'UE, transposés en pacte énergétique national. De manière générale, la Belgique affiche des tendances relativement décalées par rapport aux objectifs fixés, en particulier au sujet du prix de l'énergie en constante augmentation mais également en termes d'efficacité énergétique en baisse étant donné les pertes énergétiques générées par la distance entre lieux de production de plus en plus renouvelables et donc isolés, et les sites de consommation. La Belgique présente néanmoins des améliorations notables dans le déploiement de ses énergies renouvelables, dont les courbes d'évolution laissent supposer que nous effleurons les objectifs aux échéances programmées. Cependant, ce dernier point se doit d'être nuancé par le programme de suppression du nucléaire soulevant de grandes interrogations quant aux moyens de combler le manque de production représentant actuellement la moitié de notre source d'approvisionnement énergétique. La question n'est pas uniquement de savoir comment le remplacer mais dans quelle mesure les variables de compétitivité et d'efficacité seront impactées si toute notre stratégie repose dans un déploiement d'énergies renouvelables telles qu'exploitées actuellement.

Un second élément primordial se trouve dans le potentiel des modèles d'organisation collaboratif découlant de l'énergie collaborative et impliquant une refonte totale de nos modes d'interactions habituels désormais basés sur la décentralisation, le partage et la mutualisation des ressources mais également sur les considérations environnementales. Ce modèle, décliné dans l'énergie, a encouragé des nouvelles expériences dans la recherche de l'autonomie énergétique via les énergies renouvelables, en impliquant un maximum d'acteurs et de technologies, tant dans l'information que la communication et l'automatisation des procédures, afin d'optimiser le modèle jusqu'à créer une nouvelle configuration en réseau : le micro-réseau. Ce nouveau paradigme dans la production et la consommation d'énergie présente une série de caractéristiques et d'incitants, laissant penser qu'ils pourraient tout à fait répondre aux défis auxquels la Belgique se trouve actuellement confrontée. De nombreux projets émergent et se développent, constituant des expérimentations toujours plus poussées ou adaptées au contexte local, à tel point que le modèle met au défi les grands acteurs de l'énergie qui finissent par y voir une réelle menace pour leur modèle économique. Ces innovations dans le secteur de l'énergie bouleversent par conséquent un certain nombre

d'acteurs, désireux pour certains de prendre l'avantage sur les tendances évolutives du marché dans une approche macroéconomique et pour d'autres, tout simplement d'y trouver un bienfait individuel ou collectif dans une vision microéconomique. Il est de plus nécessaire de rappeler que promouvoir les technologies smartgrid, la gestion intelligente des communautés énergétiques (EMS), le développement des fonctions de stockage et la production décentralisée font partie des objectifs fixés par le pacte énergétique belge.

Notre dernier constat est lié à la compatibilité des microgrids avec le contexte législatif relatif à l'énergie. De fait, il ressort comme point de blocage général que notre mode d'organisation dans l'approvisionnement en énergie en Belgique - et par extension en Europe, ne peut pas, dans l'état actuel des choses, être considéré sans l'intervention des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution. En effet, ces deux types d'acteurs font clairement partie des acteurs menacés par le modèle collaboratif, consistant d'une certaine manière à se « retirer de la solidarité », c'est à dire à se retirer du réseau pour se trouver en situation d'autoconsommation en fonction de ce que permettent les sources de production et unités de stockage. Ce retrait implique donc une participation en moins dans le financement des activités de distribution et de transport, à partir du moment où les participants aux microgrids gèrent eux-mêmes leur réseau. Néanmoins, la législation en vigueur protège les gestionnaires de réseau de transport et de distribution ... mais jusqu'à quand ? Comme nous l'illustrons dans nos études de cas, certains d'entre eux cherchent désormais à faire évoluer leur modèle économique au travers de l'exploitation d'outils de gestion intégrés aux microgrids, préparant ainsi une ouverture totale du marché de l'énergie à ces nouveaux acteurs. Dans tous les cas, il s'avère qu'une complémentarité entre les deux modèles est envisageable, notamment au travers des services auxiliaires à développer entre microgrids et réseau principal, prenant tout leur sens lors du passage en revue des défis à venir pour le secteur énergétique en Belgique.

Enfin, bien que les différentes parties prenantes à la problématique énergétique soient partagés sur la question du modèle à appliquer ou de la combinaison à généraliser, il n'en demeure pas moins que la Belgique s'affiche sur la scène européenne comme un prétendant majeur dans la mise en application de ces concepts, avec de nouveaux projets au programme, prévus pour combiner différents types de microgrid, de technologies et d'acteurs en tous genres. Nous retiendrons de notre étude que l'implication d'une variété d'intervenants tels que les citoyens, pouvoirs publics et grands acteurs de l'énergie, contribue davantage à

l'enrichissement des expériences sur les plans technologique, économique mais également humain, qui, à terme, nous amènera à de nouvelles solutions adaptées au plus grand nombre en conciliant les attentes économiques et environnementales de la collectivité.

Pour clôturer, en vue de prolonger le débat parmi nos lecteurs, nous vous invitons à prendre du recul sur ce travail en repensant la manière de concevoir nos activités autour de l'énergie. Au fond, ne pourrait-on pas imaginer un développement de microgrids multifonctionnels d'un nouveau genre, combinant les infrastructures résidentielles et industrielles, à l'image du Masterplan de Seraing, pour finalement devenir une référence dans l'aménagement des espaces urbains autour du vecteur énergétique ?

BIBLIOGRAPHIE

APERe. (2018). *Observatoire Photovoltaïque*. En ligne www.apere.org/fr/observatoire-photovoltaïque, consulté le 13 juin 2018

APERe. (2017). *Production d'énergie renouvelable*. En ligne <https://www.apere.org/fr/observatoire-energies-renouvelables>, consulté le 10 Mai 2018

AUSILLOUX, V. TRANNY, A. (2018). *Pour une Europe leader du défi climatique et de la transition énergétique*. En ligne <https://www.touteleurope.eu/actualite/pour-une-europe-leader-du-defi-climatique-et-de-la-transition-energetique.html>, consulté le 21 Mai 2018

Belga. (2017). *La facture d'électricité a augmenté de 2,8% à 7% en fonction des régions*. En ligne https://www.rtf.be/info/societe/detail_la-facture-d-electricite-a-augmente-de-2-8-a-7-en-fonction-des-regions?id=9895634, consulté le 20 Mai 2018

Belga. (2018). *Pacte énergétique : Fremault se réjouit de la décision fédérale et attend la Flandre*. En ligne https://www.rtf.be/info/belgique/detail_pacte-energetique-fremault-se-rejouit-de-la-decision-federale-et-attend-la-flandre?id=9881299, consulté le 20 Mai 2018

BERGER, F. (2009). *La CECA et la question de l'énergie*. En ligne, <https://halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-00179074/document>, consulté le 21 Mai 2018

BNP Paribas Fortis. (2016). *Tout savoir sur le marché de l'énergie en Belgique*. <https://entreprises.bnpparibasfortis.be/fr/article?n=tout-savoir-sur-le-marche-de-l-energie-en-belgique> consulté le 29 Juin 2018

BOURBON, J-M. (2016). *Les énergies renouvelables progressent plus vite que prévu. La Croix*. En ligne <https://www.la-croix.com/Economie/Monde/Les-energies-renouvelables-progressent-plus-vite-prevu-2016-10-26-1200798890>, consulté le 2 Mai 2018

EnergyStream. (2016). *BROOKLYN – Décryptage D'une Smart Grid Utilisant La Blockchain*. En ligne www.energystream-wavestone.com/2016/11/brooklyn-decryptage-dune-smart-grid-utilisant-blockchain/, consulté le 02 juillet 2018

BUCHS, J-P. (2012). *La révolution énergétique selon Jeremy Rifkin*. En ligne <http://www.bilan.ch/articles/economie/la-revolution-energetique-selon-jeremy-rifkin>, consulté le 3 Avril 2018

Call me Power. (2018). *Les acteurs du marché de l'énergie belge*. En ligne <https://callmepower.be/fr/acteurs>, consulté le 14 Mai 2018.

CECH, J. (2012). *L'Europe définit sa stratégie énergétique pour 2050*. En ligne <http://www.renouvelle.be/fr/actualite-internationale/leurope-definit-sa-strategie-energetique-pour-2050>, consulté le 13 Mai 2018

Cellule Environnement. (2017). *COMPRENDRE LES FACTURES D'ÉNERGIE*. En ligne http://www.environnement-entreprise.be/sites/uwe-environnement/files/Docs/outils/nrj_comprendre_factures_2017.pdf, consulté le 15 Mai 2018

Center for Sustainable Energy. (2018). *What is a microgrid ?* En ligne <https://energycenter.org/self-generation-incentive-program/business/technologies/microgrid>, consulté le 5 mai 2018

Centre National de Ressources Textuelles et Lexicales. (s.d). *Lexicographie – « hardware »*. En ligne <http://www.cnrtl.fr/definition/hardware> consulté le 5 Juillet 2018

Centre National de Ressources Textuelles et Lexicales. (s.d). *Lexicographie – « software »*. En ligne <http://www.cnrtl.fr/definition/software> consulté le 5 Juillet 2018

Cluster Tweed. (2018). *Feedback : Répercussions économiques & technologiques du pacte énergétique en Wallonie | Louvain-la-Neuve - 24 avril 2018*. En ligne <http://clusters.wallonie.be/tweed-fr/26-04-2018-feedback-repercussions-economiques-technologiques-du-pacte-energetique-en-wallonie-louvain-la-neuve-24-avril-.html?IDC=1670&IDD=113739>, consulté le 21 Mai 2018

Commission Européenne. (2015). *Union de l'énergie : un approvisionnement en énergie sûr, durable, compétitif et à des prix abordables pour tous les Européens*. [Communiqué de presse]. Repéré à [file:///Users/Downloads/IP-15-4497_FR%20\(1\).pdf](file:///Users/Downloads/IP-15-4497_FR%20(1).pdf), consulté le 21 Mai 2018

Commission Européenne. (2018). *L'Union européenne à la pointe de l'action contre le changement climatique* ! En ligne #DecodeursUE. https://ec.europa.eu/france/news/20161212_decodeursue_lutte_changement_climatique_fr, consulté le 20 Mai 2018

Comparateur-Energie. (2017). *Comment le tarif de l'électricité est-il fixé ?* En ligne <https://blog.comparateur-energie.be/2017/09/27/prix-electricite-belgique/>, consulté le 15 Mai 2018

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG). (2017). *Etude sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel*. En ligne <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1616FR.pdf>, consulté le 1 Juillet 2018.

CRE. (s.d). La technologie V2G ou le véhicule électrique comme levier pour optimiser les réseaux. En ligne <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=vehicules-electriques-v2g>, consulté le 5 mai 2018

CREG. (2017). *Etude sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel*. En ligne <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1616FR.pdf>, consulté le 15 Mar 2018

CRUCKE, JL.; Fremault, C.; Marghem, M-C.; Tommelein, B. (2017). Vers un pacte énergétique interfédéral. En ligne <https://www.pacte-energetique2050.be/vers-un-pacte-energetique-interfederal.html>, consulté le 19 Mai 2018

CWAPE. (2014). Comprendre ma facture. En ligne <https://www.cwape.be/?dir=2.7.01#0>, consulté le 14 Mai 2018

Décision du 1er Septembre 2014 relative à la méthodologie tarifaire électricité, BRUGEL, <http://www.brugel.be>, (dernière consultation le 31 juillet 2017). Consulté le 10 juin 2018

Décision du 16 Août 2014 relatives aux méthodologies tarifaires transitoires gaz et électricité 2015-2016, CWAPE, <http://www.cwape.be> (dernière consultation 5 mars 2017), art. 1er, 53°. Consulté le 07 juin 2018

Décision du 31 mars 2017, CWaPE, op. cit., p. 7, citant le Projet de décret relatif à la méthodologie applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, commentaire des articles, Doc., Parl. w., 2015-2016, n° 576-1, p. 7. Consulté le 09 juin 2018

DEGARD, C. PELERIN, J. (2018). *Masterplan energetique de Seraing : etude pilote*. Document non publié, Le GRE, Liège.

Enea. (2017). *Urban Microgrid*. En ligne http://www.enea-consulting.com/wp-content/uploads/2017/02/Urban-Microgrids-Public-report_VF3.pdf, consulté le 21 avril 2018

DE BEER DE LAER, H. (2017). *LES MICRO-RÉSEAUX EN WALLONIE*. En ligne, <http://www.etopia.be/spip.php?article3253>, consulté le 6 Août 2018

DELILLE B., (2016). *L'économie collaborative à l'âge de raison : histoire d'un succès*. En ligne <https://www.consoglobe.com/economie-collaborative-histoire-cg>, consulté le 2 Avril 2018

DONOHUE, S. (2015). *Civic Tech Is Ready For Investment*. En ligne <https://techcrunch.com/2015/04/29/civic-tech-is-ready-for-investment/?guccounter=1>, consulté le 3 Juillet 2018

DUMONT, X. (2016). *Les Wallons paient-ils plus cher leur facture d'électricité depuis 2009 ?* En ligne <https://blog.comparateur-energie.be/2016/11/24/evolution-facture-electricite/>, consulté le 10 Mai 2018

Economie. (2018). *Marché intérieur de l'énergie*. En ligne <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/politique-energetique/contexte-europeen/politique-europeenne/marche-interieur-de-lenergie>, consulté le 13 mai 2018.

Economie. (2018). *La nouvelle politique énergétique européenne*. En ligne <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/politique-energetique/contexte-europeen/politique-europeenne/marche-interieur-de-lenergie>, consulté le 13 mai 2018.

Economie. (2018). *Paquet climat-énergie : énergies renouvelables*. En ligne <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/politique-energetique/contexte-europeen/politique-europeenne/marche-interieur-de-lenergie>, consulté le 13 mai 2018.

Economie. (2018). *Réseaux transeuropéens*. En ligne <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/politique-energetique/contexte-europeen/politique-europeenne/marche-interieur-de-lenergie>, consulté le 13 mai 2018

Economie Magazine. (2018). *Qu'est-ce que l'économie collaborative ?* En ligne, <https://www.economie-magazine.com/dossier-1-economie-collaborative.html>, consulté le 3 mai 2018

EDF enr. (s.d). *Lexique – kwh*. En ligne <https://www.edfenr.com/lexique/kwh/> consulté le 10 Août 2018

EKIMA, S. MONDIN, L. VEZINET, C. (2015). *Acteurs & Marché, Éclairage, Habitants, Territoires & Projets*. EnergyStream. En ligne <https://www.energystream-wavestone.com/2015/11/leconomie-collaborative-secteur-de-lenergie-cest-possible/>, consulté le 5 mai 2018

Engie. (2016). *Decentralized Energy Generation*. En ligne, www.engie.com/innovation-transition-energetique/production-decentralisee-energie/, consulté le 16 avril 2018

Engie. (s.d). *La transition énergétique*. En ligne <http://www.engie.be/fr/acteur-de-la-transition-energetique/>, consulté le 29 juin 2018

Engie. (s.d). *Microgrids*. En ligne <https://www.engie.com/activites/microgrids-energie-decentralisee/>, consulté le 5 mai 2018

Engie Electrabel. (2018). *Paramètres d'indexation de l'électricité*. En ligne <https://www.engie-electrabel.be/fr/business/vos-factures/parametres-indexation/electricite>, consulté le 21 Mai 2018

ERNST, D. (2014). *Microgrids and their destructuring effects on the electrical industry*. En ligne <https://orbi.uliege.be/bitstream/2268/173600/1/ernst-microgrids.pdf>, consulté le 15 Avril 2018

Eurostat. (2018). *Statistiques sur les énergies renouvelables*. En ligne http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics/fr, consulté le 16 Mai 2018

Eurostat. (2013). *Glossaire : Consommation intérieure brute d'énergie*. En ligne [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Glossary:Gross_inland_energy_consumption/fr)

[explained/index.php/Glossary:Gross_inland_energy_consumption/fr](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Glossary:Gross_inland_energy_consumption/fr), consulté le 17 Mai 2018

Febeg. (2018). *Secteur de l'électricité*. En ligne <https://www.febeg.be/fr/secteur-de-lelectricite>, consulté le 14 Mai 2018

Forum nucléaire. (2017). *Le pacte énergétique. Une vision énergétique à long terme pour la Belgique*. En ligne <https://www.forumnucleaire.be/actus/nouvelle/le-pacte-energetique-belge-une-vision-energetique-a-long-terme-pour-la-Belgique>, consulté le 1 Juillet 2018

GUILLLOU M. (2014). *La crise dope la consommation collaborative*. En ligne http://www.lepoint.fr/economie/la-crise-dope-la-consommation-collaborative-04-08-2014-1851290_28.php, consulté le 22 Avril 2018

HAAS, F. (2014). *Production décentralisée : pourquoi c'est un sujet d'actualité*. En ligne <https://www.energystream-wavestone.com/2014/11/production-decentralisee-cest-sujet-dactualite/>, consulté le 21 Mai 2018

Larousse. (2018). *Eco-quartier*. En ligne <http://www.larousse.fr/dictionnaires/francais/%C3%A9co-quartier/10910366>, consulté le 20 Avril 2018

Lenergeek. (2017). *Interconnexions électriques : l'Europe veut développer plus de projets*. En ligne <http://lenergeek.com/2017/12/11/interconnexions-electriques-europe/>, consulté le 10 Mai 2018

J. MIGDEN-OSTRANDER et J. SHENOT. (2016). *Designing Tariffs for Distributed Generation Customers*. The Regulatory Assistance Project (RAP). En ligne www.raponline.org, pp. 13-14, consulté le 4 juillet 2018

Journal Du Net. (2018). *Smart grids : définition et traduction*. En ligne <https://www.journaldunet.fr/patrimoine/guide-des-finances-personnelles/1208515-smart-grids/>, consulté le 28 Juin 2018

KIND, P. (s.d). *Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business*, loc. cit., pp. 7- 13 et 25. Consulté le 8 mai 2018

KHEMID, A. (s.d). *Transport à longues distances de l'électricité solaire de source saharienne*. En ligne https://www.cder.dz/vlib/bulletin/pdf/bulletin_025_07.pdf, consulté le 6 Aout 2018

La Presse +. (2018). *Révolution Solaire à Brooklyn.*” En ligne plus.lapresse.ca/screens/aa62ba1e-d5d4-49d8-ba9e-f8aeb3d496b6__7C__0.html, consulté le 23 juillet 2018

LE HIR, P. (2017). Les énergies renouvelables en hausse dans le monde, malgré des investissements en baisse. *Le Monde*. En ligne http://www.lemonde.fr/energies/article/2017/06/07/les-energies-renouvelables-en-hausse-dans-le-monde-malgre-des-investissements-en-baisse_5139722_1653054.html, consulté le 2 Mai 2018

LEJEUNE, F. (2017). *Stockage de l'électricité par batterie : les différentes technologies*. En ligne <http://les-smartgrids.fr/stockage-electricite-batterie-technologies-1/>, consulté le 5 mai 2018

Lempriere, Molly. (2017). *The Brooklyn Microgrid: Blockchain-Enabled Community Power*. En ligne www.power-technology.com/features/featurethe-brooklyn-microgrid-blockchain-enabled-community-power-5783564/, consulté le 9 juillet 2018

Lenergeek. (2014). *Les différents types de lignes électriques (tht, ht, mt, bt)*. En ligne <http://lenergeek.com/2013/02/13/les-differents-types-de-lignes-electriques-tht-ht-mt-bt/>, consulté le 15 Mai 2018

Les Acteurs De L'avenir Énergétique. (s.d). *Les Energies Renouvelables Dans Le Monde*. En ligne www.enr.fr/energies-renouvelables-dans-le-monde, consulté le 21 Mai 2018

MengelKamp, E.S, Garttner, J, Rock, K, Kessler, S, Orsini, L; Weinhardt, C (2017). *Designing microgrid energy markets. A case study: The Brooklyn Microgrid*. Elsevier Applied Energy (210). Consulté le 12 juillet 2018

Objectconnecté. (2015). *IoT, qu'est-ce que c'est ? Définition, chiffres, usages et marché*. En ligne <https://www.objetconnecte.com/iot-definition-chiffres-usages-marches/>, consulté le 3 Août 2018

Ouest France. (2017). *L'Europe veut accélérer les projets d'interconnexions électriques*. En ligne <https://www.ouest-france.fr/economie/l-europe-veut-acceler-les-projets-d-interconnexions-electriques-5401183>, consulté le 14 Mai 2018

SCHEERS, J. (2018, Mai). *Building the connected utility*. Communication présentée à l'occasion de l'ACI Utilities, Amsterdam.

Selectra. (s.d). *Que veut dire kVA en électricité ?* En ligne <https://www.fournisseurs-electricite.com/fournisseurs-etrange/actu-des-producteurs/29413-que-veut-dire-kva-en-electricite->, consulté le 10 Août 2019

Test-achats. 2018. *Panneaux photovoltaïques : tout ce que vous devez savoir*. En ligne www.test-achats.be/maison-energie/energie-renouvelable/dossier/panneaux-photovoltaïques-toujours-interessant/redevance-reseau, consulté le 10 juillet 2018

PANNETIER, B. (2016). *L'économie collaborative dans l'énergie*. En ligne <https://www.wavestone.com/fr/insight/economie-collaborative-energie>, consulté le 2 Avril 2018

Peak Shaving with Generators. (s.d). *The Importance of a Code of Ethics*, En ligne www.cliffordpower.com/peak-shaving-with-generators-1, consulté le 12 juillet 2018

PELETIER, J. (s.d). *Transition énergétique : vers une production décentralisée par chaque consommateur ?* En ligne <https://www.mediaterre.org/actu,20170120135051,2.html>, consulté le 2 Mai 2018

Proposition de Directive du parlement européen et du Conseil du 23 février 2017 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (refonte), C.O.M. (2016), 767 final. Consulté le 01 juillet 2018

Résolution du Parlement européen du 26 mai 2016 sur une nouvelle donne pour les consommateurs d'énergie, I.N.I. (2015), 2323, pt. 3. Consulté le 10 juin 2018

REWallonia. (2016). *Merygrid*. En ligne <https://www.rewallonia.be/les-projets/merygrid/>, consulté le 15 Juillet 2018

ROLLAND S. (2016). *Comment les Civic Tech réinventent la démocratie à l'ère d'internet. La Tribune [...]*. En ligne <https://www.latribune.fr/technos-medias/civic-tech-comment-la-technologie-redonne-du-pouvoir-aux-citoyens-573318.html> consulté le 2 Avril 2018

RUSSON GILMAN, H. (2017). *Civic Tech For Urban Collaborative Governance*. En ligne, <https://www.cambridge.org/core/journals/ps-political-science-and-politics/article/civic-tech-for-urban-collaborative-governance/1F7674C45BE604772E452D8051BEAD05>, consulté le 20 Juillet 2018

Shin'ya, O., Morel, J. (2017). *Clean Energy Microgrid*. The Institution of Engineering and Technology. Consulté le 24 mai 2018

Sibelga. (2018). *De quoi se compose la facture d'énergie*. En ligne <https://www.sibelga.be/fr/tarifs/tarifs-utilisation-reseau/de-quoi-se-compose-la-facture-denergie/facture-electricite>, consulté le 11 Mai 2018

Siemens. (2017). *Microgrid on a Blockchain Platform*. En ligne www.siemens.com/innovation/en/home/pictures-of-the-future/energy-and-efficiency/smart-grids-and-energy-storage-microgrid-in-brooklyn.html, consulté le 04 juin 2018

SCHEERS, J. (2018).

The Conversation. (2016). *Comment fonctionne le microgrid, réseau électrique intelligent ?* En ligne <https://theconversation.com/comment-fonctionne-le-microgrid-reseau-electrique-intelligent-55988>, consulté le 5 mai 2018

Union Européenne. (2018). *Energie*. En ligne https://europa.eu/european-union/topics/energy_fr, consulté le 11 Mai 2018

VAN-EECKHOUT, M. (2018). *Agence Parisienne du Climat. Accueil*. En ligne <http://www.apc-paris.com/cop-21>, consulté le 20 Mai 2018

Vercruyssen, L., Busine, C., Buchet, P., Geens, A. (2016). *Réussir la transition énergétique Le rôle de l'électronucléaire et des énergies renouvelables en Belgique*. En ligne,

https://www.forumnucleaire.be/assets/craft/docs/PwC-Rapport_FR.pdf, consulté le 24 juillet 2018

VERHOEVEN, D. (2015), « Note : L'arrêt « Touche Pas à Mes Certificats Verts » : un regard wallon tantôt novateur, tantôt novice sur le contentieux des tarifs de distribution d'électricité », RDIR, 2015, vol. 4, pp. 461465. Consulté le 17 juin 2018

W. GELDHOF et C. DEGREEF, « Nettareven voor elektriciteit en gas: beginselen en rechtskader », RDIR, 2014, liv. 2, p. 156. Consulté le 9 juillet 2018

Whatis. (2018). *MICROGRID*. En ligne <https://whatis.techtarget.com/definition/microgrid>, consulté le 3 Avril 2017

Bleu, G. (n.d.). MeryGrid. Retrieved from <https://www.rewallonia.be/les-projets/merygrid/>

ANNEXES

Annexe 1 : Interview Philippe Henry

Jeudi 24 Mai 2018

Philippe Henry est un homme politique belge diplômé en tant qu'ingénieur civil ainsi qu'en management. Anciennement président de la « Fédé », de la délégation étudiante de l'ULg et enfin de la Fédération des étudiants francophones en 1994-1995.

Ayant rejoint le parti Ecolo en 1997, il est élu député régional et communautaire en 1999 et le reste jusqu'en 2004. Philippe Henry fut également conseiller communal à Sprimont et directeur politique d'Ecolo jusqu'en 2007. Il est également depuis les élections législatives du 10 juin 2007 député fédéral.

Le 16 juillet 2009, il devient ministre wallon de l'environnement, de l'aménagement du territoire, de la mobilité, du transport et des sites désaffectés au sein du gouvernement Demotte II. Réélu député wallon en 2014, il devient également sénateur de communauté.

Raphaël Castermans : En perspective des objectifs fixés par l'Europe pour l'horizon 2020 (20% efficacité énergétique, 20% de consommation d'énergie provenant d'énergies renouvelables et 20% de diminution d'émissions de gaz à effet de serre, comment considérez-vous la trajectoire prise par la Belgique ?

Philippe Henry : Sur les gaz à effet de serre, je pense qu'on sera bon. Pour rappel, il s'agit de 15% pour les émissions dont le pays est responsable c'est à dire le transport, le secteur résidentiel, les PME, ... Les grandes entreprises ne sont pas comprises. Pour le renouvelable, il s'agit de 13%, en Wallonie nous y parviendrons mais pas dans l'ensemble du pays. Il s'agit de chiffre relatif, c'est la proportion d'énergie consommée, qui ne tient pas compte de la reprise économique qui a lieu par exemple. Il est dommage que nous ne soyons pas plus haut mais nous pourrions arriver à 13%. Cependant, en tant qu'écologiste, nous souhaiterions que les objectifs à l'horizon 2020 soient plus ambitieux, comme ils le seront pour 2030. Pour

2030, on parle de 27% de renouvelable et 40% de diminution de gaz à effet de serre, toujours sur base des niveaux de 1990. Nous voudrions que ce soit bien supérieur. En analysant les objectifs de l'accord de Paris lors de la COP21, on se rend compte que limite la hausse des températures pour la fin du siècle à 2°, ou 1,5° comme établi initialement, il est nécessaire d'aller très vite dans les années qui viennent.

R.C : N'y a-t-il pas une petite contradiction entre une priorité mise sur la pénétration du renouvelable et l'efficacité énergétique, si on parle d'équilibrage du réseau par exemple ?

P.H : Il faut avancer dans tous les cas sur les deux plans en même temps. Il y a plusieurs choses à prendre en compte : d'une part l'efficacité énergétique mais également la gestion du réseau. Par exemple, dans l'évolution de la gestion des réseaux, le réseau électrique a comme problème majeur l'équilibrage constant de l'offre de la demande, localement comme globalement. Si on a toute une rue équipée d'installations photovoltaïques, on va avoir une grande quantité d'énergie réinjectée sur le réseau, qui se perd car le réseau n'a pas été configurée pour renvoyer l'énergie à un endroit où il y a une demande d'énergie équivalente. Il s'agit de l'équilibrage du réseau, de l'intelligence pour gérer au mieux les sources intermittentes. Si l'équilibrage n'est pas bien fait, on perd bêtement de l'énergie. Ensuite il y a toute la configuration énergétique des appareils qui font baisser la consommation énergétique des bâtiments. On doit également continuer à conscientiser les gens à changer leurs comportements par exemple au sujet de leur rapport au transport : l'utilisation de leur voiture, le choix de la voiture par rapport à sa consommation (qui a une impacte sur la quantité d'énergie nécessaire, pour influencer le pourcentage), ... Ensuite on peut aussi rouler deux fois moins en voiture grâce au train, au vélo, au covoiturage etc. Tout cela s'additionne pour atteindre le pourcentage même s'il reste encore beaucoup de travail dans tous les secteurs. Il faut donc faire de l'efficacité énergétique, du développement du renouvelable, de la modernisation des réseaux en même temps.

Gatien Saelens : A l'heure actuelle, qu'en est-il de la législation au niveau des micro-réseaux ?

P.H : Nous en parlons régulièrement au parlement mais il n'y a pas de législation spécifique à ce sujet. Quand on parle de micro-réseaux, on parle de réseaux fermés d'utilisateur produisant

leur propre énergie et donc n'ayant, la plupart du temps, plus besoin du réseau. Les différents types de microgrids sont soit complètement isolés du réseau, ou qui peuvent garder un point d'entrée sur le réseau principal au cas où un problème surviendrait, ou alors on parle de microgrid virtuel, c'est à dire, qui sont connectés au réseau principal mais qui sont considérés virtuellement comme un réseau isolé et on s'organise pour que la consommation s'aligne à la production. Pour l'instant, les microgrids physiques ne sont pas permis par la législation sauf s'il s'agit d'un micro-réseau au sein d'une entreprise ou d'un regroupement d'entreprises sur un même site mais pas entre une entreprise, une collectivité et un ensemble de maisons, ce n'est pas possible car vous devez être raccordés au réseau et vous ne pouvez pas revendre de l'énergie comme ça. On en discute mais ce n'est pas encore permis.

R.C : Vous discutez donc de l'hypothèse d'échanger, entre prosumers (consom'acteurs) ?

P.H : Oui mais c'est encore flou à ce stade-ci. Nous évoquons régulièrement cette possibilité, il y a effectivement une ouverture à la discussion mais beaucoup de questions subsistent. La question principale c'est la solidarité. C'est à dire que si un groupe d'utilisateur s'isolent du réseau, ils ne participent plus au financement du réseau global. Cela signifie que le réseau global, qui demeure un besoin collectif, nécessite d'être financé pour tous les services qu'il continue d'apporter aux citoyens qui en profitent. Donc si moins de personnes se retrouvent sur le réseau, à le financer, la facture augmente, pour ceux qui continuent d'en bénéficier, toute chose restant égale par ailleurs. Il n'y a donc plus de solidarité. Surtout que ceux qui s'isolent sont souvent ceux qui ont des moyens : capacités d'investissements, supportés par des investisseurs et facilitateurs ou services énergétiques divers. C'est sûrement le plus gros enjeu et personne ne sait comment faire. Je ne suis personnellement pas forcément favorable à ce qu'on installe des îlots, physiquement isolés. Je ne dis pas qu'on doit les interdire, mais l'objectif n'est pas de les multiplier car nous cherchons avant tout les interconnexions. De plus, en termes d'optimum énergétique, ce n'est pas le fait d'être séparé qui va produire l'optimum. Mathématiquement, plus l'interconnexion est importante, plus la capacité d'obtenir est grande de par la possibilité de gérer les transferts d'énergie sur une plus grande échelle. Ceci ne fonctionne cependant que si le réseau est optimalement géré, ce qui n'est pas le cas du tout actuellement. Théoriquement, l'optimum mathématique c'est d'avoir un seul réseau mais dans la réalité la dynamique des personnes peut dans certains cas démontrer que

l'optimum est parfois plus facilement atteignable lorsque les gens s'organisent entre eux pour y parvenir. Mais je reste plus convaincu que l'interconnexion permettra la meilleure gestion du réseau global de par la possibilité d'intervenir plus rapidement. Au niveau international, si un pays voisin a également un grand besoin de renfort, si on doit demander à chacun de consommer raisonnablement pour que l'énergie en circulation puissent subvenir au besoin global sans que le réseau ne saute, sans un réseau global optimisé, ça ne marche pas. Si tout le monde est isolé chez soi, le reste du réseau a moins de marge pour gérer ce genre d'événements. Je ne suis donc pas favorable à des microgrids physiquement isolés par contre je pense qu'il est intéressant de définir des microgrids virtuels, ce qui pourrait se faire même si les sites de production n'étaient pas situés au même endroit mais qu'ils se comportaient comme un seul et même utilisateur du réseau. Ce système permettrait donc aux microgrids de garantir un équilibre qu'ils gèreraient eux-mêmes de sorte à ce que personne ne doive être préoccupé par leur production et consommation. Ils auraient donc une facturation spécifique, avec une rémunération pour leur production tout en étant connectés au réseau. Ce genre d'expériences est mené par Ores plus particulièrement.

G.S : Donc les micro-réseaux virtuels impliqueraient que certains usagers du réseau traditionnel en bénéficient et que d'autres pas ?

P.H : Tout dépend de la tarification. Personne ne sait très bien vers quoi on va aller. Les consommateurs individuels vont se voir proposer des modalités qui ne sont pas encore tout à fait définies, il va y avoir un décret qui sortira, par rapport aux compteurs communicants. Ces compteurs prennent en compte votre consommation globale, sans prendre en compte le jour ou la nuit. Ce compteur va relever quart d'heure part quart d'heure la consommation et relever l'information pour envoyer un relevé quotidien unique au gestionnaire de réseau et, avec votre accord, pourra l'envoyer au fournisseur d'électricité. Votre fournisseur pourra ensuite vous proposer un tarif approprié. Au lieu d'avoir deux tarifs, on pourrait par exemple envisager quatre, qui correspondraient à des profils bien distincts. On pourrait également envisager des formules qui inciteraient les gens à consommer à certaines heures pour décongestionner le réseau. En ce qui concerne les producteurs, d'énergie par source photovoltaïque, on peut maintenir le système de compteur décomptant l'énergie injectée dans le réseau et de certificat vert. Les certificats verts n'existent plus, et pour le décompte, on devrait voir émerger une distinction entre les compteurs de consommation et de production. On peut donc prévoir des

tarifs spécifiques ainsi que des tarifs d'injection pour pouvoir injecter de l'électricité dans le réseau. Ce tarif viendrait du fait que le réseau doit gérer l'électricité injectée. Ce système vient de l'ignorance par rapport à certains paramètres d'équilibrage du réseau. On doit encore déterminer comment les tarifs vont évoluer néanmoins il est certain que différentes formules se développeront.

G.S : Les produits de flexibilité basse-tension, qui rétribuent le producteur pour la flexibilité donnée au réseau, vous voyez ça à quel horizon de temps ?

P.H : Je vois ce type de produits arriver dans un horizon de 5 à 10 ans. Je pense que ce sera accessible pour une bonne partie des consommateurs pour à cet horizon, à condition que les compteurs communicants soient répandus sur le réseau. En effet, les compteurs actuels ne permettraient pas ce genre de configuration.

G.S : A vous entendre, on tendrait donc plus vers un smartgrid que vers une multiplication des microgrids sur le réseau ?

P.H : L'un n'empêche pas l'autre, je pense qu'il y aura des deux. Je pense qu'il y aura des microgrids physiques et virtuels mais je pense qu'il faut être bien prudents et calculateurs car une fois que le réseau est éclaté, il est difficile de le reconstituer. Pour le moment on a quand même une infrastructure dans laquelle tout le monde est connecté. Avant de permettre de se déconnecter il faut donc bien réfléchir. Il y a une créativité tout à fait immense qui peut être développer dans ce secteur dans les années à venir.

R.C : Dans le cadre de notre travail, nous avons scruté les différents projets de microgrids qui existent à travers le monde et qui se développe. Si on prend par exemple le BMG, à l'échelle résidentielle, qui exploite les technologies blockchain pour s'échanger de l'énergie de voisin à voisin, on se rend compte que ce modèle n'est pas prêt à se développer en Belgique avant un certain temps. Nous aimerions donc savoir concrètement les éléments qui constituent les points de blocage sur le marché et réseau belge pour empêcher ce genre d'innovation. A l'inverse nous souhaitons savoir comment est considéré le potentiel de renforcement et flexibilité au réseau que représente les microgrids.

P.H : Sans aucun doute ce type de projet peut venir renforcer les services proposés par les opérateurs de réseau et cela dépendra des balises législatives que l'on va mettre en place. En théorie, le réseau dans sa globalité doit pouvoir gérer l'équilibre sans l'intervention de microgrids. Seulement, dans les faits ça ne marche pas car des gens veulent être acteurs, créer des communautés etc. Il existe déjà des accords entre les gestionnaires de réseaux et de grosses entreprises pour les inciter à consommer à ce moment-là, lorsque le réseau est congestionné, à un tarif intéressant. Vous avez donc déjà des amortisseurs qui existent aujourd'hui et je pense que c'est dans cette logique-là que les interactions entre opérateurs de réseaux et gros consommateurs vont continuer à évoluer.

R.C : Nous sommes conscients que les opérateurs de réseau sont capables de gérer eux-mêmes l'équilibrage, mais si on reconsidère l'objectif, à l'horizon 2025, de se débarrasser des sources de production nucléaires, on peut se demander comment les autres sources de production d'énergie vont parvenir à combler ce manque de production. C'est pour cette raison que l'on insiste sur le potentiel de ce genre de solution.

P.H : Les microgrids ne changent rien à la capacité, ils changent la gestion du réseau. Nous sommes dans un consensus politique pour dire qu'au milieu de ce siècle, nous serons uniquement dans l'énergie renouvelable. Le nucléaire en tant que tel n'apporte pas de flexibilité. A part quand il tombe en panne, sa production est totalement prévisible et constante bien que la consommation soit complètement fluctuante. Donc ni le nucléaire, ni le renouvelable ne répond à ce problème. Vous devez donc gérer votre réseau pour faire coller la production instantanée avec la consommation. Un parc diversifié est varié est donc nécessaire. Ce qui va compter c'est la capacité de production. Les microgrids vont engendrer une dynamique et une innovation à l'échelle locale. La dynamique microgrid amène donc surtout une mobilisation des acteurs, des investissements de leur part et une motivation pour équilibrer le réseau à leur échelle. Mais en soit cela ne change rien au potentiel théorique.

R.C : Nous voyions plus ce modèle sous l'angle des incitants financiers qui donneraient à des gens et des entreprises la motivation pour s'établir en microgrid, d'y investir, encourageant ainsi la capacité de production du réseau global par addition des efforts déployés un peu partout.

P.H : Il s'agit de réaliser le potentiel. C'est comme lorsque l'on a donné des subsides pour le photovoltaïque. Cela a déclenché l'investissement pour les gens. C'est une manière de faire comme vous dites. Cela contribue au fait que des investisseurs, particuliers ou entreprises, mettent de l'argent dans le développement du renouvelable.

G.S : Vous nous avez dit que l'un des blocages c'était la tarification fixe, que si l'un des consommateurs sortait du réseau, les autres consommateurs se verraient répercuter le prix de sa sortie du réseau en voyant leur propre facture augmenter, vous parliez de la solidarité du réseau. Nous comprenons donc que n'importe qui ne peut pas se lancer dans ce type de projet pilote. Par ailleurs, vous connaissez l'implication du groupe Nethys, au travers de Resa, dans le projet pilote Merygrid. Du coup, d'un point de vue politique, comment considérez-vous l'implication des GRD dans des projets microgrid, qui leur sont d'une certaine manière réservé en prenant cet exemple ? N'y a-t-il pas un conflit d'intérêt dans cette histoire ?

P.H : Si et c'est pour cette raison qu'un nouveau décret vient de sortir. Là, vous êtes au cœur de tout le scandale Publifin, et de l'existence même de Nethys dans sa forme actuelle. Il y a effectivement une confusion dans les intérêts des différents business du groupe. Ce n'est pas pour cela que les projets sont mauvais, loin de là, mais il y a bien une contradiction dans la séparation des métiers du groupe. Nous venons de voter un nouveau décret qui implique que Resa doit sortir de Nethys dans les 12 mois. Un gestionnaire de réseau ne pourra en fait plus qu'exercer cette fonction. Nethys étant financé par des capitaux publics et se comportant comme une société privée, va devoir se séparer de Resa, qui a un tout autre intérêt. Resa devra donc se comporter comme Ores par exemple. Ils devront jouer le rôle de facilitateur sur le réseau, sans développer d'activité commerciale propre, sauf si le marché ne le propose pas.

Si par exemple Resa fait un appel d'offre de stockage et que personne n'y répond, ils peuvent assumer ce travail car c'est un besoin pour lequel il existe une demande.

R.C : Nous avons maintenant une question plus personnelle. Nous connaissons votre intérêt pour l'énergie, et c'est à ce sujet que nous souhaiterions vous mettre en situation : imaginez que vous deveniez le ministre fédéral de l'énergie demain. Que mettriez-vous sur une feuille de route, en 5 points clés maximum, selon vos connaissances et expériences en considérant ce qui peut et doit être fait ?

P.H : Difficile de répondre à cela mais je peux vous donner des éléments de réponse : je pense qu'il faudrait redéfinir le soutien aux énergies renouvelables. Nous avons eu une difficulté au niveau des certificats verts par exemple, cela doit être réglé et nous devons déterminer la rémunération, le soutien que nous donnons aux énergies renouvelables par ce biais-là notamment. Dans la production du renouvelable, je mettrais au point un nouveau plan, par exemple pour l'éolien, en incitant les citoyens à contribuer par exemple. Ensuite, je pense qu'il faut travailler sur l'efficacité énergétique, mais on parle ici plus de chauffage, isolation des bâtiments, etc. J'envisagerais également un balisage du développement des microgrids, des nouveaux services énergétiques et des tarifs, et pour cela c'est encore très flou, les autorités ne savent pas s'étendre au-delà d'un horizon de 5 ans. Je crois de manière générale qu'il faut également travailler localement. Je proposerais donc des régies communales qui seraient en fait des sociétés énergétiques rassemblant les consommateurs et les producteurs, y compris citoyens, pour qu'au niveau communal on développe des projets éoliens, de cogénération, de stockage, ... pour avoir une participation collective qui pourrait booster fortement les initiatives locales.

Annexe 2 : Interview RESA

« RESA est l'un des quatre secteurs d'activités du groupe NETHYS.

Actif dans le domaine de l'énergie, RESA est le principal opérateur des réseaux de distribution d'électricité et de gaz en Province de Liège.

Aujourd'hui, avec près de 900 collaborateurs et active dans 71 communes liégeoises, RESA capitalise sur le savoir-faire acquis par les Associations Liégeoises d'Electricité (ALE) et de Gaz (ALG) au cours des 90 dernières années. Bénéficiant d'une longue expérience et d'une expertise pointue, elle affiche une identité forte qui la place incontestablement parmi les Gestionnaires de Réseaux de Distribution les plus performants du paysage énergétique wallon » (RESA, s.d).

Lors de cet entretien, nous avons pu rencontrer Messieurs Luc Warichet, Directeur de RESA et Simon Lachi, Ingénieur travaillant sur le projet Merygrid.

Luc Warichet : Concernant le dossier qui nous occupe ici (n.d.l.r. Merygrid), c'est une réflexion que nous avons eu au niveau du groupe, Nethys, donc vous savez que Resa fait actuellement toujours partie d'un groupe qui s'appelle Nethys même si à terme les deux entités deviendront des sœurs et non plus une relation mère-fille comme cela est le cas à l'heure actuelle. Le groupe réfléchit à son futur et notamment à l'arrivée massive des énergies renouvelables d'un côté et de l'autre côté du stockage. Ceci menant donc à la constitution des micro réseaux. Ceux-ci commencent par la maison jusqu'à la constitution de plusieurs entreprises entre elles et demain des quartiers, un ville.... « On est tous le micro réseau d'un autre » disait Fernand. On s'est donc dit qu'on se devait d'être novateur et on a donc déposé il y a deux ans un dossier auprès de la région Wallonne afin d'obtenir un financement, des subsides. Il y a bien évidemment nombre de conditions à respecter afin de se voir octroyer un financement : il faut des partenaires, il faut dire pourquoi le projet est innovant et en quoi le financement de ce projet est intéressant pour la région wallonne. Le nom du projet Merygrid provient du fait que celui-ci se déroule dans un petit village bien sympathique, le long de l'Ourthe, à Mery.

Simon va maintenant vous faire une présentation plus détaillée du projet

Simon Lachy : Un microgrid c'est, même si vous le savez surement, un sous ensemble électrique à plusieurs échelles (maisons, villages,) et (ici) connecté au réseau public mais interagissant de manière privilégiée entre eux avant d'avoir recours au réseau. On s'intéresse aux micro réseaux parce qu'on commence à voir que le prix de l'énergie produite et consommée localement commence à devenir compétitive par rapport à l'énergie produite dans les grandes centrales. Un jour, si la législation le permet, il y'a aura un espace pour développer ces réseaux. La baisse du coût des PV et des batteries constitue un cadre favorable à l'émergence de production et de consommation locale.

Raphaël Castermans : On parle d'autoconsommation ici ?

SL : La batterie permettant d'augmenter la partie de l'énergie produite consommée localement. Même si évidemment aujourd'hui on a une batterie infinie vu qu'on renvoi l'énergie sur le réseau. On voit que les évolutions technologiques font que les gens se déconnectent de plus en plus du réseau.

LW : La spirale infernale, c'est comme ça qu'on l'appelle ici, décrit le phénomène suivant : Plus il y a de micro réseaux, moins il y a d'énergie qui circule sur notre réseau donc nos tarifs augmentent ce qui pousse les gens à vouloir d'autant plus se détacher du réseau. Si vous connaissez un peu les GRD vous savez comment sont établis les tarifs : Le cout du KWh qui transite qui est au dénominateur : coût / KWh : si les KWh diminuent alors le tarif augmente. Tarif que vous voyez sur toutes vos factures. On est donc partis du constat suivant (la spirale infernale) en nous disant en tant que GRD on risque d'avoir des pertes financières si nous ne participons pas à la création de valeur dans ce micro réseau. Avant de switcher sur Merygrid en tant que tel, peut-être vous rappeler que tout cela est inscrit dans le cadre du plan Marshall (à l'époque). Tout ceci (n.d.l.r : slides projetées) sont des extraits qui expliquaient qu'il y avait une volonté wallonne de mettre en place des systèmes de cloud, c'est comme ça qu'ils l'avaient appelés, permettant une forme d'indépendance énergétique et donc c'est là qu'on s'est engouffré pour obtenir un soutien financier de la région Wallonne. L'idée c'est qu'à terme de pouvoir créer une activité business au sein de Nethys pour développer des micro réseaux. On s'appuie pour cela sur une chaire universitaire avec l'ULg. Dans ce cas-ci c'est le service de Damien Ernst. Nous de notre côté le répondant c'est principalement Simon mais qui sait se reposer sur ...je dirai des agents en interne ici aussi. Il y'a donc deux projets

financés par la région wallonne : le projet Merygrid et le projet Cloud, qu'Ores a sur son territoire tandis que le projet Merygrid est spécifique à la région Liégeoise.

SL : Oui donc le point de départ du projet s'est fait en discutant avec un producteur qui dispose de 200 KVA de puissance hydroélectrique situé le long de l'Ourthe et le constat est le suivant : sur une année il produit environ 1000 MWh mais la consommation totale du site n'est que de 600 MWh et malgré cela, à plusieurs de moments de l'année il doit acheter de l'énergie sur le réseau. Donc à plein de moments il produit de l'énergie mais doit la revendre à 30-40 car il n'en consomme pas assez et à d'autres moments il doit en acheter à 100. Le point de départ est donc celui-ci : est-ce qu'il n'y a pas moyen d'échanger de l'énergie directement et aussi de pouvoir la stocker. Donc d'une part de l'autoconsommation collective donc échanger directement la production avec les voisins mais aussi avoir du stockage qui permet, par exemple, de valoriser une production nocturne (turbine hydroélectrique) le lendemain. Cela est une première approche pour valoriser un micro réseau. Le second est d'imaginer rendre des services de flexibilité au gestionnaire du réseau (n.d.l.r Elia) qui seraient contractés. Donc d'une part consommer plus d'énergie de manière locale et aussi avoir des leviers pour vendre des services énergétiques au réseau public et aux autres acteurs du marché de l'énergie. Il y'a donc deux composants principaux dans ce projet : un élément de stockage et alors il y a l'élément central qui est l'EMS. Celui va en temps réel piloter le micro réseaux et va pouvoir optimiser les échanges financiers avec le monde extérieur.

LW : On a organisé le projet sous forme de « wordpackage » et c'est comme ça qu'on suit le projet. Donc le 1^{er} était l'aménagement du réseau le 2^e était le stockage en tant que tel le 3^e était la création de l'EMS et en 4^e un business case.

RC : Et la « cabine microgrid », qu'il y a-t-il précisément à l'intérieur ?

SL : Il y a les mêmes composants que l'on retrouve dans une cabine réseau classique. Donc en fait il fallait les composants nécessaires pour connecter la batterie au réseau donc tout ce qui est protection, transformateurs etc. Il fallait donc quand même constituer une cabine et on en a profité pour réaménager le réseau et donc on peut voir sur la partie gauche le tableau moyenne tension, là où se trouve tous les composants moyenne tension et en fait il y' a une armoire par connexion et donc à gauche il y' a les connexions entre le microgrid et le réseau public puis alors il y'a des éléments de protection et des éléments de comptage qui gèrent les

flux de l'ensemble du microgrid comme si en fait le microgrid était un seul client vis-à-vis du GRD. Après il y a les connexions internes donc entre le microgrid et les différentes entités présentes sur le site.

RC : Et petite question : Les batteries sont fournies par qui ?

SL : On les a achetées dans le cadre du projet à la société Valence et c'est CE+T qui nous a conseillé pour le choix de ces batteries. Ce sont des batteries au Lithium-Ion phosphate, ce sont les plus chères mais ce sont aussi les plus stables.

GS : Si je peux vous poser la question maintenant : Pourquoi avoir choisi de créer un EMS, connaissant les coûts qui y sont liés, au lieu d'en utiliser un présent sur le marché ?

LW : On estime que ce qu'ils sont en train de développer ici certains modules sont présents sur le marché mais d'autres ne le sont pas. Les modules de monitoring ça il y en a énormément, des modules d'interaction avec une batterie aussi par contre ici on vient ajouter des couches supplémentaires, je n'ai pas cette partie ci ici, mais des couches de prédictions par exemple, prévisions basées sur bases de signaux extérieurs, des signaux de prix, signaux météo des capteurs dans les entreprises donc on essaye de simuler sur base de l'historique quel seront les besoins du client, le profil de consommation du client, et tout ça étant intégré dans l'EMS qui va donner peut-être des actions sur bases de ces informations. Il y a aussi surtout l'auto-apprentissage. On pense néanmoins que tous ces modules-là ne sont pas présent à l'heure actuelle dans un seul outil. Globalement il y a quand même une forme d'intelligence artificielle par rapport à des outils qui font du simple monitoring.

SL : Il y a effectivement plein de bons EMS sur le marché, la plupart ont souvent des fonctions bien définies donc par exemple ceux associés à des PV ou à des batteries,... fin ils ont des fonctions bien spécifiques et ici la particularité c'est qu'il y a différentes sortes de revenus et différents leviers d'optimisation et il faut donc choisir et prendre chaque fois le plus opportun et c'est là qu'on rajoute une couche de complexité et c'est là où il n'y pas encore de solutions répondant à nos besoins.

LW : Et puis on va en faire un business il faut être clair. On se fait donc d'abord la main sur un site test avant d'aller le vendre à l'extérieur.

RC : Et la technologie que vous avez mis au point elle est détenue par ?

LW : Elle est codétenue avec l'ULg. On partage l'API avec la chaire universitaire

RC : Vous utilisez en plus de la cogénération ?

SL : Non du tout. Nous avons des PV et des installations hydroélectriques au fil de l'eau. En fait il y a une chute d'eau d'à peu près 1 mètre et il y'a un bras du cours d'eau qui rentre en dessous d'un local dans lequel se situe la turbine hydroélectrique en fait.

RC : Donc le but du Merygrid c'est d'autoconsommer au plus possible et n'avoir recours au réseau public que lorsque la consommation est plus grande que l'énergie produite ?

SL : Oui voilà effectivement. On essaye de vraiment consommer le plus possible localement la production qui est produite sur le site. Cela est permis d'une part grâce à la batterie et aussi en gérant de manière plus intelligente les processus de production et de consommation d'énergie afin de les faire correspondre au mieux dans le temps. S'il y'a des processus qui consomment de l'énergie qui peuvent être activés à de meilleurs moments qu'à d'autre pour faire correspondre la consommation et la production c'est aussi une voie de valorisation.

LW : Pour la partie business case il y'a aussi les produits auxiliaires que développe Elia. Le but étant de diminuer notre consommation ou de fournir de l'énergie sur le réseau. Pour ces services auxiliaires vous êtes rémunérés. Les prix pour les services sont des prix déterminés. C'est donc de la flexibilité que les producteurs peuvent apporter au réseau. Il y a aussi la pointe de consommation. C'est un concept assez important. Donc une partie de coût qu'une entreprise paie à Resa est le coût de la commodité en elle-même et l'autre c'est la pointe de consommation et ça c'est très intéressant de par le fait que c'est assez pénalisant. Donc si l'entreprise consomme 100 pendant 1 an mais qu'un quart d'heure par an elle consomme 200 elle va être pénalisée toute l'année qui suit pour cette pointe-là. Donc si à ce moment-là on peut ne pas passer par le réseau public, utiliser son énergie gardée en batterie ou celle du voisin cela devient fort intéressant. Cela étant possible grâce à l'utilisation de l'EMS.

RC : Avez-vous une simulation globale des coûts et des flux de revenus ? Un business model en somme ?

SL : Non pas encore. C'était la partie qui était la moins travaillée. Elle a été faite en amont pour avoir de bonnes idées de ce qui était pertinent de faire mais pour les détails cela viendra avec le prochain et dernier Word package. Néanmoins si on regarde l'ensemble, l'achat du système, la cabine, ... on voit très bien que sur la durée de vie de la batterie par exemple le projet ne sera pas rentable.

LW : En ce qui concerne la répartition des coûts, les experts de l'université ont créé une formule mathématique sous forme de problème d'optimisation avec comme objectif final de générer un gain qui serait plus avantageux s'ils sont ensemble plutôt que s'ils seraient tous seul.

GS : On va maintenant vous poser les questions que nous avons préparées si cela est ok pour vous. Premièrement une question concernant plus le cadre législatif : Est-ce que n'importe qui ou n'importe quelle entité, supposant qu'elle en a les moyens, peut développer un projet du style Merygrid ?

LW : A votre avis ?

RC : Non.

LW : Non effectivement mais vous n'avez pas regardé les législations ?

GS : On a regardé la législation effectivement mais du coup on se demandait comment vous vous ayez la chance de le faire ?

LW : Nous on est sur l'article 21 du décret et donc on a dû demander une dérogation mais Simon va vous expliquer ça en quelques mots

SL : Donc oui on ne peut clairement pas, on se met en défaut de pas mal de textes mais pour des projets pilotes on peut demander une dérogation. Il faut demander une autorisation à la CWaPe, qui est le régulateur ici en région Wallonne. De plus il faut l'accord du GRD. Lorsqu'on fait la demande la CWaPe demande un certain nombre de précisions comme par exemple pouvoir chiffrer le manque à gagner pour la communauté, que les entreprises participantes au projet sont bien d'accord. Une entité privée voulant effectuer ce genre de projet devra aussi demander autorisation au GRD.

LW : On doit montrer que c'est quand même bien un projet pilote et qu'on ne profite pas d'un effet d'aubaine.

SL : Oui par exemple qu'on ne vient pas chercher des flux financiers juste pour 2-3 ans par exemple. Mais ici quand on voit le prix de la batterie on voit bien qu'on est ici pour un projet pilote et pas par effet d'aubaine.

GS : **Oui mais à priori quand vous avez lancé le projet vous ne vous êtes pas dit que dans 10 ans vous devriez libérer le terrain ? La législation aura sûrement évolué d'ici là non ?**

SL : Non ça ne nous n'en sommes vraiment pas sûr. Par rapport à la législation on pense raisonnablement que ça vous évaluer dans le bon sens mais de savoir à quelle vitesse c'est une autre question. Tout a quand même été prévu pour libérer le terrain après la date prévue à cet effet.

GS : **Et est-ce que vous en tant que GRD vous n'avez pas intérêt à ce que les micro réseaux ne se développe pas trop ?**

LW : Donc nous on a pris le contrepied de ça. On voit quand même bien que la tarification change et qu'on va vers des tarifs qui sont plus dynamiques. S'opposer aux micro réseaux cela tiendra le coup quelques mois et peut-être encore quelques années mais à un moment donné la technologie va dépasser si vous voulez le juridique. Je m'explique : l'avènement des batteries ce n'est pas la Wallonie qui va l'arrêter et pareil pour la transition énergétique. Vous ne pourrez pas bloquer demain quelqu'un qui va acheter sa batterie chez Brico et ses panneaux. Donc nous on doit se préparer à ça, c'est pour ça qu'on rentre dans les micro réseaux et quelque part si nous on sait aller chercher, le groupe, une part de marché dans les micro réseaux c'est en tout cas cette part-là qui ne partira pas ailleurs. C'est comme ça qu'on le voit.

RC : **Autre sujet mais aujourd'hui quand on voit les objectifs européens en termes de renouvelable et au caractère intermittent du renouvelable, est-ce qu'on ne peut pas envisager, via justement des projets industriels de type microgrid, une capacité de réponse à l'équilibrage sur le réseau ?**

SL : Si c'est ce qui est compris dans services auxiliaires de Elia dont on a parlé avant.

RC : C'était plus pour voir comment vous vous voyez l'avenir du paysage énergétique

SL : Pour moi on va vers le développement de ces services auxiliaires qui sont poussés par l'avènement de renouvelable et que celui-ci est par nature intermittent et aussi qu'on interconnecte fin la stratégie de Elia c'est quand même de plus en plus interconnecter le pays. Tous ces produits aidant Elia à maintenir l'équilibrage du réseau quart d'heure par quart d'heure et même seconde par seconde. Le microgrid est un outil qui est très bien adapté pour répondre à ces besoins.

RC : Il a donc quand même un intérêt à voir ce type de projet de voir le jour ?

SL : Tout à fait oui donc plus on a des systèmes énergétiques dit intelligents plus on va pouvoir palier à ces fluctuations.

RC : Mais donc ça serait plus liés à des projets qui seraient industriels ? Où se trouve la limite en fait ?

LW : La moyenne tension. A l'heure actuelle il n'y a pas de services de flexibilité liés à la basse tension. Actuellement la loi fédérale sur la flexibilité ne touche que la moyenne tension.

GS : Donc j'ai encore une ou deux questions à vous poser : Premièrement, étant donné qu'on a parlé que les produits flexibilité sont limité à la moyenne tension, est-ce que cela voudrait dire que Nethys ne se lancera pas dans les projets de type microgrid résidentiels ? Est-ce un frein pour le développement de ce type de projet ?

LW : Pour le moment en tout cas oui mais je ne sais pas vous dire si la flexibilité ne va pas s'étendre à la basse tension. Pour l'instant c'est un peu une bataille que l'on a : on essaye de dire prouver nous qu'il existe du potentiel en basse tension alors peut-être qu'on y songera (on parle à Elia là). Par exemple quand il y aura les voitures électriques sur la basse tension ça sera un super réservoir de flexibilité. Mais on leur dit qu'il n'y a pas encore de bagnoles donc attendons de voir. Donc oui pour l'instant il y'a moins de sources de revenus dans le résidentiel. Dans l'industriel il y a aussi plus la capacité de décaler certaines charges.

Annexe 3: Interview Luc Graré (Toomuch.energy)

Mardi 22 Mars 2018

Toomuch.energy was founded beginning 2017 by Luc Graré and Alexander Vasylchecko. Based in Antwerp, Belgium, the start-up toomuch.energy aspires to become the leading peer-to-peer selling platform for corporate customers who produce excess electricity with their solar installation and wish to sell this to other companies directly instead of just feeding into the grid.

Raphaël Castermans: Could you first introduce yourself?

Luc Graré: My name is Luc Graré, 54 years old. I have studied engineering electronics and business administration. I have worked at the beginning of my career many years in electronic companies like 9 years at Sony, 7 years at LG electronics, couple of years at Tomtom. Before I started the business that I am doing now, I was until September 2016, 6 years at Renewable Energy Corporation, a Norwegian company which is the largest manufacture of solar panels in Europe. There I was Senior vice president sales and marketing and I decided to quit them in September 2016 to launch two companies. The first one is Qway Energy company, where we are active in Kazakhstan mainly, we develop renewable energy. The other company I cofounded here in Belgium, called Too much Energy, is an electricity transaction platform based on blockchain.

R.C: Could you describe your company toomuch.energy?

L.C: The company is still in a very early stage. The idea came 4 years ago. We were inspired by the model of Airbnb for electricity: share something, here electricity, that you have in excess. The idea is really if you have on the roof of your house solar panels and that you produce more electricity than what you consume, instead of feeding back in the grid and getting probably very low compensation, you can sell it to your neighbourhood.

R.C: Concretely, what kind of profile are you addressing to?

L.C: First, we are not only focus on Belgium, we are very opportunistic. Actually, we are addressing our idea to companies. Why? Because if we talk about Belgium, especially the Flemish market, which is more developed, regarding PV installations than in Brussels and in

Wallonia, there is a net metering for the residential eco. So basically, if you produce too much electricity, your meter is turning the opposite way. So therefore, for this kind of person it is not really a business model for us. The electricity produced is just deducted from your bill so you can't resell it to your neighbour.

In the case of companies, when they have solar pannels and that they produce excess electricity, they feed back in the grid. And they get something between 4.5 and 5.5c€/kwh so there is a business model by selling their electricity to the neighbours maybe for 10 or 11c€/kwh. A typical let's say medium size company here in Belgium, they pay something like 14 to 15c€/kwh. Residential something like 23c€/kwh and big electricity consumer like big chemical plants pay around 5c€/kwh.

To sell your electricity then, that you have in excess, to another medium size company maybe for 10 to 11c€/kwh, it could be a business because it is still cheaper than supplier.

R.C: Do the users of your company fix the price of this excess electricity themselves?

L.G: This is the business model like I just said, this is the theory. In practice, it is more complicated: it is not allowed for the moment to do it, as in many European countries.

Actually, many years ago, the EU started liberalizing the electricity market. This means, the high tension lines could then be disconnected from the generation of electricity. In many countries it has been done, where we found now several production companies like Eon, Electrabel, Engie, ... On the other side, there are companies managing the high voltage lines, in Belgium this is Elia. Everybody can use these high voltage lines.

Now there is a third component, after the production and the high voltage lines, you have the so called "DSO" (Distribution System Operators). This last component is doing the last mile until the house. The DSOs are stretched in this way that they are partly from the communities. So, several cities and villages they are all together the shareholders from the DSOs. So, with DSOs, you have to deal for the lines that feed the villages in electricity. Given the many shareholders of DSOs, in Belgium it is very complicated to deal with them.

I think that 2 years ago, it was in Belgium, in Flanders, the idea to merge all those different DSOs and then to merge with a Chinese company, which wanted to pay a lot of money for

this. There was a huge resistance and many parties thought “we should not sell our DSOs, especially not to a Chinese company”. This resistance came from cities, villages etc. A DSO is the kind of organization that doesn’t worry about the cost, because every cost they can make, they can charge to your electricity bill. Last year, the same cities and villages received a dividend from the DSOs, as an extra incoming for them. This complicated the idea that we have and this is similar for many European countries.

The DSOs are not willing really to cooperate with the idea to sell extra electricity with a neighbour. But there is DG Energy, from the commission, is pushing very strong to liberalize their last part of electricity system. Like for the other stage of electricity supply, people sold always have the choice. That would mean that the DSOs would be open for a new business model.

R.C: Like yours I guess?

L.G: Yes! And the very important thing in it is that for one particular customer, there should be multiple supplier. The situation now, is that, at your home you have probably an electricity meter, which gives your electricity consumption through AMM number and this is the number you give to your electricity supplier. The supplier says that you are his customer but you can’t say that during the last month you purchased electricity to your neighbour, he doesn’t care. He will say that you have to pay your bill. Because he owns your meter. The DSOs should make extra services that for instance would allow you to buy electricity the morning from Eon, the afternoon from Engie and the evening maybe from your neighbour. That is where the whole system is going to. It won’t be tomorrow but we are in discussing with the Commission for instance with Solar Power Europe to accelerate the process. These lobbies think the liberalization of DSOs will be effective between 2020 and 2022.

R.C: So, as I understand, given the sticking point with the DSOs, you are not already concerned by microgrid in Belgium?

L.G: Yes, it is clearly stuck. As DSOs are not supporting this, as well as multiple actors, it is not possible. So, what we do for the moment, is experiencing a pilot of our project at the Antwerp’s port. There is a big industrial group. They have seven sites on the port, of which four sites have solar panels on the roof of the buildings and three not. Two of these four

buildings have to buy energy from a supplier, then we proposed to sell the extra energy internally for this group. But unfortunately, the DSO “Eandis”, wasn’t ok to support this. They were not interested and suggested to let them do their business.

So, we took the data of their purchase to the supplier from the seven locations for 2016 on a frequency of every 15 minutes. We put the data on our platform to see virtually when one site is producing too much electricity, if it is possible to sell it to another location. The simulation demonstrated that this group could save in one year near to 4000€. Just by consuming the extra electricity of the others sites so by optimizing the consumption.

R.C: Given your expertise in the field of electricity, how do you consider the implementations’ perspective for microgrids in Belgium?

L.G: I think there is still a lot of work to do, but I believe that thanks to the work of the lobbying to the Commission, it will have a deep impact. In Western Europe, it could be possible that communities, which could be a street, a district, work together and shape a kind of community in our platform and will be connected with the blockchain concept. Some of them would have solar panels, producing electricity in excess, that could be resell to the community. Some people in this community, could even invest in battery storage given their interest in this business. They might become a bigger seller by reselling important quantity of electricity thanks to the batteries. At the end of the day, if this community is missing electricity, they could still buy it from the grid, as a group, then at a lower price than today. This is a vision of a near future after the liberalization of DSOs. However, they could still have a good place in this, their service remains relevant because they enable the connection between every home of the community, but on the other hand there will be more pressure on the utilities (Engie, Eon, ...) in terms of price.

R.C: You talked about the blockchain technology for the transactions between users. What do you think about the maturity of this system? Is it ready according to you to be implemented and used every day to settle transactions in our country? What about the legislation?

L.G: It can be very quickly implemented. There are blockchain platform like Ethereum, which enable this quickly! We have in our team, people who are active in project using actually

blockchain and it works very well. Only a couple of months is needing to implement all the blockchain structure. The only point is still this liberalization problem. As soon as it is ok, everything will go quick to be implemented. And let's keep in mind that on a three-years horizon, technologies can change a lot and be even more efficient.

R.C: So, until the legislation's barriers are not removed, you can't really deploy your model in Belgium?

L.G: Exactly. Then we do two things meanwhile. One is to work on the reselling program for toomuch.energy and we are working also into microgrids in emerging countries like in Africa and South East Asia for instance.

Because we imagine to set up some kinds of mini grids for small community that could be connected with a 15MW solar plant, and wind turbines also, paid by private investors. So, for these investors, to sell the electricity, they go the local utility company and they can take care about it, which is often very expensive because the utilities request big prices. With our platform, the same can be done in a fraction of this cost. Even transactions can be done at a much lower cost thanks to blockchain.

Given the instability of the grid in Africa for instance, some electricity producer companies can establish there and supply some companies, ensuring them a stable electricity.

R.C: Let's return in Belgium. Technically speaking, do you think it is possible to implement mini grids? Or is there still some stuff to solve?

L.G: In Belgium, it is absolutely possible! There will be some fights with the utilities. As Engie says it, they want to become more services companies. Many of these services will go to the DSOs, who should stay neutral so it will be head to head.

Annexe 4 : Formulaire Vandebon

Mercredi 2 Mai 2018

Vandebon est un fournisseur d'énergie néerlandais avec une mission : avec ses clients, la société désire travailler à un réseau énergétique entièrement durable. Toute l'énergie utilisée serait 100% verte et générée localement. Vandebon propose donc de l'énergie durable provenant de producteurs locaux directement aux ménages néerlandais. Pour ce faire, ils proposent une plateforme qui permet d'acheter de l'énergie au producteur de son choix. Le producteur y renseigne son prix, sa localisation ainsi qu'une photo. Ainsi, les clients savent exactement d'où vient leur bonne énergie et où va leur argent.

1. Could you describe your company and the platform you propose?

Vandebon is an independent platform that connects electricity producers with consumers. Therefore, Vandebon doesn't own its own production facilities, but it contracts producers and consumers to purchase and supply their electricity. Vandebon doesn't make a profit on the amount of electricity that is purchased or supplied. The only income for Vandebon is a standard fee for producers and consumers to make use of our platform.

2. Who are the different stakeholders in your model?

The consumers, the producers and Vandebon.

3. Who is able to use this platform? What is your clients' profile? Are there any requirement to use it?

For consumers: everybody with a 'small usage' grid connection (max. 3x80 Ampere) in The Netherlands. In practice, almost all households and small businesses have such a 'small usage' connection. We are working on a proposition for consumers with a 'large usage' connection (> 3x80 Ampere).

For producers: everybody with a 'large usage' connection who produces at least around 50 MWh/year of sustainable electricity (solar/wind/bio/water). For bio, we have extra

requirements that the production of biomass doesn't conflict with other sustainability/social goals. There is no strict minimum to the amount of electricity that must be generated on a yearly basis, but when it is less than 50 MWh/year it is in most cases not profitable for both Vandebroon and the producer.

When you have overproduction on a yearly basis on a 'small usage' grid connection (e.g. households who install more solar panels than necessary for their own consumption), you can join the 'solar collective' ('zonnectief' in Dutch). In the solar collective, the production of all producers with a 'small usage' connection in the Netherlands are combined and presented as 1 producer on the official producer page.

4. How the energy traded is then supplied to the consumer? Do you use your private grid?

We make use of the national grid. Electricity is not physically transported from the producer to its consumers, so we do not have a private grid. On a yearly basis, we guarantee that a producer generates at least the amount of electricity that its consumers consume. However, because we are not able yet to store the electricity, supply and demand is not always balanced. When we have overproduction, we sell electricity on the market. When we have under production, we buy on the market. After a year, a producer has produced at least the amount of electricity its consumers needed. This is controlled by the amount of GOOs (Guarantees Of Origin) that are produced by a production installation in a year, and the amount of GOOs that are supplied to its consumers in a year. The Dutch Authority of Consumers and Markets (ACM) checks every year if there are not more GOOs supplied than produced per production installation.

5. How do you guarantee only renewable energy? According to the fluctuations in demand, do you still need connection to the public grid to supply the market?

See answer question 4.

6. Could you describe the energy market in the Netherlands? How liberalized is it?

Grid operation is still operated by semi-public companies. Production and supply of energy is completely liberalized.

7. How do you deal specifically with distributors? [And other actors if it is relevant].

Since we are an independent platform in between the producers and the consumers, we are not officially involved in the installation of new solar panels/wind turbines/etc. Therefore, we are also not officially involved in issues with for example grid connections. This is the responsibility of the producer. However, because we have close contact with our producers, we want to stay informed about the developments in the electricity grid.

8. What is the objective of Vandebron? In the short and long term.

In short term, we want to connect as much as possible new consumers with new producers, using the existing business model. On the long term, we want to real-time balance supply and demand so that we do not have to trade on the electricity market anymore (although we keep making use of the national electricity grid). We want to achieve this with, for example, smart charging of electric vehicles.

9. Could you explain your scaling up strategy?

The only limit in the number of consumers, is the number of producers that are connected to our platform. When the number of producers keeps growing, there is no limit to our platform.

10. What are the limit of your project or the challenges to face in the short and long term according to you? [If not explained before or need to be completed].

In the short run, we must stay price competitive in comparison the energy companies with less innovation expenditures. On the long run the national electricity grid and IT technologies must be able to facilitate real-time balancing of supply and demand.

11. What are the microgrids' perspective of implementation in your country according to you? And in Europe? Do you see any very difficult challenge to overcome?

The larger the grid, the easier it is to real-time balance supply and demand. Because when more connections are combined, the fluctuations will be less big (multiple connections in general level out their peaks). Therefore, balancing microgrids is less efficient than balancing

the national grid. However, technically (especially IT wise) it will be less complicated to coordinate microgrids.

In my view microgrids will not be implemented on large scale in the coming years, and maybe even decades. Only when prices of storage facilities radically decrease, there will be significant IT problems, or significant problems with the national grid, microgrids might become more popular. Otherwise, balancing the grid on larger (national) scale will stay by far most efficient.

12. What are the main strengths and weaknesses of this model?
--

See answer question 11

13. In your ideal energetic world, how would you describe the organization of the energy sector (production, consumption, storage, grid, trade, ...)?
--

Energy companies do not own production facilities anymore, but are only responsible for real-time balancing demand and supply of their consumers and producers. 1 national operator stays responsible for maintaining the electricity grid.

