

COMMISSION WALLONNE POUR L'ENERGIE

RAPPORT FINAL - REDI

(Réseaux Electriques Durables et Intelligents)

CD-12a23-CWaPE

concernant

'les priorités en matière de développement des réseaux'

Le 23 janvier 2012

« Les grands patrons n'hésitent jamais, mais doutent tout le temps. Il faut jouer sur l'hésitation qu'on combat et le doute qu'on encourage. Le doute est le rappel permanent que tout est hypothèse. »

Luc DE BRABANDERE, mathématicien et philosophe

EXECUTIVE SUMMARY

Tel est le sens de l'Histoire énergétique impulsé par les Européens: dans les années qui viennent, l'Europe, la Belgique, la Wallonie seront appelées à se réorienter vers des modes de production d'électricité plus décentralisés, notamment à partir de sources d'énergie renouvelables. Au niveau des réseaux électriques, cela suppose des changements structurels et organisationnels fondamentaux qui, vu les efforts notamment financiers exigés, devront nécessairement s'échelonner dans le temps et être confrontés à des arbitrages. Une transition réfléchie s'impose, qui tienne compte de toutes les réalités techniques, économiques, environnementales et sociales de notre marché. Existe-t-il un optimum stratégique? Trois groupes de travail réunissant tous les acteurs en présence se sont efforcés d'en tracer les contours.

Pour ce qui concerne les réseaux proprement dits, il apparaît très vite que, conçus au départ pour les productions très centralisées proches des grands lieux de consommation, notre infrastructure actuelle (comme celle de la plupart des pays proches) est très peu adaptée, à ce stade, à l'avènement d'une constellation de petites unités de production dispersées sur le territoire et appelées à intervenir en fonction de la disponibilité des ressources locales. Le développement rapide de celles-ci – soutenu par une éventuelle obligation légale qui serait faite aux gestionnaires de réseau de raccorder toute nouvelle production d'électricité d'origine renouvelable – risque, faute de renforcements ciblés organisés en temps voulu, de multiplier les congestions et les surtensions.

La difficulté consiste donc ici à permettre et encourager l'éclosion progressive – voulue par l'Europe et la Wallonie – de petites productions locales souvent intermittentes tout en préservant la sécurité du réseau et donc le nécessaire équilibre entre production et consommation, sans pour autant imposer systématiquement dans l'immédiat des aménagements souvent coûteux, décidés au coup par coup... ⁽¹⁾

La généralisation d'une flexibilité judicieuse de l'accès au réseau peut y aider en permettant au gestionnaire de réseau de limiter la quantité d'électricité injectée sur le réseau en fonction de la disponibilité de celui-ci. Mais plutôt que de réduire la production d'électricité renouvelable, la gestion active de la demande⁽²⁾ est apparue aux yeux de tous comme l'approche la plus pertinente pour accompagner cette évolution en douceur. En incitant les consommateurs à consommer de préférence lorsque la production locale est la plus importante, elle permet de déplacer jusqu'à 30% voire 40% de la charge des consommateurs résidentiels. Or il s'avère que ce mode de gestion, parfois associé à l'installation de compteurs intelligents (enregistrement des consommations par quart d'heure et télérelève des index, etc.), peut aussi être parfaitement assuré, tout de suite et avec un coût relativement marginal, par les gestionnaires de réseau, à partir des équipements actuellement en service (télécommandes centralisées et compteurs existants). Une gestion de la charge limitée aux seuls endroits et moments critiques devrait alors suffire à préserver au mieux les intérêts légitimes du fournisseur d'électricité. De même, des règles strictes et précises d'intervention devront garantir l'autonomie nécessaire des responsables d'équilibre et des acteurs de l'amont.

Il n'en faut pas moins accepter qu'une plus grande flexibilité dans l'accès au réseau et dans l'approche des acteurs de marché ne suffira pas pour intégrer l'ensemble des productions décentralisées prévisibles sur le long terme. Des adaptations de réseau seront nécessaires et elles auront un coût. Cette charge financière s'avère très difficile à évaluer dès à présent avec les données disponibles et compte tenu de la diversité des cas de figure à envisager. Ceci n'empêche pas de dégager des pistes pour rencontrer les objectifs annoncés (les quotas d'électricité verte les situent autour de 11 TWh d'ici 2020) au moindre coût. Un logigramme décisionnel sera défini en ce sens, pour assister les gestionnaires de réseau dans leurs choix⁽³⁾.

En favorisant notamment le raccordement des productions d'électricité les plus compétitives et les mieux situées sur le réseau, une concurrence nouvelle pourra se développer. Cela suppose un encadrement rigoureux (des règles du jeu précises et transparentes), un arbitrage accepté par tous et, le cas échéant, des compensations financières pour les producteurs à qui une flexibilité serait imposée pour garantir la sécurité du réseau. La notion de 'projet raisonnable' apparaît ici cruciale, pour éviter de supporter financièrement des projets mal adaptés. Il s'agit d'une part de faire les bons choix en matière de filières de production au regard des besoins constatés et des réalités techniques, mais aussi d'orienter les investissements de production vers des endroits où le réseau dispose déjà d'une capacité disponible.

Les arbitrages opérationnels pourront être réalisés par les gestionnaires du réseau. Ce sont eux qui disposent de toute l'information technique et financière du réseau, nécessaire pour faire coller le pragmatisme industriel au plus près des objectifs économiques, sociaux et environnementaux fixés, tout en permettant à l'intérêt collectif de s'exprimer pleinement. Le régulateur aura, pour sa part, mission de vérifier non seulement que les options prises correspondent bien à l'optimum économique conduisant aux meilleurs tarifs pour les utilisateurs du réseau mais aussi, corollairement, qu'aucun projet déraisonnable ne sera soutenu par des fonds publics.

- (1) Le groupe de travail 1 a quantifié dans le temps et l'espace les unités de production décentralisées dont l'intégration au réseau permettrait de rencontrer les objectifs wallons et européens de production d'électricité verte.
- (2) Le groupe de travail 2 s'est focalisé sur le potentiel offert par la gestion active de la demande afin de répondre aux contraintes identifiées par le GT1.
- (3) Le groupe de travail 3 a pris en charge l'analyse coût/bénéfices des différentes options retenues.

TABLE DES MATIERES

		EXECUTIVE SUMMARY	4
1.		INTRODUCTION	7
2.		CONTEXTE	9
2.1.		DÉFINITION	9
2.2.		CADRE LÉGAL	10
2.3.		FINALITÉS	14
3.		MÉTHODE	15
	3.1	GROUPES DE TRAVAIL	15
	3.2	RÉUNIONS PLÉNIÈRES	17
	3.3	FORUM REDI	18
	3.4	PLANNING	18
4.		GT1 « PRODUCTIONS DÉCENTRALISÉES »	19
	4.1	OBJET	19
	4.2	COMPTE-RENDU	21
	4.3	POSITION ET COMMENTAIRES DE LA CWAPE	31
5.		GT2 « CONSOMMATEURS FINALS »	32
	5.1	OBJET	32
	5.2	COMPTE-RENDU	32
	5.3	POTENTIEL DE DÉPLACEMENT DE CHARGE	36
	5.4	ETUDES DE CAS	52
	5.5	POSITION ET COMMENTAIRES DE LA CWAPE	63
6.		GT 3 « COÛT-BÉNÉFICE DES INVESTISSEMENTS RÉSEAU »	67
	6.1	OBJET	67
	6.2	COMPTE-RENDU	67
	6.3	POSITION ET COMMENTAIRES DE LA CWAPE	80
7.		PRIORITÉS EN MATIÈRE DE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX	81
	7.1.	VISION DE LA CWAPE	81
	7.2	MISE EN ŒUVRE PAR LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU	94
	7.3	RECOMMANDATIONS AU GOUVERNEMENT WALLON	100
8.		CONCLUSIONS	104
9.		BIBLIOGRAPHIE	106
10.		LISTE DES FIGURES	108
11.		LISTE DES TABLES	109
12.		LISTE DES ANNEXES	110
13.		LEXIQUE	114

1. INTRODUCTION

Ce document constitue le rapport final du groupe de réflexion consacré aux Réseaux Électriques Durables et Intelligents (REDI). Coordonné et animé par la CWaPE, sur base d'une lettre de mission du Ministre en charge de l'énergie, ce groupe a réuni l'ensemble des parties impliquées tout au long de l'année 2011 au travers de différents groupes de travail et de sessions plénières. La présente introduction explicite les différents chapitres constituant ce rapport et suggère un guide de lecture approprié aux différents publics concernés.

Dans un premier temps, le contexte sera rappelé ainsi que le cadre législatif concrétisant la volonté des autorités publiques d'encourager la production d'énergie à partir de sources renouvelables aux niveaux européen et wallon. De ces dispositions découlent les finalités définissant le mandat du groupe REDI (Chapitre 2).

La méthode (Chapitre 3) suivie dans le cadre de cette concertation sectorielle sera ensuite présentée et notamment, la division en trois groupes de travail, l'organisation de sessions plénières et le calendrier y relatif.

Les trois chapitres suivants (Chapitres 4 à 6) relatent les réflexions menées au sein des différents groupes de travail. Le compte-rendu des différentes réunions y est synthétisé, accompagné ensuite des commentaires de la CWaPE.

Les priorités en matière de développement des réseaux sont alors présentées (Chapitre 7). La CWaPE propose dans un premier temps la vision qu'elle a développée au terme de ces réflexions en vue d'intégrer les productions locales. En découlent des dispositions concrètes à mettre en œuvre au niveau des gestionnaires de réseau. Enfin, des recommandations sont adressées à destination du Gouvernement wallon.

Le chapitre 8 présentera les conclusions de ce rapport.

Le lecteur pourra également consulter les différentes annexes et notamment les différents procèsverbaux des réunions des groupes de travail et les documents présentés dans ce cadre. Les réactions des acteurs de marché par rapport à la vision préconisée dans le cadre du groupe REDI compléteront le document¹.

Nous invitons le lecteur intéressé par le thème des réseaux intelligents à prendre connaissance en priorité du chapitre 7 qui constitue la synthèse du groupe REDI. Les chapitres 2 et 3 pourront également constituer un éclairage adéquat afin de mieux appréhender les enjeux associés au développement des réseaux intelligents ainsi que les différents acteurs impliqués.

La CWaPE a présenté sa vision au terme des travaux de REDI lors de la dernière réunion plénière (6/12/2011) et a invité tous les acteurs à faire part de leurs commentaires.

En complément, les acteurs de marché seront également intéressés par les réflexions des groupes de travail qui les concernent plus particulièrement et notamment le chapitre 4 (GT1, producteurs), le chapitre 5 (GT2, fournisseurs et consommateurs) et le chapitre 6 (GT3, fournisseurs).

Les gestionnaires de réseau sont eux concernés par l'ensemble de ces groupes de travail. Enfin, de manière à permettre à tout lecteur, expert ou non, de pouvoir approfondir au mieux les différents domaines couverts par le groupe REDI, les annexes permettront de disposer de toutes les informations nécessaires à cet effet.

2. CONTEXTE

Ce chapitre a pour objet de proposer une définition fonctionnelle des réseaux intelligents et de présenter l'évolution du cadre législatif relatif au développement de ceux-ci.

Le développement des réseaux intelligents renvoie à l'extension et au renforcement des réseaux, ainsi qu'à leur gestion et leur maintenance, de manière telle qu'ils puissent contribuer à rencontrer les objectifs 20/20/20 de la Commission européenne en matière de lutte contre les changements climatiques. Ces objectifs ambitieux pour l'année 2020 comprennent la réduction de 20% des émissions de gaz à effet de serre, la fixation à 20% de la part des énergies renouvelables et l'économie de 20% de la consommation par l'amélioration de l'efficacité énergétique.

En effet, les réseaux intelligents sont essentiels pour permettre d'augmenter la part des énergies renouvelables car:

- ils facilitent l'intégration de la production renouvelable et décentralisée, en conformité avec la sécurité opérationnelle du système électrique et l'efficacité du marché de l'électricité;
- ils aident les consommateurs à mieux participer au marché, non seulement en utilisant leur énergie plus efficacement mais aussi en permettant aux consommateurs d'agir en tant que producteurs (notion de *prosumer*);
- en outre, ils peuvent aussi favoriser la réduction des pertes réseaux.

2.1. DÉFINITION

Sur base de ces enjeux, et bien qu'il n'y ait pas de définition globale généralement admise, la Commission européenne (European Commission, 2006) a défini le réseau intelligent comme « un réseau d'électricité qui intègre intelligemment le comportement et les actions de tous les utilisateurs raccordés à ce réseau (producteurs et consommateurs) dans le but d'assurer efficacement une fourniture d'électricité durable, économique et ce, en toute sécurité ».

Les réseaux d'électricité d'aujourd'hui doivent évoluer vers des réseaux intelligents, transportant bien entendu de l'électricité, mais aussi des informations et de l'intelligence. Cette dernière se manifeste dans une meilleure utilisation des technologies et des pratiques afin de mieux planifier les réseaux futurs et de mieux gérer ceux existants, de contrôler intelligemment la production, notamment celle basée sur les sources renouvelables, et de permettre l'émergence de nouveaux services en vue d'améliorer l'efficacité énergétique.

Il est également utile de préciser que, dans le cadre de la présente étude :

- Les réseaux intelligents concernent le réseau électrique uniquement et donc pas le gaz. Ils portent tant sur le transport que sur la distribution.

- Les réseaux intelligents ne seront pas significativement différents des réseaux d'électricité actuels constitués de câbles, lignes et postes de transformation. Cependant, les réseaux intelligents doivent permettre une gestion plus efficace des actifs existants.
- Il ne s'agit pas d'une révolution mais bien d'un processus d'évolution où les réseaux sont continuellement améliorés pour rencontrer les besoins des utilisateurs actuels et à venir. Il n'y aura donc pas de lancement des réseaux intelligents, leur promotion et mise en œuvre survenant en permanence.
- Bien que les concepts soient parfois confondus, le réseau intelligent ne se résume pas en une installation plus ou moins généralisée de compteurs intelligents. Le réseau intelligent est un ensemble beaucoup plus large de technologies et de pratiques.
- Par conséquent, les compteurs intelligents ne suffisent pas pour rendre le réseau intelligent. Ils ne sont pas forcément nécessaires dans la mesure où il est parfaitement possible d'obtenir des réseaux intelligents avec un nombre très réduit de compteurs intelligents. Ceux-ci peuvent toutefois se révéler utiles pour compléter d'autres actions imaginées dans le cadre des réseaux intelligents (comme la gestion active de la demande) ou de la domotique.

2.2. CADRE LÉGAL

Tant au niveau européen qu'au niveau de la législation actuellement en vigueur en Wallonie, l'intégration de la production d'électricité d'origine renouvelable constitue un objectif essentiel qui peut, selon les cas, se traduire par des obligations de raccordement, d'accès garanti ou prioritaire ou encore de compensations financières en cas d'accès flexible.

2.2.1. UNION EUROPÉENNE

2.2.1.1. LA DIRECTIVE 2009/28/CE

Le développement des énergies renouvelables et notamment de la production d'électricité à partir de sources renouvelables est une priorité pour l'Europe. Des objectifs quantifiés à atteindre de façon impérative ont été fixés et les moyens législatifs ont été définis pour favoriser ce développement.

Dans son exposé des motifs, la Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2011/77/CE et 2003/30/CE, communément appelée Directive 3X20, insiste sur l'importance d'un accès garanti et prioritaire au réseau pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

Elle reconnait toutefois que dans certaines circonstances, le transport et la distribution de cette électricité ne puissent être complètement garantis sans altérer la sécurité et la fiabilité du réseau.

Les autorités européennes ont donc considéré que les réseaux intelligents étaient l'outil à développer en priorité en vue de concilier ces exigences d'intégration des productions renouvelables et de maintien de la sécurité du réseau, comme explicité par l'article 16 de cette Directive :

Article 16 - Accès aux réseaux et gestion des réseaux

- 1. Les États membres prennent les mesures appropriées pour développer l'infrastructure du réseau de transport et de distribution, des réseaux intelligents, des installations de stockage et le réseau électrique de manière à permettre la gestion du réseau électrique en toute sécurité et à tenir compte des progrès dans le domaine de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (...).
- 2. Sous réserve des exigences relatives au maintien de la fiabilité et de la sécurité du réseau, reposant sur des critères transparents et non discriminatoires définis par les autorités nationales compétentes:
- a) les États membres veillent à ce que les opérateurs de systèmes de transport et de distribution présents sur leur territoire garantissent le transport et la distribution de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables;
- b) les États membres prévoient, en outre, soit un accès prioritaire, soit un accès garanti au réseau pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables;
- c) les États membres font en sorte que, lorsqu'ils appellent les installations de production d'électricité, les gestionnaires de réseau de transport donnent la priorité à celles qui utilisent des sources d'énergie renouvelables, dans la mesure où la gestion en toute sécurité du réseau national d'électricité le permet et sur la base de critères transparents et non discriminatoires. Les États membres veillent à ce que les mesures concrètes appropriées concernant le réseau et le marché soient prises pour minimiser l'effacement de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Si des mesures significatives sont prises pour effacer les sources d'énergie renouvelables en vue de garantir la sécurité du réseau national d'électricité ainsi que la sécurité d'approvisionnement énergétique, les États membres veillent à ce que les gestionnaires du réseau responsables rendent compte devant l'autorité nationale de régulation compétente de ces mesures et indiquent quelles mesures correctives ils entendent prendre afin d'empêcher toute réduction inappropriée.

3. (...) **Ces règles**² se fondent sur des critères objectifs, transparents et non discriminatoires qui **tiennent compte en particulier de tous les coûts et avantages liés à la connexion de ces producteurs au réseau et de la situation particulière des producteurs implantés dans des régions périphériques ou à faible densité de population. Les règles peuvent prévoir différents types de connexion**. »

2.2.1.2. LA DIRECTIVE 2009/72/CE

D'autre part, la Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil, concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (appelée communément le « 3ème paquet législatif »), fixe des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Dans ce cadre, des moyens législatifs ont été mis à disposition des Etatsmembres pour favoriser le raccordement de nouvelles installations de production d'électricité, permettre le renforcement de la capacité des réseaux et développer les réseaux intelligents.

Dans l'exposé des motifs de cette Directive, les enjeux majeurs associés au développement des réseaux intelligents sont d'ailleurs confirmés, considérant que les Etats-membres doivent encourager la modernisation des réseaux de distribution, en introduisant des réseaux intelligents de façon à encourager la production décentralisée et l'efficacité énergétique. Des pistes de solution sont également suggérées dans ce cadre où un rôle accru sera dévolu aux autorités de régulation. La Directive considère que les autorités de régulation doivent veiller à ce que les tarifs de transport de distribution soient non discriminatoires, reflètent les coûts et tiennent compte des coûts de réseau marginaux évités à long terme grâce à la production distribuée et aux mesures de gestion de la demande.

Les deux articles suivants précisent notamment les tâches des gestionnaires du réseau de transport et de distribution au regard de l'intégration des productions d'électricité à base de sources d'énergie renouvelables :

<u>Article 23 - Pouvoir de décider du raccordement de nouvelles centrales électriques au</u> réseau de transport

- « 2. Le gestionnaire de réseau de transport n'a pas le droit de refuser le raccordement d'une nouvelle centrale électrique en invoquant d'éventuelles futures limitations dans les capacités disponibles du réseau, telles que des congestions sur des parties éloignées du réseau de transport. Le gestionnaire de réseau de transport est tenu de fournir les informations nécessaires.
- 3. Le gestionnaire de réseau de transport n'a pas le droit de refuser un nouveau point de raccordement au motif que celui-ci entraînera des coûts supplémentaires résultant

² Il s'agit de la prise en charge et du partage des coûts des adaptations techniques, telles que la connexion au réseau, le renforcement des réseaux, etc.

de l'obligation d'accroître la capacité des éléments du réseau dans la zone située à proximité du point de raccordement. »

Article 25 – Tâches des gestionnaires de réseau de distribution

- « 1. Le gestionnaire de réseau de distribution est tenu de garantir la capacité à long terme du réseau de répondre à des demandes raisonnables de distribution d'électricité, d'exploiter, d'assurer la maintenance et de développer, dans des conditions économiques acceptables, un réseau de distribution d'électricité sûr, fiable et performant dans la zone qu'il couvre, dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique. (...)
- 4. Un État membre peut imposer au gestionnaire de réseau de distribution, lorsqu'il appelle les installations de production, de donner la priorité à celles qui utilisent des sources d'énergie renouvelables ou des déchets ou qui produisent de la chaleur et de l'électricité combinées.»

2.2.2. RÉGION WALLONNE

Le Décret du 12 avril 2001 qui avait transposé la première Directive européenne organisant la libéralisation du secteur de l'électricité, avait explicitement prévu que les réseaux électriques devaient être adaptés pour rencontrer les besoins, tant ceux relatifs au prélèvement (consommation) que ceux relatifs à l'injection (production).

Article 11 relatif aux tâches du gestionnaire de réseau, §2 :

« (...) le gestionnaire de réseau est notamment chargé des tâches suivantes:

1° l'amélioration, le renouvellement et l'extension du réseau, notamment dans le cadre du plan d'adaptation, en vue de **garantir une capacité adéquate pour rencontrer les besoins** »

Par ailleurs, le projet d'arrêté modificatif de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006, relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération visant à fixer les quotas de certificats verts après 2012, adopté le 10 février 2011 en première lecture, définit un objectif de 11 TWh d'électricité verte produite en Wallonie à l'horizon 2020 par la fixation d'un quota de 37,9% en 2020, confirmant la déclaration de politique régionale de la Wallonie publié en 2009.

Cet objectif est ventilé par filière dans le projet d'arrêté de la manière suivante :

- 8 TWh d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ;
- 3 TWh d'électricité issue de cogénération de qualité à partir d'énergie fossile.

2.3. FINALITÉS

C'est dans ce contexte qu'a été adressée à la CWaPE, en date du 25 octobre 2010, la demande du Ministre en charge de l'énergie à l'origine du projet REDI. Les finalités de ce projet y ont été clairement établies et ont permis de définir son mandat :

« Ce groupe de travail remettra au Gouvernement un rapport sur les priorités en matière de développement des réseaux durables et intelligents en vue <u>d'assurer l'intégration des productions décentralisées</u>, <u>de limiter la consommation des clients finals</u>, <u>de réduire les pertes réseaux et d'améliorer l'efficacité et le rapport coût-bénéfice des investissements "réseaux"</u>».

3. MÉTHODE

Afin d'établir les recommandations du présent rapport, la CWaPE a privilégié une méthode basée sur la concertation entre les diverses parties impliquées. L'échange d'informations a donc été organisé à différents niveaux : au moyen de groupes de travail, de réunions plénières et d'un forum interactif.

Les recommandations émises dans ce cadre n'impliquent que la responsabilité de la CWaPE. Par conséquent, l'objectif visé par les concertations réalisées tout au long de l'année était d'enrichir la réflexion par l'échange d'arguments, de manière à mieux percevoir les contraintes respectives des multiples parties prenantes. Il s'agissait donc moins d'une négociation en vue de la recherche d'un consensus que d'une démarche basée sur une commune compréhension, de manière à dégager les points de convergence et de divergence.

3.1 GROUPES DE TRAVAIL

Trois groupes de travail ont été constitués, réunissant les parties directement concernées par les thèmes débattus. Ces groupes de travail se sont réunis tout au long de l'année 2011 et ont été organisés selon les finalités contenues dans la lettre de mission du Ministre. Dans un souci d'efficacité, chaque groupe de travail ne comportait pas plus de 20 participants.

Le GT1, intitulé « Productions décentralisées », comprenait les producteurs ainsi que les gestionnaires des réseaux de distribution et de transport. Sa tâche principale a été de quantifier dans le temps et l'espace les unités de production décentralisées dont l'intégration au réseau permettrait de rencontrer les objectifs wallons et européens de production d'électricité verte. Il a également permis de définir des études de cas en vue d'illustrer le défi représenté par cette intégration face aux contraintes du réseau. Le GT1 s'est réuni à 5 reprises.

Le GT2 « Consommateurs finals » s'est ensuite intéressé au potentiel offert par la gestion active de la demande afin de répondre aux contraintes identifiées par le GT1. Les acteurs impliqués étaient les consommateurs, les fournisseurs ainsi que les gestionnaires de réseau. Une étude a quantifié le potentiel de déplacement de charge, en distinguant les consommations résidentielles et professionnelles. Les discussions ont également permis d'identifier certaines pistes de mise en œuvre et notamment les acteurs chargés de piloter cette gestion active de la demande. Quatre réunions de GT2 ont été organisées.

Le GT3 « Coût-bénéfice des investissements réseau » a approfondi la mise en œuvre des mesures identifiées en s'attachant à développer un cadre général dans lequel inscrire les solutions proposées dans le GT2 et de nature à répondre aux contraintes mises en avant par le GT1. Il réunissait les fournisseurs et les gestionnaires de réseau de distribution et de transport. Le GT3 s'est réuni à 5 reprises.

A côté de la CWaPE qui, en sa qualité de modérateur et de coordinateur du groupe de réflexion REDI, a mené les réunions au sein des groupes de travail, la Région wallonne a été représentée par le SPW et le cabinet du Ministre en charge de l'énergie. Des représentants du monde académique ont également pu enrichir les débats au sein des groupes de travail. Enfin, des consultants ont épaulé l'action de la CWaPE en réalisant des études spécifiques.

	GT1	GT2	GT3
GRD	V	v	v
GRT	v	ν	ν
Producteur	v		
Fournisseur		v	V
Consommateur		v	
Régulateur	v	v	v
Région wallonne	v	v	V
Académique	V	v	v
Consultant	v	v	V

Table 1 - Composition des groupes de travail

3.2 RÉUNIONS PLÉNIÈRES

Chaque trimestre, la CWaPE a organisé des réunions plénières de manière à tenir informés tous les acteurs intéressés par les développements du groupe de réflexion REDI. Cela a été l'occasion de faire le point à diverses reprises sur les orientations suivies au sein des groupes de travail mais a également permis d'entendre les remarques et suggestions de tous.

La première réunion plénière a été organisée le 14 janvier 2011 et a réuni 72 participants. La Wallonie, représentée par la DGO4 (Département de l'énergie et du bâtiment durable), a d'abord présenté la dynamique européenne en matière de recherche sur les réseaux intelligents. Les finalités poursuivies par le groupe de réflexion REDI ainsi que la méthode suivie ont ensuite été portées à la connaissance des participants, notamment la composition des différents groupes de travail et leurs missions. Enfin, le Ministre du Développement durable et de la Fonction publique, Vice-président du Gouvernement wallon, Jean-Marc NOLLET, est intervenu et a mis en avant le rôle central des réseaux électriques pour remplir les objectifs stratégiques du Gouvernement wallon.

La deuxième réunion plénière, tenue en date du 6 avril 2011, fût l'occasion de présenter les résultats du GT1 « Productions décentralisées » aux 83 personnes présentes. Pour ce faire, l'étude réalisée par ce groupe de travail a été détaillée. Les acteurs de marché représentés au sein du GT1 ont ensuite pu se préciser leur point de vue sur cette étude quantifiant la réalisation des objectifs de production d'électricité verte. Les gestionnaires de réseau de distribution ont ensuite présenté deux études de cas mettant en avant l'impact du renouvelable sur les réseaux.

La réunion plénière du 28 juin 2011 s'est déroulée suite à la finalisation de l'étude réalisée par le GT2 concernant le potentiel de déplacement de charge en Région wallonne pour les secteurs résidentiels et professionnels. Elle a réuni 62 participants. Après un rappel des finalités, la CWaPE a présenté l'état d'avancement du groupe de réflexion REDI. Le consultant a ensuite présenté l'étude réalisée par le GT2. Les fournisseurs ont ensuite complété ces réflexions en présentant le potentiel de déplacement de charge pour le secteur industriel wallon. Par après, les études de cas présentées lors de la réunion plénière précédente ont été complétées de manière à mettre en avant la contribution potentielle de la gestion active de la demande à la résolution des problèmes induits par l'intégration accrue des productions décentralisées dans les réseaux. Les principes de mise en œuvre des mesures de gestion active de la demande ont ensuite été présentés aux participants par la CWaPE.

La dernière réunion plénière du 6 décembre a été l'occasion de présenter aux 102 participants les travaux du GT3 dont un des principaux résultats fût la définition d'un cadre général permettant d'intégrer les objectifs de production décentralisée au moindre coût. Les recommandations émises dans le cadre de ce rapport ont été portées à la connaissance des membres du groupe de réflexion REDI. La CWaPE a ainsi pu recueillir les réactions des parties impliquées, soit en direct, soit au travers d'une contribution écrite qui était demandée pour le 27 décembre.

3.3 FORUM REDI

Afin d'organiser l'échange d'informations de manière transparente et accessible, la CWaPE a développé un forum de discussion (<u>www.cwape.be/redi</u>) à partir duquel tous les documents de travail (procès-verbaux, supports de présentation, études,...) sont disponibles.

Près d'un an après son lancement, le forum comptait 370 membres actifs pour une moyenne de 200 pages vues par jour. Plusieurs participants ont également pris un rôle actif en mettant à disposition des membres de REDI des contributions sur des thèmes abordés par le groupe de réflexion.

3.4 PLANNING

Comme illustré par le calendrier ci-dessous, les réunions des différents groupes de travail se sont déroulées tout au long de l'année 2011 à un rythme soutenu. Les réunions plénières ont permis de faire le bilan à chaque trimestre.

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Réunion plénière	v			v		ν						ν
GT 1	v	v	v						v	v		
GT 2				V	v v	v						
GT 3									V	v v	v v	

Table 2 - Calendrier de travail REDI

Lorsque cela s'est avéré nécessaire, des retours d'information ont été organisés, ce qui fût notamment le cas lorsque les discussions du GT1 avaient un impact important sur celles du GT3, en particulier sur la question des raccordements avec accès flexible.

4. GT1 « PRODUCTIONS DÉCENTRALISÉES »

Ce chapitre porte sur le groupe de travail dédié aux productions décentralisées. Après un rappel de l'objet abordé dans ce cadre, le compte-rendu des différentes réunions sera exposé pour ensuite laisser place aux commentaires de la CWaPE.

4.1 OBJET

S'il est vrai qu'un problème bien posé est déjà à moitié résolu, le premier groupe de travail a traduit les objectifs wallons et européens de production en termes d'unités à raccorder au réseau, afin de caractériser au mieux les problèmes liés à l'intégration des productions décentralisées. Le GT1 réunissait donc principalement les producteurs et les gestionnaires de réseau comme précisé ci-après.

L'objectif du GT1 était donc de définir les contraintes actuelles et futures auxquelles le réseau électrique devra faire face suite à l'intégration accrue de nouveaux moyens de production décentralisée, notamment renouvelable. Pour ce faire, les objectifs de production ont été traduits en unités de production, distinguées par filière et gamme de puissance. Ces unités ont ensuite été réparties géographiquement et dans le temps.

Le groupe de travail a fonctionné dans une optique de prospective, sans chercher à réaliser un plan d'équipement contraignant et définitif, mais en veillant à intégrer les informations les plus pertinentes pour produire une image plausible et raisonnable d'une réalité possible. La participation des différents acteurs a été essentielle pour la réalisation de cette étude qui a été présentée lors de la réunion plénière du 6 avril 2011.

Après cette tâche, le groupe de travail a proposé d'évaluer l'impact de la production décentralisée sur le réseau au moyen d'études de cas. Cette méthode devait permettre d'étudier en détail des situations représentatives des problèmes rencontrés sur le réseau tout en s'accommodant du planning contraignant du projet REDI. D'autre part, ces études de cas avaient pour but de constituer un fil conducteur tout au long du projet. Il s'agissait d'assurer une cohérence entre les différents groupes de travail et notamment ceux chargés de proposer des solutions aux problèmes identifiés par le GT1.

Durant le dernier trimestre de 2011, le groupe de travail dédié aux productions décentralisées s'est réuni à nouveau. Il s'agissait d'examiner les principes et modalités de mises en œuvre des raccordements avec accès flexible des unités de production. Cette piste de solution s'est dégagée suite aux réflexions des deux autres groupes de travail mais a été approfondie au sein du GT1 puisque les producteurs y étaient représentés.

Diverses réunions bilatérales ont été organisées avec les gestionnaires de réseau ou avec les producteurs de manière à approfondir certains aspects plus techniques.

Acteur	Membre effectif	Membre suppléant ou expert
	Noémie LAUMONT (EDORA)	Frank GERARD (EDORA)
Producteur	Yvan HELLA (EDORA)	Bruno VAN ZEEBROECK (EDORA)
Producteur	Michel VANDERGUCHT (ELECTRABEL)	Fawaz AL-BITAR (EDORA)
	Raoul NIHART (EDF LUMINUS)	Vincent DEBLOCQ (FEBEG)
	Olgan DURIEUX (ORES)	Michel LEFORT (ORES)
	Frédéric LEFEVRE (ORES)	Mar VAN EECKHOUT (ORES)
CDD	Daniel DEJONG (TECTEO)	Ugo VERMINIO (TECTEO)
GRD		Michel PAQUE (TECTEO)
		Nicky PIRARD (TECTEO)
		Didier WALLEE (AIESH)
	Stéphane OTJACQUES (ELIA)	Isabelle GERKENS (ELIA)
GRT		Fabian GEORGES (ELIA)
GKI		Vanessa DE WILDE (ELIA)
		Thierry SPRINGUEL (ELIA)
Université	Damien ERNST (ULG)	Thierry VAN CUTSEM (ULG)
Consultant	Frédéric JACQUEMIN (ICEDD)	Laurent SCHERAY (ICEDD)
Consultant	Yves MARENNE (ICEDD)	
Région	Jehan DECROP (Cabinet NOLLET)	Cécile BARBEAUX (Cabinet NOLLET)
wallonne	Muriel HOOGSTOEL (SPW DGO4)	Michel MARCHETTI (SPW DGO4)
	Francis GHIGNY (CWaPE)	Olivier SQUILBIN (CWaPE)
Págulatour	Alain VASTEELS (CWaPE)	Gérard NAERT (CWaPE)
Régulateur	Frédéric TOUNQUET (CWaPE)	Stéphane RENIER (CWaPE)
	Jean-François SARTIAUX (CWaPE)	

Table 3 - Participants au GT1

4.2 COMPTE-RENDU

Les travaux du GT1 sont exposés ci-après de manière chronologique. Les annexes pourront compléter ce compte-rendu synthétique au moyen des différents procès-verbaux et supports de présentation mis à disposition du lecteur.

4.2.1 SESSION 1

Le GT1 a tout d'abord élaboré deux scénarii compatibles avec les objectifs énoncés par le Gouvernement wallon. Ces scenarii se basent notamment sur le Plan pour la Maîtrise Durable de l'Energie (*SPW*, 2009). Ces informations ont toutefois été adaptées pour tenir compte de l'évolution actuelle des installations de production et des études de potentiel réalisées par les producteurs (*EDORA*, 2009).

Le but étant d'obtenir une localisation et une évolution dans le temps des unités de production décentralisées, il a d'abord fallu répartir l'objectif de production globale entre les différentes filières de production. Les volumes ainsi distingués ont permis de déduire une capacité de production à raccorder au réseau par filière. Enfin, le GT1 a évalué le nombre d'unités de production à raccorder au réseau en répartissant la capacité de production entre différentes gammes de puissance pour chaque filière considérée. La quantification de ces objectifs a été réalisée avec l'aide d'un sous-traitant, l'ICEDD.

Cette première session a tout d'abord permis à la CWaPE de cadrer les attentes et les objectifs. L'ICEDD a ensuite présenté des résultats chiffrés pour deux scénarii soumis à l'approbation des acteurs. Ces deux scénarii aboutissaient respectivement à une production de 6.148 et 7.905 GWh en 2020.

EDORA a ensuite présenté un plan d'action chiffrant les objectifs d'électricité verte en Wallonie en 2020 (*EDORA*, 2010). Les participants se sont accordés pour examiner les deux scénarii suivants:

- Scénario « CWaPE PMDE 2011 »:

Celui-ci est inspiré des valeurs du PMDE adaptées toutefois en ce qui concerne les installations photovoltaïques (10 % de la production totale), les productions éoliennes et les installations de cogénération à partir d'énergie fossile (3.104 GWh comme précisé dans le projet d'Arrêté modificatif de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006³). La production d'électricité issue de renouvelables pour ce scénario est égale à 8.000 GWh pour l'année 2020, conformément à la déclaration de politique régionale wallonne et le projet d'arrêté précité.

Projet d'arrêté modificatif de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2066 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération visant à fixer les quotas de certificats verts post-2012, adopté le 28 février 2011 en 1 ière lecture

- Scénario « EDORA adapté »:

Il s'agit des valeurs reprises dans l'étude réalisée par EDORA en 2010, complétées par la production issue des installations de cogénération à partir d'énergie fossile précitée. La production annuelle d'électricité issue de renouvelables s'élève dans ce cas à 11.232 GWh. Outre une production plus importante pour toutes les filières, le scénario « EDORA adapté » reprend également des moyens de production basés sur de plus grosses installations de production (de type centralisé) et des installations de production basées sur la *géothermie*.

Le tableau ci-dessous reprend la répartition de la production annuelle en 2020 des 2 scénarii envisagés :

Production (GWh)	Scénario "PMDE/CWaPE 2011"	Scénario "EDORA adapté"
Photovoltaïque	1.080	1.319
Eolienne	3.250	4.490
Hydraulique	440	479
Cogénération fossile	3.104	3.104
Cogénération biomasse	2.780	3.428
Biomasse pure	450	1.350
Géothermie	0	166
Total renouvelable	8.000	11.232
Total électricité verte	11.104	14.336

Table 4 - Scenarii de production en 2020 (GWh)

Ces scénarii permettent d'évaluer les problèmes rencontrés au niveau des réseaux électriques de distribution et de transport suite à l'intégration accrue de productions décentralisées. Ils ont été retenus pour les contraintes significatives qu'ils posent en ce sens, compte tenu de la prépondérance des sources de production à caractère intermittent (éolien, photovoltaïque).

Pour ces raisons, le scénario « *CWaPE PMDE* 2011 » ne prend pas en compte la possibilité de conversion de grandes unités de production vers des sources renouvelables, ces dernières étant gérées de manière centralisée. L'opportunité de ce type de centrales ne doit toutefois pas être négligée, notamment au vu des possibilités de contribuer à la gestion de l'équilibre du réseau.

Le volume de production distingué par filière a ensuite été traduit en capacité de production et nombre d'unités de production. Pour ce faire, des gammes de puissance ont été définies, en fonction du niveau de tension du raccordement électrique (basse tension, transformateur basse tension ou transformateur moyenne tension) ou encore pour distinguer l'application du mécanisme de compensation (< 10 kVA) ou le type de relève du compteur (manuel pour un branchement de moins de 100 kVA, automatique au-delà).

Pour chacun de ces niveaux et pour chaque type de filière considérée, une taille d'installation-type a pu être déterminée. De même, une durée-type de fonctionnement a été déterminée sur base de la proposition « *CD-10k09-CWaPE-306 actualisation des paramètres CV* » (*CWaPE*, 2010). La combinaison des puissances et des durées de fonctionnement permet de déterminer une répartition des installations et d'obtenir les puissances cumulées par filière ainsi que le nombre d'installations considérées.

Pour faciliter la lecture, seuls les résultats de l'étude réalisée pour le scénario « *CWaPE | PMDE 2011* » sont présentés ci-après. L'ensemble des résultats de l'étude est repris en annexe sous la forme de la présentation réalisée par l'ICEDD lors de la réunion plénière du 6 avril 2011.

Scenario « CWaPE/PMDE 2011 »	< 10 kW	de 10 à 100 kW	de 100 à 250 kW	de 250 kW à 1 MW	de 1 à 5 MW	de 5 à 10 MW	de 10 à 25 MW	> 25 MW	TOTAL
PV	414	608	50	100	50	50	0	0	1 271
Eolienne	28	28	0	40	1 285	147	0	0	1 529
Hydraulique	0	2	2	6	15	43	60	0	128
Cogen fossile	25	3	14	44	88	107	81	273	636
Cogen biomasse	0	1	1	27	175	46	163	67	479
Biomasse pure	0	0	0	0	0	0	0	80	80
Géothermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	467	642	68	217	1 613	392	303	420	4 122
en 2010	82	6	4	35	371	146	197	408	1 248

Table 5 - Puissance installée en 2020 (MW)

Scenario « CWaPE/PMDE 2011 »	< 10 kW	de 10 à 100 kW	de 100 à 250 kW	de 250 kW à 1 MW	de 1 à 5 MW	de 5 à 10 MW	de 10 à 25 MW	> 25 MW	TOTAL
PV	87 512	6 102	249	133	25	7	0	0	94 027
Eolienne	2 819	568	1	53	439	21	0	0	3 901
Hydraulique	16	32	15	12	6	5	4	0	89
Cogen fossile	25 006	65	103	89	51	17	8	10	25 349
Cogen biomasse	6	17	9	42	89	8	11	2	184
Biomasse pure	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Géothermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	115 359	6 784	376	328	610	58	23	13	123 551
en 2010	21 181	110	33	69	200	25	15	12	21 645

Table 6 - Unités de production en 2020

Il ressort de ces tableaux que le nombre d'installations raccordées au réseau à l'horizon 2020 avoisinerait les 120.000 unités contre 21.645 installations raccordées actuellement.

L'évolution temporelle de ces raccordements a également été discutée en groupe de travail, l'évolution linéaire ayant été finalement retenue. La figure suivante illustre l'évolution des différentes filières en termes de volume de production.

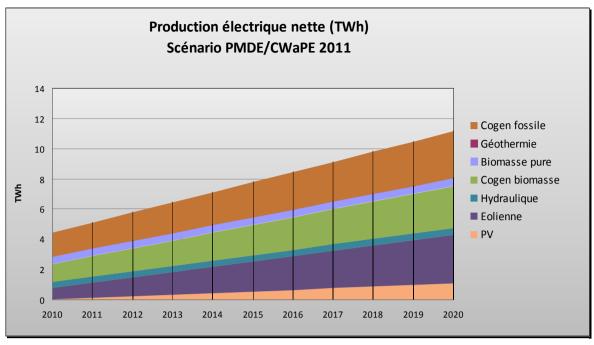


Figure 1 - Evolution de la production (TWh)

4.2.2 SESSION 2

La seconde session a permis à l'ensemble des participants d'analyser la répartition géographique des différentes installations proposée par le consultant ainsi que les différentes hypothèses prises par celui-ci.

Il a été proposé de différencier les installations en fonction de leur puissance et donc du niveau de tension du réseau concerné par leur raccordement suivant le règlement technique de distribution. Les différents niveaux de tension envisagés pour la création des cartes sont donc :

- *BT*: pour l'ensemble des installations de moins de 250 kVA raccordées au niveau du réseau de distribution *BT*.
- *Trans BT*: pour l'ensemble des installations comprises entre 250 kVA et 5 MVA raccordées au poste de transformation BT.
- Trans MT: pour l'ensemble des installations de plus de 5 MVA raccordées au niveau des postes sources.

Ces 3 cartes ont donc été créées pour chacun des scénarii. De plus, il a été décidé de créer une carte supplémentaire pour le niveau *BT* reprenant pour chaque commune la densité (nombre d'installations par nombre de raccordements *EAN*) et une carte supplémentaire pour le niveau Trans MT reprenant les installations de production d'électricité projetées à l'exception des éoliennes. Ces 10 cartes sont reprises en annexe. Comme précisé précédemment, ces cartes ne représentent pas un plan d'équipement. Elles ont été construites sur base de scenarii plausibles et vraisemblables permettant de donner une image de la situation pressentie en 2020.

Les différentes hypothèses utilisées pour dresser ces cartes sont les suivantes :

- Au niveau des installations photovoltaïques de faible puissance (< 250 kVA) raccordées sur le réseau de distribution, la distribution des installations futures a été conservée par rapport à la répartition géographique des installations actuelles. La situation future a donc été extrapolée sur base de la situation existante.
- Pour les installations photovoltaïques de puissances plus élevées, la répartition a été effectuée dans les zones d'activité économique, en fonction de la superficie du bâti.
- Pour les installations de cogénération à partir d'énergie fossile ou de biomasse, les installations existantes à fin 2010 ont été localisées, tandis que les installations supplémentaires ont été déterminées sur base de l'étude de potentiel de la cogénération (*ICEDD*, 2010) et des chiffres des deux scénarii envisagés.
- Pour la micro-cogénération, la répartition géographique future a été supposée identique à la répartition des installations photovoltaïques actuelles, en excluant les zones non desservies par le réseau de distribution du gaz naturel.
- Les éoliennes existantes ainsi que les projets connus à fin 2010 ont été localisées. Le solde du potentiel a alors été déduit de l'étude réalisée par l'ICEDD et l'APERE pour le compte d'ELIA, sur base des plus grosses installations (*ELIA*, 2010).
- Pour les installations hydro-électriques, celles-ci ont été localisées sur base des installations existantes (respectivement 99 % et 92 % des scénarii « CWaPE/PMDE 2011 » et « EDORA adapté »).

Il est à noter que ces travaux ont été réalisés avant la publication du cadre de référence éolien. La figure suivante illustre une de ces cartes, relative à la répartition géographique des unités de productions raccordées au réseau de distribution en basse tension en 2020. Cette répartition se base sur le scenario « CWaPE/PMDE 2011 » et distingue pour les différentes communes wallonnes la puissance installée de ces unités de production sur base des hypothèses présentées précédemment.

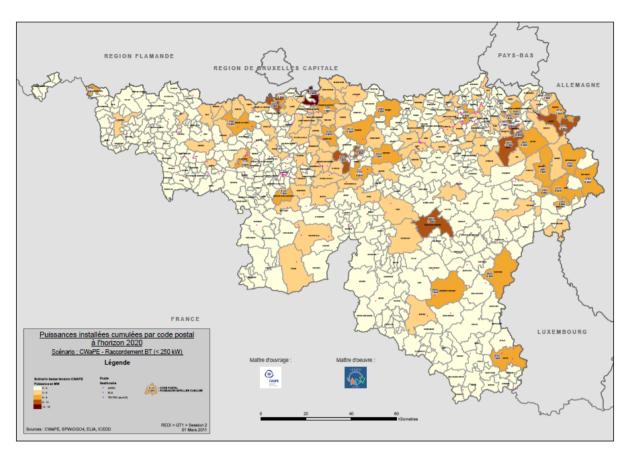


Figure 2 - Répartition géographique des productions raccordées au réseau basse tension en 2020 – Scenario « CWaPE/PMDE 2011 » (par commune et niveau de puissance installée)

4.2.3 SESSION 3

La troisième session du GT1 était consacrée à la sélection des études de cas. Pendant cette session, différents participants ont exposé leurs études en cours ainsi que les buts poursuivis et les méthodes envisagées. Ces exposés ont permis par la suite d'identifier 4 études de cas:

Etude de cas n°1 « Basse tension - Commune de Flobecq »

L'objet poursuivi par cette étude menée par ORES dépasse le cadre de REDI, que ce soit en termes de calendrier ou des objectifs poursuivis. L'étude réalisée devrait en effet conduire à la mise en place d'un modèle de simulation qui pourrait être répliqué pour d'autres cas. ORES a toutefois souhaité que les résultats et le retour d'expérience soient partagés avec le groupe de réflexion REDI. La situation étudiée porte sur l'intégration d'un nombre élevé d'installations photovoltaïques domestiques (taux de pénétration ou nombre d'installations photovoltaïques en fonction du nombre de raccordements escomptés de 18 %, soit environ 1 installation de production par 5 habitations) sur un réseau de distribution du type semi-rural. Les problèmes éventuels de *surtension* seront identifiés. Cette étude a été menée par ORES durant l'année 2011 et les résultats ne seront pas connus avant 2012.

- Etude de cas n°2 « Transformateur basse tension – Zone semi-urbaine »

Etude théorique réalisée par la CWaPE quantifiant le phénomène de *surtension* susceptible de provoquer le déclenchement des unités de production photovoltaïques. Un cas semi-urbain a été retenu de manière à le distinguer du cas n°1 (Basse tension – Commune de Flobecq). Sur base d'une portion de réseau alimenté à partir d'un poste de distribution, les problèmes de surtension seront évalués selon différents taux de pénétration envisagés du solaire photovoltaïque. Des données de mesure réelles ont été fournies par ORES et utilisées dans ce cadre afin de déterminer un critère permettant d'identifier le risque de surtension.

- Etude de cas n°3 « Transformateur moyenne tension – Région de Hesbaye »

L'étude de cas porte sur le raccordement d'une nouvelle production décentralisée (Parc éolien de 8 unités pour une puissance totale de 26,4 MVA) sur le poste source 70kV de Villers-le-Bouillet (Croix-Chabot). La méthode utilisée par Tecteo consiste à quantifier l'impact de l'intégration du parc en termes de puissance injectée sur le poste de Croix-Chabot. Pour ce faire, la situation actuelle est évaluée sur base des données quart-horaires de puissance mesurées au niveau du poste source tant au niveau de l'injection que du prélèvement. Ces données permettent de déduire des courbes de charge minimale et maximale sur base annuelle.

La situation après intégration du parc est simulée en ajoutant une courbe de production et permet d'évaluer une zone critique, définie au regard de la puissance maximale admissible du transformateur du poste source. L'étude de cas illustre les raisons conduisant le gestionnaire de réseau à refuser le raccordement d'un parc supplémentaire compte tenu des critères traditionnels (en situation *N-1*).

- Etude de cas n°4 « Réseau de transport – Boucle de l'Est »

Cette étude, réalisée par ELIA et ORES, porte sur le problème de *congestion* du réseau de transport local de la « Boucle de l'Est » et l'application potentiel des raccordements avec accès flexible. Une étude de faisabilité a pu être présentée au mois de juin aux participants de REDI.

Ces études couvrent plusieurs situations à différentes échelles pouvant survenir sur les réseaux de distribution et de transport. Les participants au groupe de travail ont procédé à la sélection de ces études de manière à couvrir les aspects les plus pertinents compte tenu des finalités visées par le groupe REDI. Les études de cas ont pu servir de fil conducteur pour les réflexions des groupes de travail suivants. Ces études de cas seront présentées plus en détail au chapitre portant sur les consommateurs finals, de manière à mettre en relation les problèmes identifiés avec les pistes de solution envisagées (gestion active de la demande et accès flexible des unités de production).

Une fois ces études de cas identifiées, le GT1 a passé la main au deuxième groupe de travail « Consommateurs finals » chargé d'évaluer le potentiel de déplacement de charge en vue d'atténuer les problèmes présentés ci-dessus.

4.2.4 SESSION 4

Suite aux résultats du groupe de travail GT2, le GT1 s'est réuni à nouveau pour étudier les implications et modalités de mise en œuvre d'une des pistes de solution potentiellement prometteuse.

Cette solution se base sur les raccordements avec accès flexible de manière à permettre le raccordement d'unités de production lorsque les capacités du réseau ne permettent pas une injection inconditionnelle. Il s'agit donc de dépasser les critères d'acceptation liés à l'accès inconditionnel au réseau, qui peuvent être à la base du refus de raccordement de certains projets, comme illustré par l'étude de cas n°3 « *Transformateur moyenne tension – Région de Hesbaye* ». Pour maintenir la sécurité du réseau, tout en garantissant un accès à celui-ci pour le producteur, une limitation temporaire de l'injection pourrait alors être imposée à l'unité de production concernée. Compte tenu de la demande légitime des producteurs d'étudier la compensation du manque à gagner associé, le GT1 a vu se prolonger la concertation entre les producteurs et gestionnaires de réseau.

La session 4 a permis de présenter une note de réflexion sur les raccordements avec accès flexible, disponible en annexe, reflétant la position de la CWaPE dans les discussions en cours avec Synergrid et le cabinet du ministre Nollet. Ces discussions avaient débuté avant les travaux de REDI et sont toujours en cours pour permettre une adaptation de la législation dans le cadre de la transposition du 3^{ème} paquet CE⁴.

Les producteurs et les gestionnaires de réseau ont ensuite eu l'occasion de réagir quant au contenu de cette note.

Pour les producteurs, le principe d'accès flexible est sans doute nécessaire, compte tenu des blocages rencontrés actuellement par certains projets. Ils plaident toutefois pour une non-discrimination entre les différentes installations. La flexibilité doit donc pouvoir s'appliquer à l'ensemble des installations de production présentes sur le réseau. Ils comprennent également que l'activation de l'accès flexible ne soit pas compensée financièrement durant une certaine période mais ils désirent que celle-ci soit la plus courte possible et soit associée à un niveau maximal de flexibilité non compensée financièrement, exprimée en pourcentage de volume annuel.

Les gestionnaires de réseau plaident eux pour un mécanisme simple et stable dans le temps. Ils insistent également pour responsabiliser l'acteur apte à agir sur la contrainte réseau (de transport, de transport local ou de distribution) qui serait à l'origine de l'activation de la

29

⁴ Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil

compensation. Par conséquent, le gestionnaire dont le réseau est à l'origine de la contrainte devrait être amené à supporter le coût de la compensation due au producteur concerné.

Producteurs et gestionnaires de réseau s'accordent à relever le caractère important des plans d'adaptation et des informations nécessaires à ce sujet afin d'anticiper au mieux les futures implantations d'installations de production. Les gestionnaires de réseau sont à ce sujet demandeurs d'un cadre de référence ainsi que du maximum d'informations relatives aux nouvelles installations afin d'optimiser leur processus de renforcement et d'extension du réseau.

La CWaPE précise que le principe de la flexibilité envisagé ici doit permettre :

- d'atteindre les objectifs du Gouvernement en termes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables.
- d'influencer le choix du producteur sur la localisation éventuelle et le raccordement de son installation de production en fonction de la flexibilité envisagée.
- de permettre aux gestionnaires de réseau de mettre en place de nouveaux outils en sollicitant des services auprès de tiers.
- de tenir compte des contraintes respectives des producteurs et des gestionnaires de réseau.

ELIA a ensuite présenté les différentes solutions de raccordements avec accès flexible envisagées dans le cadre de l'étude de cas n°4 « Réseau de transport - Boucle de l'Est ».

4.2.5 SESSION 5

Lors de cette session, les producteurs et les gestionnaires de réseau ont pu préciser leurs positions quant aux principes de mise en œuvre des raccordements avec accès flexible des unités de production décentralisées.

Les producteurs estiment que la Directive européenne doit permettre un accès prioritaire au réseau pour les installations de production à partir d'énergies renouvelables. En cas de période de non-compensation, ils souhaitent que celle-ci débute le plus rapidement possible au cours du projet. Une compensation physique du déséquilibre engendré par la diminution de la production dans le chef du responsable d'équilibre a également été discutée. Enfin, une proposition de franchise du niveau de flexibilité exprimée en pourcentage du productible est également soulevée.

Pour les gestionnaires de réseau, la compensation doit avoir un impact neutre sur leurs revenus. Une généralisation des raccordements avec accès flexible aux installations existantes pourrait être intéressante mais ceci nécessiterait de modifier les contrats de raccordement en vigueur.

Afin de minimiser l'impact de la période de non-compensation, la CWaPE a proposé que le délai soit établi sur base des investissements réseau à effectuer en exécution des plans d'adaptation (5 ans maximum) à partir de la signature du contrat de raccordement. D'autre

part, les producteurs ont plaidé pour que soit fixé un délai d'un an maximum à partir de la mise en service effective de l'ensemble de l'installation.

La mise en place des contrats de raccordement avec accès flexible devrait entraîner la révision des contrats de collaboration entre les GRD et le GRT.

Enfin, Synergrid a réagi aux discussions menées dans le cadre du GT1 par un courrier rappelant sa position. Celui-ci est disponible en annexe, ainsi que la réponse de la CWaPE.

4.3 POSITION ET COMMENTAIRES DE LA CWaPE

Le premier volet des réunions du groupe de travail GT1 a permis de dresser une projection des moyens de production attendus à l'horizon 2020. Cette description ne constitue pas strictement un plan d'équipement pour les années à venir. Néanmoins, vu les considérations développées dans le cadre du groupe de travail, il apparaît utile aux gestionnaires de réseau de pouvoir identifier les zones où des problèmes pourront vraisemblablement se poser dans le futur. Dès lors, ces projections pourront orienter les investissements prioritaires.

L'ensemble des remarques et commentaires apportés par les différents participants lors des sessions 4 et 5 relatives aux raccordements avec accès flexible a permis de nourrir la réflexion de la CWaPE et d'élaborer le logigramme proposé lors du groupe de travail GT3.

5. GT2 « CONSOMMATEURS FINALS »

5.1 OBJET

Le groupe de travail 2 « Consommateurs finals » a étudié les pistes de solutions permettant d'atténuer l'impact de l'introduction des unités de production décentralisées grâce à la participation des clients finals. Dans ce cadre, le potentiel de la gestion active de la demande a été identifié pour différentes classes de consommateurs (résidentiels, professionnels et industriels) et selon différentes *configurations* (en fonction des outils utilisés).

Acteur	Membres effectifs	Membres suppléants ou experts			
Consommateurs	Patrick DEGAND (Essenscia)				
	Stéphane DOCHY (Test-Achat)	Olivier LESAGE (Test-Achat)			
	Frank SCHOONACKER (EDF Luminus)				
Fournisseurs	Bernard PHILIPPART DE FOY (ELECTRABEL)	Vincent DEBLOCQ (FEBEG)			
	Pierre DUBOIS (LAMPIRIS)				
	Frédéric LEFEVRE (ORES)	Michel LEFORT (ORES)			
GRD	Didier HALKIN (ORES)				
	Alain VERSYP (TECTEO)	Soufiane KADARI (AIEG)			
Université	Jean-Charles JACQUEMIN (FUNDP)				
GRT	Stéphane OTJACQUES (ELIA)	Isabelle GERKENS (ELIA)			
GKI		Christian KERREMANS (ELIA)			
Consultant	Frédéric JACQUEMIN (ICEDD)	Pascal SIMUS (ICEDD)			
Consultant	Yves MARENNE (ICEDD)				
Dágian	Cécile BARBEAUX (Cabinet NOLLET)	Jehan DECROP (Cabinet NOLLET)			
Région Wallonne	Michel MARCHETTI (SPW DGO4)	Muriel HOOGSTOEL (SPW DGO4)			
vvalionine		Carl MASCHIETTO (SPW DGO4)			
	Francis GHIGNY (CWaPE)	Gérard NAERT (CWaPE)			
Págulatour	Alain VASTEELS (CWaPE)				
Régulateur	Frédéric TOUNQUET (CWaPE)				
	Jean-François SARTIAUX (CWaPE)				

Table 7 - Participants au groupe de travail GT2

5.2 COMPTE-RENDU

Le GT2 s'est réuni à 4 reprises durant les mois d'avril, mai et juin 2011. Des réunions de suivi ont également été organisées avec les gestionnaires de réseau de distribution afin d'aborder des aspects plus techniques.

5.2.1 SESSION 1

La 1^{ère} réunion a eu pour objet de clarifier la mission et de présenter aux participants une première version de l'étude quantifiant le potentiel de déplacement de charge en Région wallonne.

La mission du GT2 découle du constat posé par le GT1, à savoir que les contraintes réseau empêchant l'intégration accrue des productions décentralisées sont dues à l'occurrence possible de congestions et de surtensions. Ces phénomènes résultent d'une mauvaise correspondance, à un niveau parfois très local, de la production et de la consommation. Il a donc été demandé aux participants d'étudier dans quelle mesure la participation active des consommateurs pourrait constituer une solution.

Les mesures imaginables pour réaliser une gestion active de la demande impliquent l'introduction d'incitants tarifaires, rendus possibles par l'utilisation de signaux émis en temps réel, aux moments opportuns pour répondre aux contraintes constatées. Dans le futur, ces techniques devront interagir tout au long d'une chaîne pouvant, le cas échéant, être constituée par trois éléments distincts :

- Domotique : au niveau individuel, il s'agit de gérer les consommations et les charges de certains éléments du parc d'équipements électriques.
- Compteur intelligent : il s'agit d'un outil permettant au fournisseur une facturation de ses clients sur base de tarifs différenciés. Ces tarifs différenciés peuvent contribuer au développement de la domotique.
- Réseau intelligent : il s'agit là de l'interface entre tous les utilisateurs, dont le gestionnaire de réseau a la charge. Il revêt donc une dimension sociétale.

Les réflexions autour de REDI s'inscrivent en premier lieu dans une logique de réseau pour intégrer davantage d'électricité d'origine renouvelable, mais il s'agit également d'identifier les modalités permettant aux intérêts des autres acteurs de se rencontrer, notamment ceux des gestionnaires de réseau, des fournisseurs et des utilisateurs de réseau. Les contraintes propres à ces acteurs sont objectivement différentes : les fournisseurs, notamment pour leur sourcing, doivent s'accommoder de conditions de marché applicables au niveau européen dans un processus continu de correction des consommations réelles de leur portefeuille de clients. Les gestionnaires de réseau de distribution doivent répondre à des contraintes situées au niveau local (lissage des pointes en injection ou prélèvement) généralement limitées sur des courtes périodes. Ces deux logiques doivent pouvoir coexister et le GT2 « Consommateurs finals » a eu pour mission d'en identifier les points de rencontre pour permettre une fourniture optimale aux consommateurs finals.

Les résultats du Groupe de Travail 1 « Production décentralisée » ont constitué un apport essentiel pour élaborer des mesures permettant d'intégrer la production décentralisée, notamment renouvelable et intermittente. Ces mesures devront toutefois rester cohérentes avec les contraintes qui sont déjà gérées de manière efficace par les acteurs.

Différentes mesures permettent de répondre aux limites de capacité du réseau:

- Ne pas raccorder un nouveau consommateur qui le souhaite: cette réponse, bien qu'inacceptable dans la mesure où le réseau doit répondre aux besoins de ses utilisateurs, a rarement été utilisée. Il existe une motivation pour renforcer le réseau: le « timbre poste » escompté, c'est-à-dire la contribution du client au coût d'utilisation du réseau.
- Ne pas raccorder de nouveaux producteurs : ceci correspond déjà à l'heure actuelle à certaines situations problématiques où des producteurs se voient refuser l'accès au réseau compte tenu de déficits de capacité.
- Limiter les pointes de consommation : le lissage de la charge par *foisonnement* et l'action d'*effacement* de la demande par des mesures tarifaires (bi-horaire, exclusif nuit, ...) sont déjà partiellement présents aujourd'hui.
- Limiter le niveau d'injection : cette option est envisagée, notamment dans le contexte des contrats de raccordement avec accès flexible proposés aux producteurs, afin de répondre à des cas critiques pour la sécurité du réseau.
- Augmenter la consommation (par déplacement de la charge) aux moments où l'injection est importante : il s'agit ici du déplacement de charge rendu possible par une gestion active de la demande. Ce mécanisme a été le thème principal du GT2.

Les principales hypothèses utilisées pour quantifier le potentiel de déplacement de charge ont ensuite été discutées.

5.2.2 **SESSION 2**

Cette deuxième session du GT2 a eu pour objet de présenter une version actualisée de l'étude relative au potentiel de déplacement de charge, tenant compte des remarques méthodologiques émises par les participants. Les débats ont notamment porté sur la flexibilité offerte par les différents équipements. Au vu du potentiel relativement élevé par rapport aux puissances observées sur les réseaux, les participants ont émis la suggestion d'utiliser les données de consommation (profils de charge quart-horaire) pour en évaluer la vraisemblance.

Les concepts propres à la gestion active de la demande ont également été explicités, de manière à distinguer la notion d'effacement et de déplacement de la charge.

Enfin, les participants ont abordé la question de la mise en œuvre et notamment, le choix de l'acteur qui serait le plus à même de requérir du client des services de flexibilité. Des *configuration*s ont également été définies de manière à quantifier la part du potentiel de déplacement de charge qui pourrait être réalisé.

5.2.3 SESSION 3

Lors de cette session, le gestionnaire du réseau de transport a présenté un document intitulé « Augmenter la production décentralisée d'énergie renouvelable : impacts sur le réseau de transport, solutions et opportunités ». Les contraintes faisant suite à une intégration accrue de ces productions ont été précisées et illustrées au moyen d'ordres de grandeur (besoin de flexibilité estimé à 5% de la puissance installée pour les filières à source intermittente, 135 MW en 2020 sur base du scenario « PMDE/CWaPE 2011 »). Il a également été insisté sur les besoins en information qui iront croissants avec l'intégration par les gestionnaires de réseau de mécanismes de flexibilité permettant de répondre aux contraintes précitées. Enfin, un tableau récapitulatif des problèmes réseau et des mesures susceptibles de les solutionner a été présenté.

Suite à la suggestion des participants, les résultats d'une simulation ont été présentés afin d'évaluer le potentiel de déplacement de charge du secteur résidentiel sur base des courbes de charge. Cela a permis de quantifier le déplacement de charge déjà réalisé actuellement grâce à l'incitant tarifaire (compteurs et tarifs bihoraires et interruptibles). Les clients munis de compteurs multihoraires ou interruptibles déplacent en effet près de 30% de leur consommation durant les mois d'hiver (14% en été). Tous clients basse tension confondus, cela représente 22% de la consommation en hiver (10% en été).

Ces simulations ont démontré la vraisemblance des potentiels estimés de déplacement de charge. Enfin, l'ICEDD a présenté les principes méthodologiques de son étude concernant le secteur tertiaire.

5.2.4 SESSION 4

Lors de cette dernière session, l'étude quantifiant le potentiel de déplacement de charge a été finalisée. Le rôle du foisonnement a été mis en avant pour expliquer la discordance apparente entre le potentiel évalué en termes de puissance et les grandeurs communément observées sur les réseaux. Sur cette base, le potentiel a été jugé cohérent par les participants.

Le potentiel identifié ne concerne que les secteurs résidentiel et tertiaire. Les fournisseurs ont en effet indiqué que, pour le secteur industriel, une approche uniforme n'est pas pertinente: chaque branche d'activité et même chaque entreprise de grande taille nécessiterait une étude approfondie pour quantifier ce potentiel et définir une stratégie de pilotage de la charge à mettre en œuvre. Le déplacement de charge est aujourd'hui un outil peu exploité même si certains contrats existent au niveau d'ELIA (réserve tertiaire) selon lesquels un client peut être amené à interrompre ou réduire sa consommation à la demande d'un fournisseur ou d'ELIA. Néanmoins, le contexte actuel (logique « fit & forget », pas d'incitants tarifaires sauf exceptions) ne valorise pas suffisamment les services de flexibilité susceptibles d'être offerts au réseau, ce qui n'est pas favorable au changement de comportement. Les fournisseurs étudient actuellement de manière qualitative des pistes de

gestion active de la demande mais les résultats ne seront disponibles que dans le courant de l'année 2012.

Les études de cas définies par le GT1 ont ensuite été présentées aux participants de manière à apprécier la contribution de la gestion active de la demande à l'intégration accrue des productions décentralisées. Ces études de cas sont présentées plus en détail dans la suite de ce chapitre.

5.2.5 RENCONTRES BILATÉRALES

La CWaPE a également rencontré les gestionnaires de réseau de distribution à deux reprises durant les travaux du GT2. Ces rencontres visaient d'une part à préparer la réalisation d'études de cas sur base de données réelles mises à disposition par les GRD. D'autre part, les GRD ont également présenté les caractéristiques techniques générales de la *télécommande centralisée* des réseaux dont ORES est opérateur ainsi que les possibilités et limitations de cette technologie pour une utilisation potentielle dans les réseaux intelligents. Les documents présentés à l'occasion de ces réunions ont été portés à la connaissance des membres de REDI par l'intermédiaire du forum de discussion.

5.3 POTENTIEL DE DÉPLACEMENT DE CHARGE

La CWaPE a confié une mission à un consultant, l'ICEDD, afin d'estimer les potentiels de déplaçabilité de certains usages électriques actuellement et dans un futur proche (à l'horizon 2020). Cet exercice a été réalisé tant pour le secteur résidentiel que pour le secteur tertiaire raccordé au réseau de distribution en haute et en basse tension.

La méthode ainsi que les résultats présentés par la suite ont été soumis aux membres du GT2 et ont été amendés sur base de leurs remarques et suggestions. Les résultats obtenus doivent toutefois être utilisés avec précaution. En effet, tout au long de ce travail, il est apparu que les notions de foisonnement et de profils de charge sont essentielles pour appréhender correctement l'estimation des puissances déplaçables. Sans recourir au foisonnement des charges appelées par les différents consommateurs, on aboutit à des valeurs très largement supérieures aux puissances appelées par les consommateurs sur les réseaux.

Cette analyse donne une image des quantités d'énergie qui peuvent être déplacées suivant différentes configurations et différents modes de fonctionnement des réseaux. Comme elle se base sur les puissances installées, elle ne peut être utilisée seule pour estimer directement les puissances déplaçables mais le foisonnement des charges permet de réconcilier la puissance installée estimée avec la puissance maximum appelée sur le réseau.

5.3.1 SECTEUR RÉSIDENTIEL

5.3.1.1 MÉTHODE

La méthode préconisée pour estimer le potentiel de déplacement des charges se base dans un premier temps sur l'évaluation des puissances installées au sein de différentes catégories de ménages. Cette évaluation est réalisée en définissant pour chacune de ces catégories un parc d'équipements électroménagers. Les équipements sont ensuite qualifiés selon leur capacité de déplacement de charge, permettant d'en déduire un potentiel maximal de déplacement de charge. Ce potentiel est ensuite réduit selon différentes configurations grâce auxquelles le déplacement de charge peut être sollicité (potentiel technique).

5.3.1.1.1 TYPES DE CONSOMMATEURS

Dans le cas du secteur résidentiel, l'analyse se base sur la notion de client-type d'Eurostat. Cette institution européenne a défini 5 profils de consommation dans le secteur résidentiel (Da, Db, Dc, Dd et De) tels que repris au tableau repris ci-après. Il faut cependant signaler qu'une sous-classe Dc1 correspondant à un client-type équipé d'un compteur simple a été ajoutée.

L'idée de base à l'origine de ce choix est de pouvoir reconstituer la consommation de l'ensemble du secteur résidentiel à partir de ces clients-types et de leur nombre estimé.

	Types de consommateurs											
	Co	ompteur simp	ole	Compte	Triple							
	Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De						
Nombre de raccordements	65.036	256.810	422.083	384.413	330.184	49.865						
Consommation annuelle (kWh)	600	1.200	3.500	3.500 (dont 1.900 en heures creuses)	7.500 (dont 3.900 en heures creuses)	20.000 (dont 16.400 en heures creuses)						
Equipement électroménager indicatif	Éclairage, radio, télévision, réfrigérateur, petit appareillage électrique	Idem Da + machine à laver et lave- vaisselle	Idem Db + chauffe-eau à accumulation	Idem Dc1	Idem Dd	Equipement tout électrique avec chauffe- eau et chauffage électrique à accumulation						

Table 8 - Définition des clients-types d'Eurostat dans le secteur résidentiel (Eurostat)

Une enquête réalisée en 2004 sur le budget des ménages (*DGSIE, 2004*) a permis d'obtenir des informations quant aux consommations annuelles d'électricité des ménages en Wallonie. La figure ci-dessous est réalisée à partir de celles-ci. Elle répartit

la clientèle résidentielle par classe de consommation (de 0 à 500 kWh/an, de 501 à 1000 kWh/an,...). Les différents clients-types utilisés ont alors été superposés à ces classes de consommation de manière à retrouver au mieux la consommation réelle du secteur résidentiel en multipliant le nombre de clients-types supposés par leur consommation (3500 kWh/an pour un Dc et un Dc1 par exemple). La répartition entre les heures pleines et les heures creuses des clients-types consommant 3500 kWh, information indispensable pour évaluer les poids respectifs des clients Dc et Dc1, a été obtenue sur base d'enquêtes réalisées précédemment dans le cadre de l'élaboration des bilans énergétiques de la Région wallonne (*ICEDD*, 2010).

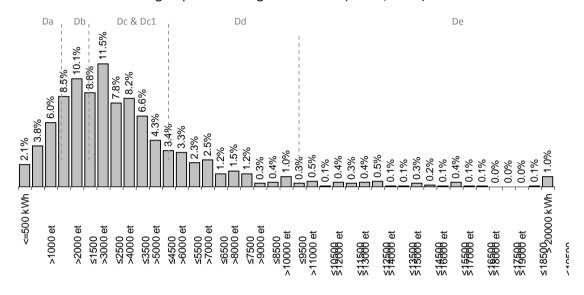


Figure 3 - Densité de répartition de la consommation annuelle des ménages wallons en kWh (DGSIE, 2004)

5.3.1.1.2. PUISSANCES INSTALLÉES ET RÔLE DU FOISONNEMENT

En multipliant les puissances par client par le nombre de chaque client-type on obtient une estimation de la puissance totale installée dans le secteur résidentiel wallon, comme repris ci-dessous.

	Puissance installée (MW) en 2010									
Da	Db	Dc	Dd	De	TOTAL					
452	452 3.116 20.837 9.442 1.712 35.559									

Table 9 - Puissance installée du secteur résidentiel en 2010 (MW)

Ces chiffres constituent donc une estimation des puissances installées dans le secteur résidentiel wallon (sauf pour ce qui concerne le chauffage électrique où l'on a pris en compte une puissance moyenne sur base de la durée d'utilisation estimée). Cette modélisation amène à un chiffre de 35,6 GW bien supérieur à la puissance électrique appelée par l'ensemble des clients résidentiels wallons. Cette apparente inconsistance de la modélisation est due au fait qu'il s'agit-là de puissances installées et que l'on n'a pas pris en compte le foisonnement des puissances électriques. Celui-ci joue en effet un rôle majeur dans le lissage de la charge globale du réseau.

La figure ci-dessous montre par exemple qu'entre le minimum et le maximum de puissance appelée par un client mono-horaire, un facteur de l'ordre de 100 (de 50 W en pleine nuit à 5 kW en journée) peut être mesuré.

Déjà à l'échelle individuelle, il faut donc tenir compte d'un foisonnement qui fait qu'entre la *puissance souscrite* et la puissance installée il existe en moyenne un rapport égal à environ 0.4 (= $\frac{P_S}{P_i}$). La puissance usuelle de raccordement d'un client résidentiel s'établit en effet à 10 kW dans le cas des clients Da, Db, Dc et Dd et à 20 kW dans le cas des clients De. En appliquant ce facteur de foisonnement individuel, la puissance souscrite par l'ensemble du secteur résidentiel wallon s'élèverait à 15,6 GW. Par ailleurs, la *puissance maximale appelée* pour chaque client type doit par définition, être inférieure à sa puissance de raccordement.

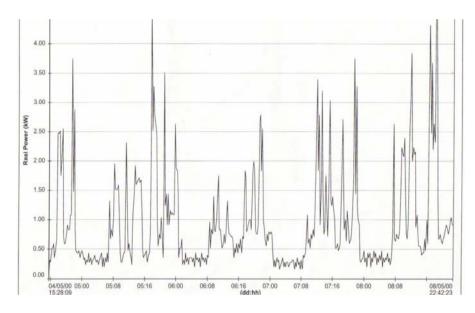


Figure 4 - Puissance quart horaire (kW) appelée par un client mono-horaire (ICEDD, 2011)

Au-delà de ce foisonnement individuel, il faut également tenir compte d'un foisonnement de type 'réseau' lié au grand nombre de clients résidentiels raccordés simultanément. Entre la puissance des départs BT, la puissance des transformateurs BT, la puissance des transformateurs MT ou encore la puissance de la somme des transformateurs MT, le foisonnement appliqué sur un ensemble de clients de plus en plus important a pour effet de diminuer la puissance maximale mesurée sur le réseau.

L'usage des GRD est d'ailleurs d'appliquer un facteur de foisonnement de 0,2 entre la puissance souscrite par un client résidentiel et la puissance qui lui sera 'réservée' sur le transformateur BT auquel il est raccordé. Par ailleurs une étude (*Wangensteen, 2007*) a estimé un facteur de foisonnement égal à 0.61 entre la puissance des transformateurs BT et l'ensemble des transformateurs MT. Le facteur de foisonnement entre la puissance souscrite et la somme des puissances des transformateurs MT serait donc de l'ordre de 0,122.

L'effet de foisonnement peut être synthétisé par l'application de facteurs de foisonnement successifs, comme illustré ci-dessous.

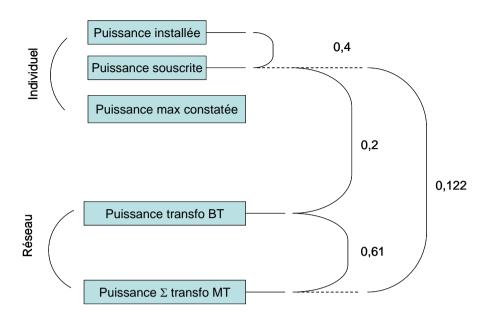


Figure 5 - Facteurs de foisonnement successifs en différents points des réseaux de distribution

Lors d'une réunion de travail du groupe REDI, ORES a signalé que la puissance maximale appelée sur son réseau par le secteur résidentiel s'élevait à 1.2 GW. Les facteurs de foisonnement définis ci-dessus permettent donc de vérifier la vraisemblance des potentiels évalués dans le cadre de REDI.

Il faut toutefois préciser que le coefficient de foisonnement de 0,2 qui existe entre la puissance souscrite et la puissance du transformateur BT ne peut pas être appliqué tel quel pour les clients De (chauffage électrique). Pour ceux-ci, la consommation déplaçable pour le chauffage à accumulation est techniquement limitée à une fraction de la consommation globale. En effet, le cycle de charge peut être déplacé mais au moins une partie de cette charge doit être effectuée en fin de nuit. Dès lors pour les applications de chauffage électrique (déplaçables 15 heures), le potentiel théorique de déplaçabilité a été affecté d'un facteur réducteur complémentaire de 50%.

5.3.1.1.3. DÉPLAÇABILITÉ DES CHARGES ÉLECTRIQUES

Pour estimer les volumes d'énergie déplaçables, une matrice de déplaçabilité a été créée. Cette matrice reprend, pour chaque usage électrique, le temps pendant lequel la charge liée à un usage peut techniquement être différée sans nuire à la qualité du service énergétique rendu. Notons que dans certains cas, comme le chauffage électrique à accumulation, ces usages sont déjà parfois déplacés par les GRD en réponse aux contraintes de lissage de la charge sur leurs réseaux.

Dans cette analyse, il n'a été pris en compte que des consommations considérées comme déplaçables. Ceci suppose que ce qui n'est pas consommé à un instant 't' le sera ultérieurement (ou éventuellement anticipativement). Le potentiel d'effacement

n'a quant à lui, pas été retenu. Ce dernier reprendrait en effet des charges qui, si elles ne sont pas consommées à un instant t, ne le seront pas ultérieurement. Un exemple typique d'effacement est l'éclairage. Si une lampe est éteinte pendant une période donnée, sa consommation n'est pas reportée. L'effacement s'apparente plutôt à de l'utilisation rationnelle de l'énergie qui sort du cadre de cette étude.

La distinction entre les consommations qui sont déplaçables en hiver et en été a été réalisée. Les applications de chauffage des logements sont considérées comme étant déplaçables en hiver (en été elles sont assimilées à 0) alors que les applications de climatisation sont considérées comme étant déplaçables uniquement en été, supposant ainsi qu'elles disparaissent en hiver.

		Puissan	ce dépla	able		Été	Hiver
	NON	15'	1 h	4h	15h	OUI/NON	OUI/NON
La Chaîne du Froid							
Frigo seul		V				OUI	OUI
Congélateur				v		OUI	OUI
La Production d'eau chaude							
sanitaire							
Petit boiler		V				OUI	OUI
Grand boiler					v	OUI	OUI
Les Appareils de Chauffage							
Chauffage central (circulateur)		v				NON	OUI
Chauffage électrique à accumulation					v	NON	OUI
Appoint électrique	V					NON	NON
La Buanderie (LV, LL, SL)				v		OUI	OUI
Les Appareils de Cuisine	v					NON	NON
La Hi-Fi - Vidéo	v					NON	NON
Les Autres Appareils	v					NON	NON
Eclairage	v					NON	NON
Et demain							
Voiture électrique				V		OUI	OUI
Pompe à chaleur avec accu				V		NON	OUI
Air conditionné			v			OUI	NON

Table 10 - Déplaçabilité des usages électriques

5.3.1.1.4. CONFIGURATIONS-TYPES

Les consommations estimées suivant cette méthode représentent un potentiel maximum de volumes déplaçables (potentiel théorique). L'utilisation de courbes *SLP* des différents usages et leur foisonnement mais aussi la prise en compte de contraintes techniques et géographiques complémentaires permettront dans le futur

de mieux quantifier les volumes qui pourraient effectivement être déplacés pour en déduire un potentiel techniquement et économiquement réalisable de déplacement de charge.

L'approche retenue permet d'étudier la part du potentiel théorique qui pouvait être effectivement réalisée. Cette part dépend de la manière dont le déplacement des charges peut être sollicité (notion de *configuration*). Pour ce faire, 3 types de configurations de réseaux et d'équipements de gestion de la charge électrique ont été définis.

La configuration 1 « Situation actuelle – 2010 » correspond à la situation d'un réseau où différentes plages horaires existent et permettent de proposer des tarifications différentes aux clients. Par ailleurs, la gestion de la charge se fait soit manuellement (par exemple, un consommateur décide 'manuellement', sans intervention d'un quelconque appareil de domotique, de programmer le démarrage de son lave-vaisselle à une heure de tarification plus favorable) soit sur base d'un contact mis à disposition du client. Parmi les compteurs présentant une tarification différenciée selon l'horaire, seules les consommations déplaçables 15h et 4h seront prises en compte dans cette configuration. Les usages théoriquement déplaçables de 15' ou de 1 heure ne seront donc pas pris en compte. De même, pour tenir compte des contraintes associées à une modification des horaires, un facteur réducteur de 50% est également associé aux usages déplaçables 15 h et 4h. Cette configuration correspond plus ou moins à la situation actuelle des réseaux et de la clientèle.

La configuration 2 « Business as Usual — 2020 » correspond à la situation où les différentes plages horaires de tarification peuvent être ajustées en temps réel ou suivant des horaires variables annoncés à l'avance pour répondre à des demandes de sur- ou de sous-consommation des clients résidentiels. De même, dans cette configuration, il existe des équipements qui permettent de démarrer (ou d'arrêter) automatiquement et à distance l'un ou l'autre appareil électrique en fonction du passage à un horaire spécifique Comme pour la configuration 1, seules les charges de 15 et 4 heures pourront être déplacées mais, cette fois, elles le seront dans leur totalité. La configuration 2 correspond à une possibilité d'évolution du réseau à l'horizon 2020.

La configuration 3 « *Roll Out Compteurs intelligents – 2020* » reprend les caractéristiques de la configuration 2 mais en y ajoutant un déploiement complet des compteurs intelligents. De la sorte, les charges qui peuvent être déplacées de 15 minutes à 1 heure pourront être mesurées et facturées de façon différenciée et pourraient donc être effectivement déplacées.

Enfin, considérant l'intérêt des boilers électriques en termes de déplaçabilité, deux variantes (configurations 2 Bis et 3 Bis) ont été envisagées. Elles consistent à reprendre les hypothèses des configurations 2 « Business as Usual – 2020 » et 3 « Roll Out Compteurs intelligents – 2020 » en supposant en plus que 300 000 nouveaux consommateurs ont recours à un chauffage électrique pour la production d'eau

chaude sanitaire. Pratiquement, il s'agirait de production d'eau chaude sanitaire via une pompe à chaleur performante (coefficient de performance supérieur ou égal à 3) dans le cas où le chauffage de l'eau chaude sanitaire est assuré électriquement tout au long de l'année ou encore d'un boiler biénergie dont le fonctionnement électrique ne serait activé qu'en été quand la chaudière est mise à l'arrêt.

5.3.1.2 EVALUATION DU POTENTIEL DE DÉPLACEMENT DE CHARGE

Les résultats de l'étude évaluant le potentiel de déplacement de charge sont présentés ciaprès pour les différentes configurations envisagées. Les données sont exprimées en termes de volume et de puissance et doivent être interprétées avec les réserves d'usage et notamment, à la lumière du phénomène de foisonnement expliqué précédemment.

5.3.1.2.1 CONFIGURATION 1 [SITUATION ACTUELLE - 2010]

La configuration 1 correspond à la situation actuelle. Il y subsiste donc la distinction entre les clients Dc et Dc1. Les clients Da, Db et Dc1 ne présentent aucun potentiel de déplaçabilité puisqu'ils sont supposés être équipés d'un compteur mono-horaire ne permettant pas l'introduction de tarifs incitant au déplacement de certaines consommations. Les résultats en termes de consommations électriques déplaçables de cette configuration sont donnés au tableau ci-dessous.

				Consomm	nation totale	(<i>GWH</i>) 2010			
		Da	Db	Dc	Dc1	Dd	De	Total	Total en %
то	TAL	39	308	1352	1485	2482	999	6665	100%
<u>e</u>	NON	39	308	1352	1373	1781	580	5433	82%
Déplaçable	15'	0	0	0	0	0	0	0	0%
épla	1 h	0	0	0	0	0	0	0	100%
ے	4h	0	0	0	112	123	19	255	4%
	15h	0	0	0	0	578	400	977	15%
Total dép	laçable	0	0	0	112	701	419	1232	18%
Dont	été	0	0	0	112	701	107	920	14%
Dont h	niver	0	0	0	112	701	419	1232	18%

Table 11 - Consommation déplaçable dans la configuration 1 « Situation actuelle-2010 » (GWh)

La table 12 reprend le potentiel de déplacement de charge exprimé en termes de puissance. Sur les 35,6 GW de puissance installée, un peu plus de 17% sont déplaçables (6 213 MW).

		Puissa	nce installée	(MW) 2010			Total en	
Da	Db	Dc	Dc1	Dd	De	Total	%	

тот	AL	452	3 116	9 932	10 905	9 442	1 712	35 560	100%
dont	été	448	3 101	9 524	10 458	9 092	1 373	33 996	96%
dont l	hiver	452	3 116	9 932	905	9 442	1 712	35 560	100%
0	NON	452	3 116	9 932	8 288	6 570	989	29 347	83%
a pig	15'	0	0	0	0	0	0	0	0%
a S	1 h	0	0	0	0	0	0	0	100%
Déplaçable	4h	0	0	0	2 617	2 047	309	4 973	14%
	15h	0	0	0	0	825	414	1 239	3%
Total dép	olaçable	0	0	0	2 617	2 873	723	6 213	17,5%
Dont	été	0	0	0	2 617	2 873	578	6 068	17,1%
Dont I	hiver	0	0	0	2 617	2 873	723	6 213	17,5%

Table 12 - Puissance déplaçable dans la configuration 1 « Situation actuelle-2010 » (MW)

5.3.1.2.2 CONFIGURATION 2 [BUSINESS AS USUAL - 2020]

Dans le cas de la configuration 2 « *Business as Usual* – 2020 », les consommations déplaçables par client-type sont données au tableau suivant. Cette fois, seul le résultat pour 2020 est analysé puisque, par définition, cette configuration ne s'applique pas à la situation actuelle. On constate une progression très sensible des consommations déplaçables 4 heures. Ceci est le reflet du fait que les chauffages électriques classiques ont été supposés remplacés par des pompes à chaleur à accumulation (de puissance et de durée de déplaçabilité moindres). Le pourcentage de consommation déplaçable totale est en progression par rapport à la configuration 1 (33% contre 17%) parce qu'il a été supposé que la totalité des consommations déplaçables 4 ou 15 heures sera effectivement déplacée.

Les consommations électriques totales sont, quant à elles, en hausse de l'ordre de 25% (soit un peu moins de 2,5% par an sur 10 ans) par rapport à leur niveau de 2010. Cette évolution s'explique par une hausse 'naturelle' des consommations de l'ordre de 1,5% par an à quoi s'ajoute une augmentation des consommations expliquée par l'apparition de nouveaux usages (électromobilité, conditionnement d'air, pompes à chaleur à accumulation). Elles atteignent suivant les estimations un total de 8 253 GWh contre 6 665 GWh en 2010.

Il faut préciser qu'il a été considéré que le nombre de clients et sa répartition parmi les clients-types restaient constants sur l'ensemble de la période considérée.

					Cons	ommation t	otale (<i>G</i> I	<i>NH</i>) 2020	
			Da	Db	Dc	Dd	De	Total	Total en %
TO	TOTAL		74	502	3 792	3 092	793	8 253	100%
abl	abl		0	476	3 229	1 528	238	5 546	67%
)é plaçab	a	15'	0	0	0	0	0	0	0%
Dép		1 h	0	0	0	0	0	0	0%

4h	0	25	563	309	366	1 263	15%
15h	0	0	0	1 255	189	1 444	17%
Total déplaçable	0	25	563	1 563	555	2 707	33%
Dont été	0	25	563	1 563	243	2 395	29%
Dont hiver	0	25	563	1 563	555	2 707	33%

Table 13 - Consommation déplaçable dans la configuration 2 « Business as usual – 2020 » (GWh)

Dans cette configuration la puissance déplaçable 4 heures augmente fortement. Elle passe de 4 973 MW à 7 778 MW suite au remplacement des chauffages électriques par des pompes à chaleur à accumulation et à l'apparition de véhicules électriques, comme illustré ci-dessous.

				Puissa	ance insta	llée (<i>MW</i>)	2020	
		Da	Db	Dc	Dd	De	Total	Total en %
TOT	AL	515	3 411	20 817	9 455	1 571	35 768	100%
don	t été	512	3 402	19 820	9 047	1 366	34 149	95%
dont	hiver	515	3 411	20 817	9 389	1 561	35 692	100%
<u>e</u>	NON	0	2 898	15 978	6 648	1 002	27 040	76%
Déplaçable	15'	0	0	0	0	0	0	0%
épla	1 h	0	0	0	0	0	0	0%
ă	4h	0	514	4 839	1 981	444	7 778	22%
	15h	0	0	0	825	125	950	3%
Total dép	laçable	0	514	4 839	2 807	568	8 728	24,0%
Dont	été	0	514	4 839	2 807	424	8 583	24,0%
Dont h	iver	0	514	4 839	2 807	568	8 728	24,0%

Table 14 - Puissance déplaçable dans la configuration 2 « Business as Usual - 2020 » (MW)

5.3.1.2.3 CONFIGURATION 3 [ROLL OUT SMART METER - 2020]

Pour la configuration 3 « Roll Out Smart Meter -2020 », il a aussi été supposé que des usages pour des périodes de 15 minutes ou de 1 heure pourraient être déplacés. Dans l'étude, il s'agit pour l'essentiel des applications de froid (frigo et congélateur) ou du chauffage de l'eau chaude sanitaire dans des petits boilers indépendants.

Dans ce cas, des consommations déplaçables apparaissent pour le client Da, équipé d'appareils lui permettant de déplacer certaines de ses consommations.

En multipliant ces consommations par le nombre de clients-types supposé, la consommation totale déplaçable pour la configuration 3 « *Roll Out Smart Meter – 2020* » peut être estimée. Celle-ci s'élèverait à 3 749 GWh, soit près de la moitié de la consommation électrique résidentielle totale, à comparer aux 2 707 GWh déplaçables dans la configuration 2 « *Business as Usual - 2020* ».

		Consommation totale (GWh) 2020							
	Da	a Db Dc Dd De Total							
TOTAL	74	502	3 792	3 092	793	8 253	100%		
pla ya NON	54	342	2 582	1 319	207	4 504	55%		

15'	20	80	503	104	15	723	9%
1 h	0	54	144	105	16	319	4%
4 h	0	25	563	309	366	1 263	15%
15 h	0	0	0	1 255	189	1 444	17%
Total déplaçable	20	160	1 210	1 773	586	3 749	45%
Dont été	20	157	1 199	1 769	274	3 418	41%
Dont hiver	20	160	1 210	1 737	581	3 708	45%

Table 15 - Consommation déplaçable dans la configuration 3 « Roll Out Smart Meter - 2020 » (GWh)

Dans le cas de la *configuration* 3, des consommations déplaçables pour des durées de 15' ou de 1 heure apparaissent pour un total de 1 042 GWh. De même, les puissances qui sont désormais déplaçables 15 minutes ou 1 heure se chiffrent maintenant à 2 101 MW et le total des puissances déplaçables dans cette configuration atteint 10 828 MW.

				Puissance inst	allée (MW) 2	2020		
		Da	Db	Dc	Dd	De	Total	Total en %
TO	OTAL	515	3 411	20 817	9 455	1 571	35 768	100%
do	nt été	512	3 402	19 820	9 047	1 366	34 149	95%
don	t hiver	515	3 411	20 817	9 389	1 561	35 692	100%
	NON	504	2 825	14 143	6 488	980	24 940	70%
o o	15'	10	40	1 738	51	6	1 845	5%
Déplaçable	1 h	0	33	97	109	16	258	1%
olaç	4 h	0	514	4 839	1 981	444	7 778	22%
Dép	15 h	0	0	0	825	125	950	3%
Total d	éplaçable	10	587	6 674	2 967	591	10 828	30%
Do	nt été	8	578	6 646	2 955	446	10 633	30%
Don	t hiver	10	587	6 674	2 901	581	10 752	30%

Table 16 - Puissance déplaçable dans la configuration 3 « Roll Out Smart Meter - 2020 » (MW)

5.3.1.2.4 VARIANTE

Des estimations supplémentaires ont été réalisées de manière à quantifier l'effet d'un usage plus important des boilers électriques d'ici 2020. Ces variantes ont été appliquées aux configurations 2 et 3. Elles supposent que 300 000 clients font le choix du chauffage de leur eau chaude sanitaire par des moyens électriques. La charge associée augmente la consommation totale de près de 300 GWh, tout comme la consommation déplaçable 15h. Cela représente une augmentation de plus de 3,5% du potentiel déplaçable par rapport à la consommation totale.

5.3.2 SECTEUR TERTIAIRE

5.3.2.1 MÉTHODE

Dans le cas du secteur tertiaire, l'estimation des consommations et puissances déplaçables se base dans un premier temps sur les bilans de consommation électrique réalisés en 2008 (*ICEDD*, 2009). Ces bilans distinguent différents secteurs d'activités (branches et sous-branches). Une répartition de la consommation parmi différents usages a ensuite été utilisée pour chaque branche (et sous-branche) identifiée. Ces usages ont ensuite été traduits en puissances sur base de durées de fonctionnement tenant compte des caractéristiques techniques des branches et sous-branches concernées. Enfin, ces charges et puissances ont été caractérisées par une capacité de déplacement de charge de manière à aboutir aux résultats recherchés.

5.3.2.1.1. BRANCHES D'ACTIVITÉ ET CONSOMMATIONS

La nomenclature et les consommations reprises sur la figure ci-dessous sont celles qui ont été utilisées pour réaliser le bilan énergétique de la Wallonie de 2008 (ICEDD, 2009).

Une étude (*De Groote et al, 1994*) a permis d'estimer les consommations de ces différents sous-secteurs tertiaires par usage principal. Les usages suivants ont, notamment, été pris en compte : éclairage, ventilation-air conditionné, chaîne du froid et chauffage — eau chaude sanitaire.

A ce stade, l'électromobilité dans le secteur tertiaire n'a pas été considérée mais il est très vraisemblable que cet usage y apparaîtra et s'y développera dans les années à venir. Il est très difficile cependant à l'heure actuelle d'en chiffrer l'impact dans les différents sous-secteurs.

Branche	Sous-branche	Elec HT+BT GWh
	Commerce de gros et intermédiaires de commerce	336
Commerce	Commerce de détail (hors supermarchés)	527
Commerce	Supermarchés	1000
	Horeca	210
	Chemin de fer	83
Transport et	Transport public hors SNCB	16
communication	Transport privé	121
	Belgacom la Poste	158
D	Banques et assurances	139
Banques assur. et serv. aux entr.	Agents immobiliers	112
dux citer.	Services aux entreprises	90
	Enseign. Communautés	103
Enseignement	Enseignement officiel	61
Enseignement	Enseignement libre	69
	Univ. et recherche	235
	Hôpitaux	418
Soins, santé	Polycliniques	20
Soms, Same	Crèches, hébergement social	36
	Maisons de retraite	120
	Piscines	39
Cultura at sport	Biblioth. Musées	8
Culture et sport	Autres serv. Cult. ou sport	182
	Tourisme	60
	Blanchisseries	28
Autres services	Autres services aux personnes	31
	Autres services à la collectivité	57
	Administration de l'Etat et de la Région	138
	Administration comm. Et intercomm.	97
Administration	Défense nationale	112
	Organismes internationaux	72
	Sécurité sociale	14
	Eau	314
Divers	Eclairage public	414
	Traitement des déchets	89
TOTAL		5 509

Table 17 - Consommations électriques du secteur tertiaire wallon en 2008 en GWh (*ICEDD, 2009*)

5.3.2.1.2. DÉTERMINATION DES PUISSANCES APPELÉES

Une estimation des durées de fonctionnement des usages précités a été réalisée. Celle-ci se base sur le régime d'ouverture des institutions concernées ou sur les caractéristiques techniques de l'usage (la chaîne du froid d'un grand magasin ne pouvant, par exemple, jamais être interrompue).

Profil	jour/semaine	h/jour	h/semaine	h/an
Diurne 5j sur 7 (bureaux, écoles, services aux personnes)	5	10	50	2 607
Diurne 6j sur 7 (commerces, culture)	6	10	60	3 129
Diurne 7j sur 7 (centres sportifs)	7	15	105	5 475
Continue 7 j sur 7 (soins, Horeca)	7	24	168	8 760
Diurne 5j sur 7 (PME, blanchisserie, teintureries, consommation régulière)	5	10	50	2 607
Diurne 7jsur 7 (logement collectif)	7	17	119	6 205
Eclairage public	7	10	70	3 650

Table 18 - Durées de fonctionnement estimées (ICEDD, 2011)

Les puissances moyennes par usage ont été obtenues en divisant les consommations des différents usages électriques du secteur tertiaire par leur durée d'utilisation.

5.3.2.1.3. DÉPLAÇABILITÉ DES CHARGES ÉLECTRIQUES

Comme dans le cas du secteur résidentiel, une matrice de déplaçabilité a été définie en posant que les charges sont soit non déplaçables (éclairage par exemple), déplaçables 15', 1 heure, 4 heures ou encore 15 heures.

		Charges déplaçables					
Branche	Exceptions (sous- branche)	Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS
Commerce		NON	1h	15'	1h	NON	15h
Transport et communication		NON	1h	15'	1h	NON	15h
Banques assur. Et serv. Aux entr.		NON	1h	15'	1h	NON	15h
Enseignement		NON	1h	15'	1h	NON	15h
		NON	1h	15'	1h	NON	15h
Soins, santé	Hôpitaux	NON	15'	15'	15'	NON	4h
	Maisons de retraite	NON	1h	15'	1h	NON	4h
Culture et sport		NON	1h	15'	1h	NON	15h
Autres services		NON	1h	15'	1h	NON	15h
Administration		NON	1h	15'	1h	NON	15h
Divers		NON	1h	15'	1h	NON	15h
	Eau	NON	1 h	15'	NON	NON	15h

Table 19 - Déplaçabilité des charges électriques

Le détail par sous branche d'activité est repris dans l'étude en annexe.

En appliquant cette matrice de déplaçabilité aux bilans de consommations par usage ou encore à la puissance moyenne par usage, on peut déterminer la part de consommation ou la puissance totale qui peut être déplacée dans le cas du secteur tertiaire et ce suivant qu'il s'agit d'installations raccordées en haute ou en basse tension.

5.3.2.2 EVALUATION DU POTENTIEL DE DÉPLACEMENT DE CHARGE

Le tableau suivant, réalisé avec les résultats par sous-branche, donne ces résultats en termes de consommation. Sur les 5 506 GWh consommés par le secteur tertiaire (haute et basse tension) en 2008, 1 908 GWh sont déplaçables, soit près de 35%.

			Consommations électriques (GWh)					
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompe Circulation	Autres usages	Chauffage et sanitaire	TOTAL
=	NON	2 552	-	-	314	732	-	3 598
"Déplaçable"	15'	-	164	619	20	-	-	803
Jaç	1 h	-	657	-	234	-	-	891
Dép	4h	-	-	-	-	-	22	22
=	15h	-	-	-	-	-	193	193
	TOTAL	2 552	821	619	568	732	215	5 507
TOTAL	L "déplaçable"	0	821	619	254	0	215	1 909

Table 20 - Consommations déplaçables en HT et BT en 2008 (GWh)

Le tableau ci-dessous donne ces mêmes résultats en termes de puissances. Toujours selon les hypothèses de calcul, 30% (446/1 492) de la puissance appelée par le secteur tertiaire est déplaçable.

			Puissances (MW)					
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompe Circulation	Autres usages	Chauffage et sanitaire	TOTAL
=_0	NON	773	-	-	36	237	-	1 046
"Déplaçable"	15'	-	19	71	4	-	-	94
laç:	1 h	-	213	-	115	-	-	328
Dép	4h	-	-	-	-	-	2	2
=	15h	-	-	-	-	-	22	22
	TOTAL	773	232	71	155	237	24	1 492
TOTA	AL "déplaçable"	0	232	71	119	0	24	446

Table 21 - Puissance déplaçables en HT et BT en 2008 (MW)

Les quatre tableaux suivants donnent ces mêmes informations en distinguant le niveau de tension du point de raccordement (haute tension et basse tension).

5.3.2.2.1 HAUTE TENSION

			Consommations électriques (GWh)					
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompe Circulation	Autres usages	Chauffage et sanitaire	TOTAL
=	NON	1 655	-	-	306	529	-	2 490
"Déplaçable"	15'	-	158	358	20	-	-	536
olaçı	1 h	-	457	-	159	-	-	616
Dép	4h	-	-	-	-	-	21	21
=	15h	-	-	-	-	-	119	119
	TOTAL	1 655	615	358	485	529	140	3 782
TOTAL	L "déplaçable"	0	615	358	179	0	140	1 292

Table 22 - Consommations déplaçables en HT en 2008 (GWh)

			Puissances (MW)					
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompe Circulation	Autres usages	Chauffage et sanitaire	TOTAL
=_0	NON	498	-	-	35	171	-	704
"Déplaçable"	15'	-	18	41	3	-	-	62
olaçı	1 h	-	148	-	80	-	-	228
Dép	4h	-	-	-	-	-	2	2
=	15h	-	-	-	-		14	14
	TOTAL	498	166	41	118	171	16	1 010
TOTAL	"déplaçable"	0	166	41	83	0	16	306

Table 23 - Puissance déplaçables en HT en 2008 (MW)

5.3.2.2.2 BASSE TENSION

			Consommations électriques (GWh)					
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompe Circulation	Autres usages	Chauffage et sanitaire	TOTAL
=_0	NON	897	-	-	8	203	-	1 108
"Déplaçable"	15'	-	6	261	-	-	-	267
Selection	1 h	-	200	-	75	-	-	275
Dép	4h	-	-	-	-	-	1	1
=	15h	-	-	-	-	-	74	74
	TOTAL	897	206	261	83	203	75	1 725
TOTAL	"déplaçable"	0	206	261	75	0	75	617

Table 24 - Consommations déplaçables en BT en 2008 (GWh)

			Puissances (MW)					
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompe Circulation	Autres usages	Chauffage et sanitaire	TOTAL
=_0	NON	275	-	-	1	66	-	342
"Déplaçable"	15'	-	1	30	1	-	-	32
olaç	1 h	-	65	-	35	-	-	100
Dép	4h	-	-	-	-	-	0	0
=	15h	-	-	-	-	-	8	8
	TOTAL	275	66	30	37	66	8	482
TOTA	AL "déplaçable"	0	66	30	36	0	8	140

Table 25 - Puissances déplaçables en BT en 2008 (MW)

5.4 FTUDES DE CAS

Bien que les travaux de REDI aient été organisés par groupes de travail, une méthode basée sur des études de cas a été retenue de manière à conserver un fil conducteur tout au long du projet.

En effet, le GT1 « Productions décentralisées » a défini le périmètre de ces études de cas qui, à défaut d'être exhaustives, sont représentatives des problèmes engendrés par l'intégration des unités de production décentralisées. La figure ci-après illustre les différents domaines impactés par cette intégration. Ces domaines sont distingués sur base de leur ampleur géographique et de leurs constantes de temps. Les 4 études de cas définies par le GT1 mettent surtout en avant la résolution des phénomènes de surtension (gestion de la tension) et de congestion (gestion des congestions).

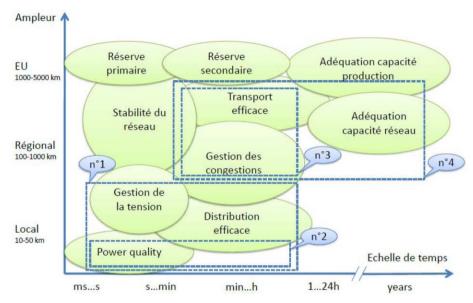


Figure 6 - Etude de cas

Par la suite, le GT2 a identifié certaines pistes de solutions qui ont été appliquées à ces études de cas. De cette manière, la contribution de la gestion active de la demande a été évaluée au regard de sa capacité à résoudre ces phénomènes de surtension et de congestion au moyen du déplacement de charge.

5.4.1 ETUDE DE CAS « BASSE TENSION » - COMMUNE DE FLOBECQ – ZONE RURALE

Cette étude, menée par ORES, porte sur l'impact de l'intégration de productions photovoltaïques dans la commune de Flobecq. Cette commune présente un contexte particulier qui l'amènera à accueillir à très court terme un nombre tel de productions photovoltaïques que son taux de pénétration coïncidera alors avec le taux de pénétration à long terme estimé par ORES (près de 18% en Hainaut occidental). Les situations qui seront rencontrées dans cette commune risquent donc très probablement de se reproduire dans le futur, voire se généraliser, ce pourquoi la commune a été choisie comme étude de cas.

Les buts poursuivis dans le cadre de cette étude sont de :

- caractériser le réseau considéré, définir les portions du réseau où des problèmes peuvent survenir et quantifier l'ampleur de ces problèmes ;
- valider les résultats de la modélisation effectuée au moyen de mesures sur le terrain ;
- développer des solutions alternatives au renforcement du réseau ;
- examiner la possibilité d'extrapoler ces résultats à d'autres réseaux BT.

ORES vise en effet la mise en place d'un modèle de simulation qui puisse être répliqué dans le futur à d'autres situations similaires. L'impact des productions sur le réseau sera évalué, tout comme l'apport d'un pilotage des charges pour atténuer cet impact ou encore moduler le coût d'adaptation du réseau.

La phase initiale de mesure des consommations et des productions, au moyen de compteurs électroniques dédicacés, permettra la sélection des portions critiques du réseau impactées par les productions décentralisées. Ceci permettra la quantification des problèmes, notamment au moyen d'une estimation du volume horaire concerné, et pourra être illustré au moyen d'une courbe monotone de la correction de charge. Ces résultats ouvriront la voie vers une réflexion quant aux solutions à apporter et aux moyens à investir.

L'étude ayant été lancée en 2011, REDI n'a pu disposer de résultats associés pour nourrir ses réflexions. ORES s'est toutefois engagé à partager le retour d'expérience issu de cette étude tout au long de sa finalisation.

5.4.2 ETUDE DE CAS « TRANSFORMATEUR BASSE TENSION » - ZONE SEMI-URBAINE

Le but de cette deuxième étude de cas est l'examen des phénomènes de surtension associés aux productions photovoltaïques. Il s'agissait de définir un modèle qui, bien que moins détaillé que celui d'ORES, puisse fournir des résultats rapidement exploitables dans le cadre de REDI.

Une portion d'un réseau de distribution a donc été modélisée en considérant un départ basse tension alimentant 22 points de raccordements. Outre des paramètres structurels (section de câble, cosinus phi, consommation annuelle, types de compteur,...), le simulateur a été construit pour faire varier le taux de pénétration du photovoltaïque et en quantifier l'impact en termes d'heures durant lesquelles une surtension est susceptible d'apparaitre.

La figure suivante met en relation l'évolution du niveau de tension aux différents points de raccordements. Par hypothèse, le « point de raccordement 0 » est voisin du départ basse tension, tandis que le « point de raccordement 22 » se situe en bout de ligne.

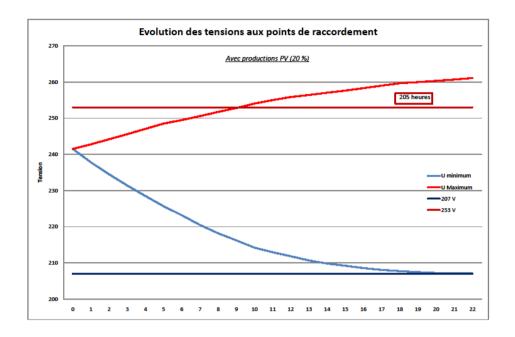


Figure 7 - Niveaux de tension en fonction du point de raccordement

Les droites horizontales représentent la plage de variation autorisée de la tension, qui s'élève à +/- 10% selon la norme en vigueur. Le point de fonctionnement à la sortie du départ basse tension a été déduit de cette contrainte, en supposant que le dernier consommateur (point de raccordement 22) disposait, dans le pire des cas (forte consommation, pas de production) d'une tension à la limite basse de la plage de variation. La courbe décroissante, en bleu, illustre cette situation. REDI a alors évalué la situation inverse, c'est-à-dire où, en présence d'unités de productions photovoltaïques, une production importante couplée à une faible consommation peut provoquer des surtensions. Cette situation est illustrée par la courbe croissante, en rouge, qui démontre que, sur la portion de réseau considérée, des surtensions sont susceptibles de se produire. Pour un taux de pénétration du photovoltaïque de 20%, des surtensions sont susceptibles d'apparaître durant 205 heures par an.

Sur base de ces simulations, REDI a dans un deuxième temps recherché un critère permettant de prévoir l'occurrence des surtensions sur base de mesures effectuées sur le départ basse tension. Il a en effet été supposé que le GRD pourrait installer des points de mesures en certains points critiques de son réseau. Dans le cas étudié, nous considérons donc que l'installation de comptage des utilisateurs de réseau est inchangée et que seul le départ basse tension est équipé d'une unité de mesure.

Pour être suffisamment sélectif, le critère doit être de la forme P²/C, avec P la production estimée des installations photovoltaïques et C la consommation des utilisateurs de réseau situés en aval du départ basse tension (consommation brute). En pratique, la consommation

mesurée au départ basse tension envisagé (consommation nette) devra donc être augmenté de la production. Ce critère permet de déterminer de façon univoque (fonction bijective) les heures où une surtension se produit, pour une valeur seuil fixée en fonction des conditions locales du réseau de distribution. Ce premier résultat théorique est significatif puisqu'il permet au gestionnaire de réseau de prévoir l'occurrence possible de surtensions. Cette prévision est permise grâce à la connaissance des caractéristiques de son réseau, des conditions météorologiques et des mesures issues du départ basse tension, sans que des dispositifs de comptage évolués ne doivent être installés chez chacun des utilisateurs de réseau.

Les résultats précédents se basaient sur des données de consommation théoriques, issues des profils synthétiques de charge. ORES a ensuite fourni des données réelles issues d'un départ basse tension qui ont été utilisées pour de nouvelles simulations. Ce départ alimente 95 points de raccordement et a été équipé d'un dispositif de comptage qui a collecté les données de consommation à fréquence quart-horaire pour l'ensemble de l'année 2010.

Sur base de la mesure des consommations de ce départ Basse Tension, l'application du critère P²/C permet de mettre en évidence un certain nombre d'heures où la présence des productions photovoltaïques décentralisées provoque des phénomènes de surtension. Ces surtensions sont susceptibles de déconnecter automatiquement certains onduleurs et donc de priver le producteur de l'accès au réseau de sa production, qui sera donc perdue.

En pratique, dans l'exemple considéré, les surtensions surviennent systématiquement lorsque le critère est supérieur à 1,6 pour un taux de pénétration de 20% des unités de production photovoltaïque. Comme illustré sur la figure ci-après, des surtensions apparaissent durant 72 heures sur base annuelle. La partie supérieure de la courbe, en rouge, reflète les heures durant lesquelles un phénomène de surtension apparait, alors que les heures associées à la partie inférieure de la courbe, en vert, ne sont pas problématiques. Ce résultat obtenu sur base de données réelles confirme la pertinence du critère utilisé puisqu'il identifie de manière complète les situations de surtension, et seulement celles-là (caractère bijectif). La connaissance en temps réel ou sur base de prévisions à court terme des mesures au niveau du départ basse tension permet de connaitre la possibilité de surtension sur le réseau.

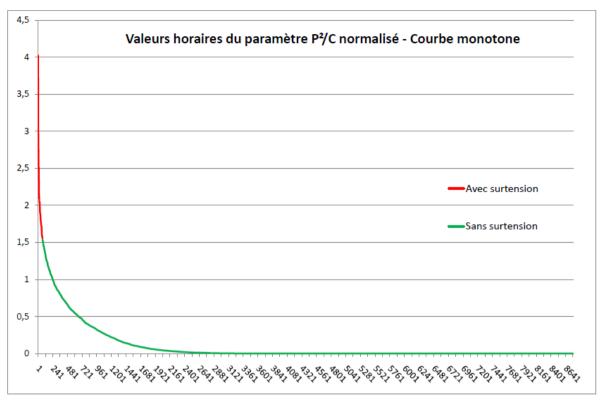


Figure 8 - Critère P²/C normalisé calculé sur base horaire pour l'année 2010

Enfin, l'impact d'une gestion active de la demande, avec déplacements d'heures creuses vers les débuts d'après-midi, a été examiné. Sur base des données communiquées par ORES, 11 utilisateurs de réseau sur les 95 présentent un fort potentiel de déplacement de charge (clients dits S22 conformément à leur profil synthétique de charge). Nous avons supposé que la charge de ces clients pouvait être partiellement déplacée vers l'après-midi (2 heures de 12h à 14h), ce qui représente un déplacement de près de 5% de la consommation de ces clients.

Comme illustré par la figure ci-dessous, le déplacement d'une partie des heures creuses et d'une partie des consommations associées permet de diminuer significativement le nombre de surtensions (passant de 72 à 39 h/an) mais ne résout pas l'entièreté des problèmes.

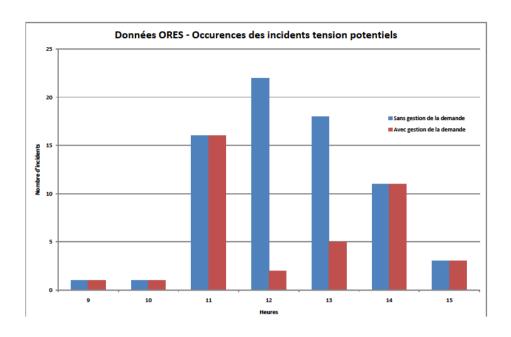


Figure 9 - Données ORES - Nombre d'incidents de surtension en fonction des heures de la journée et contribution de la gestion active de la demande

5.4.3 Etude de cas « Transformateur moyenne tension - Région de Hesbaye »

L'étude de cas n°3 vise à illustrer les phénomènes de congestion suite à l'intégration de productions décentralisées de la filière éolienne et à examiner les bénéfices d'une gestion active de la demande.

Pour ce faire, l'étude de cas se base sur une situation réelle, rencontrée au niveau d'un poste de transformation HT/MT en région de Hesbaye. Ce poste accueille actuellement un parc éolien de 24 MVA raccordé au réseau de Tecteo. D'autres unités de production sont en attente de raccordement mais ne peuvent obtenir l'accès au réseau compte tenu des problèmes de congestion susceptibles d'apparaître au niveau du poste de transformation situé en amont. La figure ci-après schématise la situation, dont l'élément critique est la puissance de réinjection au niveau du poste de transformation.

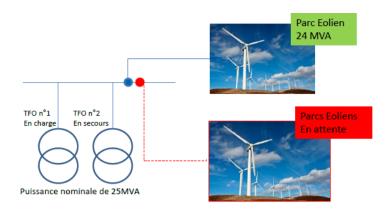


Figure 10 - Schéma de principe

Tecteo a fourni des données réelles relatives à la production du parc existant (données quart-horaires de production en 2010) ainsi qu'à la consommation située en aval (consommations quart-horaires agrégées et bilan selon le type de compteur pour 2010). Ces données ont été utilisées pour évaluer l'impact de l'intégration de nouvelles productions sur base d'une extrapolation de la puissance installée du parc éolien.

La figure ci-après illustre la répartition des puissances horaires simulées au niveau du poste de transformation. Trois situations sont distinguées :

- P > 0, situation classique où le flux de puissance traversé le transformateur alimente le niveau de tension situé en aval ;
- -25 MVA < P < 0, situation où le flux de puissance qui traverse le transformateur remonte vers le niveau de tension situé en amont de celui-ci (situation dite de réinjection) et se situe en-deçà de la puissance nominale;
- P < -25 MVA, situation de réinjection où le flux de puissance dépasse la puissance nominale du transformateur.

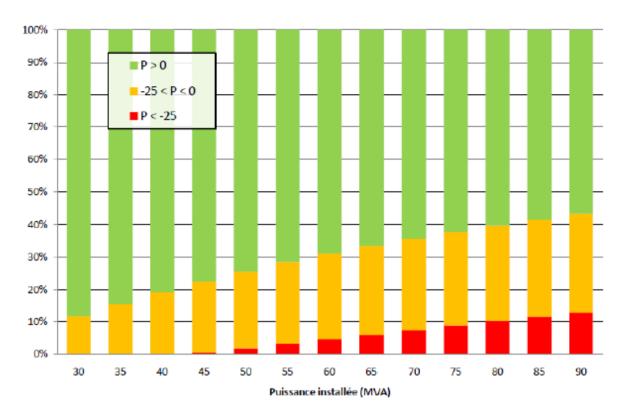


Figure 11 - Répartition sur un an des puissances horaires en fonction de la puissance installée du parc éolien

Les données de consommation ont également permis de quantifier la contribution de la gestion active de la demande dans la résolution des problèmes de congestion. Deux niveaux de puissance en particulier ont été envisagés pour ce faire: l'un correspondant à 50,9MW (situation où les parcs actuellement en attente de raccordement seraient acceptés), l'autre à 90 MW (situation correspondant au scenario « *CWaPE/PMDE 2011* » en 2020 pour la zone géographique considérée).

Les deux situations envisagées conduiraient respectivement, sur base des courbes historiques de production et consommation, à un dépassement annuel de 180 heures (50,9 MW) et 1120 heures (90MW) de la puissance maximale admissible du transformateur de 25 MVA, représentées ci-dessous à l'aide de deux courbes monotones (prélèvements quarthoraires annuels illustrés de manière croissante et non plus chronologique).

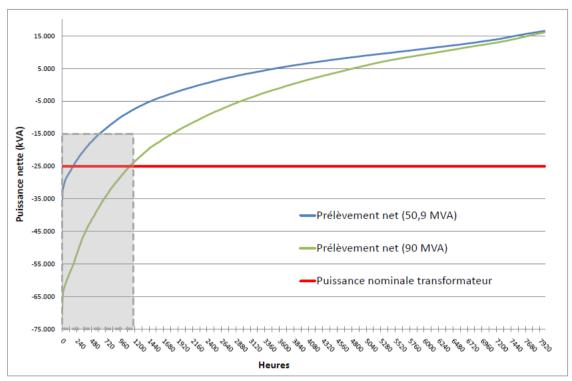


Figure 12 - Courbes monotones annuelles des puissances horaires vues par le transformateur (kVA, heures)

La figure suivante constitue un agrandissement de ces courbes monotones afin de mettre en avant les puissances injectées au niveau du poste de transformation dépassant la puissance nominale de réinjection du transformateur (valeurs négatives des puissances).

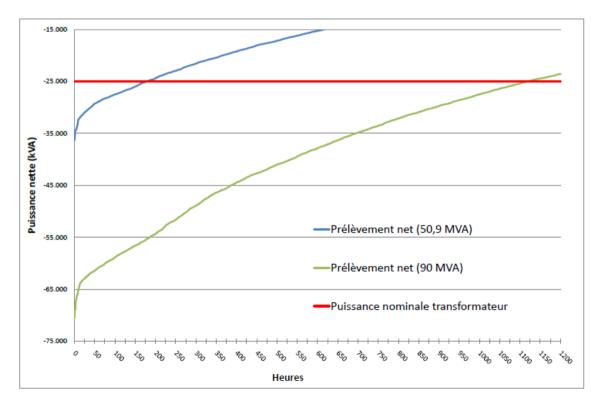


Figure 13 - Courbes monotones des puissances quart-horaires associées à une congestion (W, 1/4h)

L'étude a permis également de classer ces incidents en fonction de la durée des congestions en vue d'examiner les possibilités de la gestion active de la demande, comme illustré cidessous. L'occurrence d'un incident sous-entend que la puissance nominale de réinjection du transformateur a été dépassée.

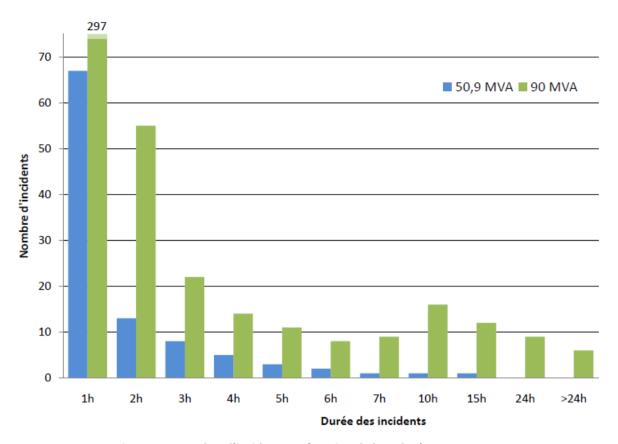


Figure 14 - Nombre d'incidents en fonction de leur durée

Enfin, la contribution de la gestion active en vue de la résolution des phénomènes de congestion a pu être évaluée. Les consommations situées en aval de ce poste (12.800 points de raccordement à relève annuelle équivalant à 72 GWh) permettraient, conformément aux résultats relatifs au potentiel de consommation déplaçable, de déplacer une puissance de 12 MW. Ce niveau de puissance a été obtenu en appliquant les étapes suivantes :

- Puissance installée de ces consommateurs évaluée à 326 MW;
- Puissance déplaçable maximale de 67 MW, définie à 20% de la puissance installée
- Réduction de cette puissance aux seuls usages déplaçables 4h et 15h (57 MW);
- Enfin, le potentiel a été affecté d'un facteur réducteur de 13% (EDF ENERTECH ADEME, 2008) pour les usages déplaçables 4 heures et de 50% pour les usages déplaçables 15heures.

Le graphique suivant représente une partie des deux courbes monotones ainsi que l'impact de la gestion active de la demande : les dépassements cités plus haut de 180 heures (50,9MW) et de 1120 heures (90 MW) diminuent respectivement à 0 et 615 heures. Cela

implique que la gestion active de la demande permette d'intégrer les nouvelles unités de production actuellement refusées. Elle devra toutefois être complétée par d'autres mesures afin de répondre aux impératifs de sécurité et de fiabilité du réseau, dont les raccordements avec accès flexible.

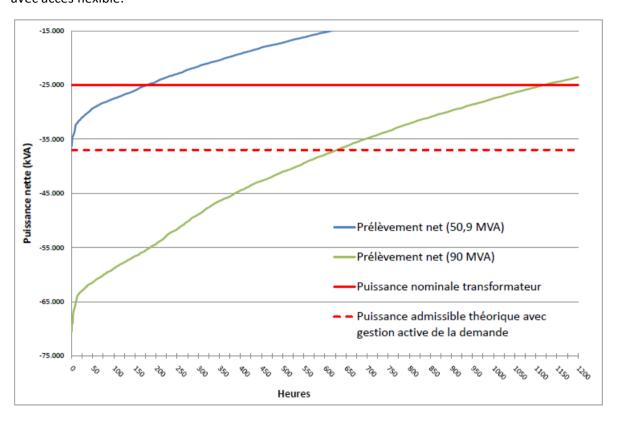


Figure 15 - Impact de la gestion active de la demande

5.4.4. ETUDE DE CAS « RÉSEAU DE TRANSPORT » - BOUCLE DE L'EST

L'étude de cas n°4 relative à la problématique de la « Boucle de l'Est » a été initiée par *ELIA* et ORES indépendamment du groupe de réflexion *REDI* mais elle s'inscrit dans la logique des réseaux intelligents et elle présente un caractère complexe (plusieurs postes de transformation concernés, potentiel important de production). Cette étude complète les 3 autres études de cas. Néanmoins, elle ne cadre pas directement avec la gestion active de la demande mais plutôt avec une gestion flexible des unités de production (cfr GT1). *ELIA* a en effet présenté aux membres de *REDI* différents concepts de raccordements, dont les raccordements avec accès flexible, basés sur la capacité du réseau à accueillir des productions intermittentes modulées en temps réel en fonction du mode d'exploitation de celui-ci (contraintes en N et *N-1*) et du profil de consommation. Différents scenarii d'intégration, sur base des productions existantes et des capacités réservées, ont été présentés ainsi que leur impact en termes de capacité installée et de quantité d'énergie produite.

L'étude démontre la nécessité de faire évoluer les critères traditionnels d'acceptation vers plus de flexibilité afin de répondre à l'intégration de nouvelles unités de production décentralisées, notamment intermittentes. Le système de gestion active des réseaux

constituerait ainsi une alternative prometteuse, dans l'attente des renforcements nécessaires.

5.5 POSITION ET COMMENTAIRES DE LA CWaPE

Le GT2 « Consommateurs finals » a quantifié un potentiel pour les consommateurs du type résidentiel et professionnel et a, par ailleurs, permis d'identifier les acteurs les plus à même de réaliser le potentiel des consommateurs industriels. L'application de ces potentiels aux études de cas montrent que la gestion active de la demande est utile mais pas forcément suffisante pour répondre aux contraintes réseau. En outre, la flexibilité est, déjà aujourd'hui, au moins au niveau du GRT, utilisée pour répondre à ces contraintes.

5.5.1 POTENTIEL DE DÉPLACEMENT DE CHARGE EN BASSE TENSION

Le potentiel existe en basse tension et est déjà en bonne partie exploité. Comme illustré sur la figure ci-après, en été, 14% de l'électricité résidentielle est actuellement déplacée. Ceci a été vérifié sur base des données de consommation quart-horaires fournies par les GRD.

La figure 16 montre également qu'en 2020, près de 30% de l'électricité consommée en été par le secteur résidentiel pourrait être déplacée en étendant les compteurs bihoraires et interruptibles aux clients Db et Dc, avec des tarifications différenciées, conformément aux hypothèses prises pour la définition de la *configuration 2* (33% en hiver). Le déploiement complet des compteurs intelligents permettrait quant à lui d'atteindre près de 41% de charge déplaçable en été et 45% en hiver (*configuration 3*).

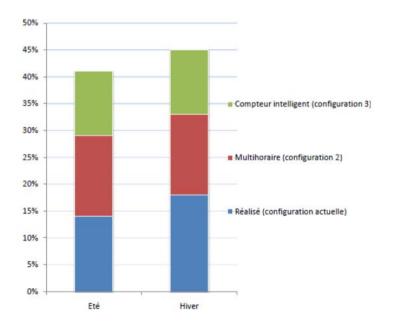


Figure 16 - Potentiel de déplacement de charge en pourcentage de la consommation résidentielle

Une pénétration supplémentaire de préparation d'eau chaude sanitaire à partir de pompes à chaleur ou de boiler biénergie permettrait par ailleurs d'augmenter le volume annuel déplaçable de 300 *GWh*, soit un déplacement supplémentaire de 3,5% de la consommation totale.

5.5.2 POTENTIEL DE DÉPLACEMENT DE CHARGE EN HAUTE TENSION

La gestion de la demande des entreprises consommatrices est déjà largement pratiquée sur le réseau ELIA: à la demande du GRT ou du fournisseur, mais en passant essentiellement par la relation commerciale du fournisseur (responsable d'équilibre).

L'interruptibilité est presque inexistante auprès des entreprises raccordées sur le GRD depuis que ce dernier n'est plus fournisseur. Les potentiels sont toujours présents mais les signaux tarifaires font défaut.

Les clients HT étant équipés de compteurs télérelevés (*AMR* pour Automatic Meter Reader), l'interruptibilité devrait être appliquée via (ou en concertation avec) le fournisseur (ARP).

5.5.3 RÉALISATION DU POTENTIEL DE DÉPLACEMENT DE CHARGE

5.5.3.1 PRINCIPES

Les réseaux de distribution 2011 possèdent déjà une partie de l' "intelligence" qui peut être exploitée pour l'intégration des productions décentralisées :

- TCC (télécommande centralisée);
- compteurs multi-horaires (plus de 50% des ménages wallons).

Il s'agit donc d'exploiter cette intelligence pour une intégration accrue des productions décentralisées et notamment :

- d'adapter les horaires pour tenir compte des pics locaux d'injection ;
- de procurer des signaux tarifaires significatifs.

Le signal de basculement des compteurs bihoraires devrait être mis gratuitement à disposition des utilisateurs par tous les GRD. Les utilisateurs devront également être sensibilisés à cette utilisation.

Pour ce faire, l'adaptation des outils de prévision actuellement utilisés semble une nécessité. Les profils synthétiques de charge devraient être rendus cohérents avec les registres de consommation (*SLP par timeframe*), ce qui permettra aux fournisseurs d'adapter leurs achats d'électricité aux composantes tarifaires offertes aux clients.

Enfin, compte tenu du potentiel important de déplacement de charges, il faudrait reprendre la promotion des compteurs à comptages multiples.

Il ressort des discussions du GT2 que les acteurs les plus à mêmes de piloter la demande des clients sont différents en fonction du segment de clientèle considéré, comme décrit ci-dessous.

5.5.3.2 INDUSTRIE (> 100 KVA)

Les clients disposant actuellement de compteurs télé relevés ont des profils de charge très spécifiques, raison pour laquelle les fournisseurs constituent déjà des partenaires privilégiés. Le gestionnaire de réseau pourrait toutefois requérir de ces clients des services de flexibilité, par l'intermédiaire du fournisseur, comme c'est déjà le cas au niveau du réseau de transport.

5.5.3.3 BT (> 56 KVA)

Ces clients seront certainement, à moyen terme, équipés de compteurs télérelevés. Ils seraient donc assimilables à la catégorie supérieure, à la nuance près qu'ils sont raccordés au niveau BT du réseau de distribution. Cela implique que le GRD puisse requérir de ces clients des services de flexibilité, également par l'intermédiaire du fournisseur.

5.5.3.4 BT (< 56 KVA)

Pour les clients ayant des applications importantes déplaçables (voiture électrique, chauffage à accumulation, pompe à chaleur, conditionnement d'air,, eau chaude sanitaire...) <u>et</u> désirant se doter d'une domotique sophistiquée, le fournisseur serait l'interlocuteur privilégié si ces clients acceptent l'installation d'un compteur intelligent permettant d'obtenir, par une gestion de la charge intense, des tarifs particulièrement attractifs. Le GRD pourrait également, contre compensation, requérir de la flexibilité issue de ces clients, par l'intermédiaire du fournisseur.

Tous les autres clients (clients *SLP*, c'est-à-dire ceux sans compteur intelligent) munis de compteurs à registres multiples (bihoraire, interruptible) pourraient être sollicités par le gestionnaire de réseau de distribution. Il convient toutefois d'atténuer l'impact de ces déplacements de charge auprès des fournisseurs au moyen d'une information adéquate.

Le potentiel de déplaçabilité des charges mérite d'être exploité rapidement car les outils existent déjà, sans perturber le modèle de marché. L'application de ce potentiel aux études de cas a toutefois montré qu'il ne sera pas toujours suffisant même s'il permettra de résoudre, dans un premier temps, la majorité des problèmes rencontrés. Outre son potentiel important, le faible coût de mise en œuvre plaide également en faveur de la gestion active de la demande. Le principal inconvénient de cette mesure est qu'elle n'est pas garantie endéans un délai compatible avec les contraintes évoquées précédemment. D'autres solutions devront donc être mises en œuvre qui permettent de garantir la sécurité du réseau en cas de congestions locales. Le raccordement avec accès

flexible des unités de production décentralisées pourrait offrir une solution complémentaire à la gestion active de la demande. La fiabilité de cette mesure devra toutefois être appréciée en fonction de son coût, lié à la perte de production associée.

En 2012, des estimations chiffrées seront demandées à propos des coûts d'adaptation des réseaux à l'horizon 2020 sur base des pistes retenues. L'étude « Coût-bénéfice » relative aux compteurs intelligents à remettre aux autorités européennes en septembre 2012 permettra de déterminer l'opportunité économique d'un éventuel déploiement complet de ces compteurs intelligents.

6. GT 3 « COÛT-BÉNÉFICE DES INVESTISSEMENTS RÉSEAU »

6.1 OBJET

L'objet du GT3 « Coût-bénéfice des investissements réseau » a été d'examiner plus en détail les pistes de solution envisagées, permettant de répondre aux contraintes faisant suite à l'intégration des productions décentralisées. Ces mesures ont été évaluées au regard de leur contribution à une plus grande flexibilité dans la gestion des réseaux ainsi que leur mise en œuvre effective.

Acteur	Membre effectif	Membre suppléant ou occasionnel		
	Frank SCHOONACKER (EDF-LUMINUS)			
Fournisseurs	Bernard PHILIPPART (ELECTRABEL)			
rournisseurs	Antoine THOREAU (NUON)	Vincent DEBLOCQ (FEBEG)		
	Pierre DUBOIS (LAMPIRIS)			
	Olgan DURIEUX (ORES)	Michel LEFORT (ORES)		
	Benoît HOUSSARD (ORES	Bernard HAINE (ORES)		
GRD	Jean-Michel SOORS (TECTEO)	Parthena KONSTANTINIDIS (TECTEO)		
		Philippe DELARUE (TECTEO)		
	Roger LE BUSSY (RÉGIE DE WAVRE)	Guy DELEUZE (AIEG)		
GRT	Thierry SPRINGUEL (ELIA)	Isabelle GERKENS (ELIA)		
GKI	THIETTY SPRINGUEL (ELIA)	Jean-Jacques LAMBIN (ELIA)		
Consultant	Waseem Khan-Shahbaz (CAP GEMINI)			
Dágian Wallanna	Ginette BASTIN (Cabinet NOLLET)	Jehan DECROP (Cabinet NOLLET)		
Région Wallonne	Muriel HOOGSTOEL (DGO4)	Dominique SIMON (DGO4)		
	Francis GHIGNY (CWaPE)	Stéphane RENIER (CWaPE)		
Régulateur	Frédéric TOUNQUET(CWaPE)	Stephane NEIVIEW (CVVIII E)		
	Jean-François SARTIAUX(CWaPE)	Vincent VANHERCK (CWaPE)		
	Alain VASTEELS (CWaPE)	VIIICCITE VAINTLINGS (COVARL)		

Table 26 - Liste des participants

6.2 COMPTE-RENDU

6.2.1 SESSION 1

La première réunion du Groupe de Travail a eu pour but de présenter le cadre de REDI ainsi que les travaux déjà réalisés par les autres GT et enfin de préciser l'objet du GT3.

6.2.1.1 FLEXIBILITÉ

Commune à toutes les mesures envisagées pour répondre aux contraintes engendrées par l'intégration accrue des productions décentralisées, la notion de flexibilité est centrale dans l'évolution vers des réseaux intelligents aptes à répondre aux défis du futur.

Cette notion exprime la capacité du système électrique à assurer l'adéquation de la production et de la consommation afin de maintenir la fiabilité du système. Il s'agit donc de disposer en permanence de moyens d'action susceptibles de répondre à des déséquilibres importants, prévisibles ou non, et ce quelle qu'en soit la cause (contingences, variabilité de la consommation et, de manière croissante, de la production).

La question de la flexibilité n'est donc pas nouvelle, dans la mesure où il s'agit d'une caractéristique intrinsèque à tout système électrique. Toutefois, mobiliser suffisamment de flexibilité pour faciliter l'intégration des productions décentralisées représente un double défi. D'une part, il s'agit de gérer le caractère variable des unités de production dites intermittentes (éolien, photovoltaïque,...) alors que les contraintes prises en compte lors de la conception des réseaux concernaient exclusivement la variabilité de la consommation. De plus, les mesures visant à mobiliser cette flexibilité doivent s'inscrire dans le cadre d'un environnement libéralisé.

Au sein d'un modèle de marché où différents acteurs se voient confier des rôles et responsabilités distincts mais complémentaires, le besoin de flexibilité permet de répondre à des contraintes propres à chacun de ces métiers. Il peut donc se comprendre différemment selon l'acteur concerné :

- Le gestionnaire de réseau de transport veille à l'équilibre global du système. Il maintient la stabilité du réseau au sein de sa zone de réglage (BELUX). Il s'agit de la gestion globale de l'équilibre (balancing). Pour remplir cette mission, le GRT dispose de moyens de réglage convenus avec les producteurs et certains gros consommateurs. Il répercute également la responsabilité d'équilibre vers les parties commerciales (producteurs et fournisseurs, en leur qualité de responsable d'équilibre) en leur facturant les déséquilibres constatés;
- Le fournisseur est par conséquent incité à assurer l'équilibre pour les clients dont il a la charge. Il veille à la correspondance entre l'achat d'électricité sur le marché de gros et sa vente sur le marché de détail, pour le portefeuille de clients dont il a la charge. Il s'agit de la gestion de la « commodité »;
- Le gestionnaire de réseau de distribution veille à maintenir l'accès à son réseau. Pour ce faire il a dimensionné son réseau de telle sorte qu'il puisse absorber les flux, à une époque où seul existait le prélèvement. Le développement, la maintenance et l'exploitation de celui-ci sont réalisés de manière à prévenir, entre autres, l'occurrence de congestions. Il s'agit de la gestion des congestions locales.

Cette distinction a pour but de définir précisément la notion de flexibilité telle qu'étudiée dans le cadre de REDI, c'est-à-dire celle permettant de gérer les congestions locales engendrées par <u>l'intégration des productions décentralisées</u>. De manière générale, cela exprime également l'importance de respecter les rôles et responsabilités de tous les acteurs de marché concernés lors de la conception et la mise en œuvre de mesures visant l'évolution vers un réseau électrique durable et intelligent. Il s'agit de mettre des moyens d'action efficaces à disposition du GRD tout en atténuant l'impact négatif que ces mesures pourraient provoquer dans le chef des autres acteurs impliqués (impact sur l'équilibre et la commodité).

6.2.1.2 MESURES ENVISAGÉES

La solution traditionnellement envisagée pour répondre aux contraintes induites par une intégration accrue des productions décentralisées a été de développer et de renforcer le réseau.

Force est toutefois de constater que l'émergence des contraintes liées à la production décentralisée amène les opérateurs à exploiter leur réseau au plus près des limites techniques voire selon des schémas d'utilisation différents de ceux imaginés à sa conception.

Ceci s'explique notamment par des contraintes de planification (achat de terrains, obtention de permis,...) et de financement liées à cette solution traditionnelle. Les GRD ne disposent en effet que d'un budget d'investissements limité (près de 200M€/an pour les GRD wallons) qui n'est pas exclusivement destiné à assurer l'intégration des productions décentralisées.

Par conséquent, des alternatives ont été envisagées dans les différents groupes de travail de REDI:

- la gestion active de la demande (déplacement des charges);
- le raccordement avec accès flexible au réseau des unités de production décentralisées ;
- le stockage.

Ces alternatives ne permettront pas d'éviter le renforcement et le développement du réseau là où c'est nécessaire mais elles pourraient constituer à l'avenir des références visà-vis desquelles la rationalité économique des investissements sera évaluée.

Mettre en œuvre un ensemble de mesures permettant de réaliser rapidement un potentiel de flexibilité suffisant, au moindre coût et pour un niveau de fiabilité raisonnable, permettra d'améliorer le rapport coût / bénéfice des investissements réseau.

Compte tenu de ces exigences, les participants du GT3 ont mis en avant la complémentarité des mesures envisagées :

- la gestion active de la demande offre en effet un potentiel de flexibilité important. Ce potentiel pourrait être réalisé en adaptant les outils tarifaires existants, comme les comptages multi horaires, aux contraintes nouvelles introduites par la production décentralisée. Toutefois, le déplacement des charges grâce à la gestion active de la demande ne constitue pas une mesure dont l'effectivité pourra être garantie à 100%;
- lorsque la situation du réseau nécessite une action rapide de la part de ses gestionnaires, le raccordement avec accès flexible des unités de production permettra de garantir la sécurité du réseau avec un bon niveau de fiabilité. Toutefois, l'activation d'un raccordement avec accès flexible impliquera un manque à gagner dans le chef du producteur concerné. Cette mesure devrait donc engendrer un coût lié à la compensation de ce manque à gagner;
- au vu de ses limitations et de son coût actuel, le stockage n'a, quant à lui, pas constitué une priorité dans le cadre des travaux de REDI.

6.2.2 SESSION 2

La deuxième session du GT3 a permis d'approfondir les aspects liés à la gestion de l'équilibre opérationnel du réseau. Cette question est primordiale pour évaluer l'impact d'une action ponctuelle (déplacement des charges par exemple) initiée par le GRD sur les fournisseurs. Ces derniers remplissent en effet le rôle de responsable d'équilibre pour les clients dont ils ont la charge.

6.2.2.1 DESCRIPTION DU PROCESSUS D'ÉQUILIBRE OPÉRATIONNEL

Le processus d'équilibre opérationnel suit les étapes suivantes :

- nominations : Le responsable d'équilibre annonce la veille les prélèvements et injections des points d'accès dont il a la charge, ainsi que les achats et ventes d'énergie sur le marché de gros. C'est un processus indicatif ;
- gestion intraday: Le jour J, les responsables d'équilibre disposent de différents leviers pour adapter leurs injections. S'il y a un déséquilibre (quantités mesurées), le gestionnaire du système (ELIA) active ses contrats de réserve et établit la facture de déséquilibre à destination de chaque responsable d'équilibre. Les factures pour déséquilibre leur sont adressées mensuellement. Il s'agit d'un processus obligatoire à fréquence quart-horaire;
- infeed: Ce processus a pour but de déterminer le volume d'énergie injectée par zone de distribution. En M+10j, les données d'infeed sont validées (interaction entre GRT et GRD) et servent de base à l'allocation. Les quantités quart-horaires sont ventilées par gestionnaire de réseau. Ce processus est réalisé sur base mensuelle et permet également d'obtenir le résidu;

- allocation: Ce processus permet de répartir l'alimentation nette d'un réseau de distribution par 1/4h entre les fournisseurs et leurs responsables d'équilibre. Il a pour but de déterminer et transmettre aux parties du marché les volumes mensuels alloués sur base d'estimations et de mesures réelles. En M+15j, les données d'allocation sont transmises aux responsables d'équilibre/fournisseurs. Les quantités quart-horaire sont ventilées par types de clients (AMR, MMR, YMR) du responsable d'équilibre considéré. Le résidu d'allocation est mutualisé sur les quantités allouées aux clients à relève manuelle (relève mensuelle ou MMR et relève annuelle ou YMR) sur base des profils synthétiques de charge (SLP).

La figure ci-dessous (*UMIX*, 2010) illustre ces concepts de manière simplifiée (un seul gestionnaire de réseau de distribution et un seul responsable d'équilibre). Dans un premier temps, le GRT et le GRD déterminent l'infeed de la zone de distribution. Les données issues des compteurs sont ensuite utilisées pour le calcul de l'allocation. Le résidu, différence entre l'allocation et l'infeed, est alors réparti sur les volumes associés aux clients SLP. Finalement, les volumes corrigés sont envoyés aux parties du marché.

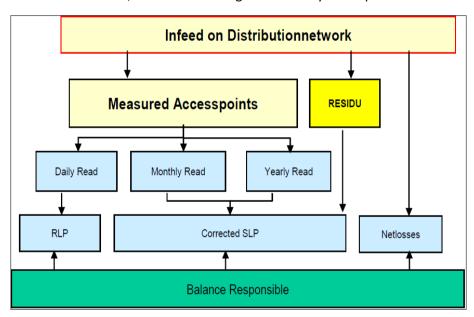


Figure 17 - Distribution de l'infeed sur les points d'accès (UMIX, 2010)

6.2.2.2 INFLUENCE DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE

Pour gérer l'équilibre entre production et consommation de son portefeuille de clients, un responsable d'équilibre est libre du choix de la méthode à utiliser et intègre généralement des informations telles que les profils synthétiques de charge, l'historique de consommation des clients ou encore les conditions climatiques.

Les profils synthétiques de charge (SLP) sont communs à tous les fournisseurs et appliqués de manière uniforme, même si la clientèle propre à chaque fournisseur est différente. Par conséquent, les profils SLP permettent une forme de mutualisation du

risque parmi les fournisseurs, qui sont incités à s'approcher du profil de consommation moyen sur l'ensemble de la zone de réglage et non sur le profil propre à leur seule clientèle. Ceci permet de bénéficier d'un effet de taille afin d'améliorer la prévision de la consommation des clients par la constitution d'un plus grand échantillon statistique. Les modèles prévisionnels sont ensuite adaptés et affinés au fur et à mesure sur base du retour d'expérience. En pratique, les modèles utilisés par les fournisseurs sont relativement comparables.

L'arrivée de productions renouvelables, notamment intermittentes, complexifie les prévisions puisqu'elles ajoutent une source de variabilité supplémentaire. Des dispositions spécifiques, comme la compensation des petits producteurs photovoltaïques, ont également un impact sur le risque de déséquilibre du fournisseur.

Pour prendre en compte les productions photovoltaïques dans le processus d'équilibre opérationnel, la puissance globale installée par GRD doit être portée à la connaissance des fournisseurs puisque les données d'infeed sur lesquelles se basent le calcul du résidu sont seulement ventilées par GRD. Par conséquent, l'installation de compteurs intelligents pour ces clients serait susceptible d'introduire un risque financier plus important pour le fournisseur puisqu'il perdrait l'avantage de la mutualisation propre aux profils SLP.

6.2.2.3 IMPACT DES MESURES ENVISAGÉES

Parmi les mesures envisagées, un déplacement de la charge vers l'après-midi permettrait de réduire les surtensions provoquées par une production photovoltaïque. Sur base de la description précédente, l'impact d'une telle action pour le fournisseur et le responsable d'équilibre (ARP) peut être distingué en deux composantes :

- Impact ARP : Au niveau de la gestion de l'équilibre, il s'agit d'un facteur supplémentaire susceptible de perturber les prévisions.
- Impact fournisseur : Au niveau du *sourcing*, le fournisseur devra facturer au tarif d'heures creuses l'énergie qu'il aura achetée durant les heures pleines.

Sur base de ce constat, un fournisseur a émis une suggestion qui permettrait de réaliser un potentiel de déplacement de charges dans le but d'atténuer l'ampleur des surtensions provoquées par les installations photovoltaïques tout en limitant l'impact dans le chef du fournisseur/responsable d'équilibre.

Afin de résoudre les problèmes locaux de surtension, le basculement en heures creuses durant l'après-midi pourrait être limité à un nombre restreint de points d'accès. Le basculement serait réalisé par l'émission de signaux TCC spécifiques, ce qui impliquerait une intervention technique (remplacement de la mémoire EEPROM / remplacement du récepteur de TCC / placement d'un récepteur TCC + adaptations ...). Cela permettrait de limiter les interventions du GRD à ce qui est strictement nécessaire, là où cela est justifié par l'occurrence de surtensions. La localisation et l'ampleur du basculement pourraient être aisément répertoriés (nombre d'EAN concernés) et communiqués à l'avance aux fournisseurs de manière à atténuer l'impact ARP. Si un nombre limité de compteurs était

concerné, l'impact pour le fournisseur pourrait être acceptable puisque le coût engendré par la désynchronisation entre les achats sur le marché de gros et les ventes sur le marché de détail serait limité.

L'appel de flexibilité pourrait être réalisé de manière graduelle en déplaçant partiellement les charges associées aux compteurs bihoraires et interruptibles distinctement. Dans le cas du bihoraire, le signal de basculement pourrait alimenter un système domotique, complété par une information adéquate adressée au consommateur. L'impact ARP pourrait être atténué si une notification de basculement leur était adressée avant 11h la veille compte tenu des contraintes de nomination.

Les GRD ont rappelé que les systèmes de télécommande centralisée, permettant l'envoi des signaux de basculement, n'ont pas été conçus pour commander les compteurs de manière sélective. Ils désirent par conséquent tester toute proposition avant un déploiement à plus grande échelle.

Certains fournisseurs ont également émis des réserves quant à l'impact d'une modification des horaires de basculement. Si l'utilisation des profils SLP mutualise le risque lié à la gestion du résidu, il ne le neutralise pas totalement même lorsque le basculement est notifié à l'avance. A grande échelle, un tel mécanisme aura un impact important sur le résidu.

6.2.3 SESSION 3

Sur base des échanges de la réunion précédente, la CWaPE a soumis aux participants des principes généraux permettant de prendre en compte les contraintes propres à chacun des acteurs représentés :

- Droit du gestionnaire de réseau de distribution à agir sur son réseau au moyen de la gestion active de la demande ;
- Pour limiter l'impact sur le sourcing du fournisseur, la gestion active de la demande ne sera utilisée que <u>quand et où cela est nécessaire</u>;
- Pour éviter l'impact sur le balancing de l'ARP, le gestionnaire de réseau de distribution <u>communiquera au préalable</u> son intention d'utiliser la gestion active de la demande.

Par la suite, deux propositions concrètes ont été présentées aux participants. Ces propositions, relatives à la basse tension et la moyenne tension, visent à mettre en œuvre des mécanismes de gestion active de la demande qui respectent les principes énoncés cidessus.

6.2.3.1 GESTION ACTIVE DE LA DEMANDE EN BASSE TENSION

Cette proposition s'inspire des discussions de la session précédente en vue de prévenir les phénomènes de *surtension* dus aux productions photovoltaïques. Il s'agirait de

provoquer, pour des zones à risques bien déterminées et de manière ponctuelle, un déplacement de charges durant l'après-midi en modifiant les horaires de basculement des compteurs multi-horaires.

Le choix des heures de basculement serait réalisé en concertation avec les fournisseurs et ceux-ci seraient avertis préalablement avant toute action prise par le GRD. Cela nécessiterait une intervention technique du GRD sur la zone considérée visant à remplacer la mémoire du récepteur des signaux de télécommande centralisée au niveau des compteurs bihoraires. Pour les compteurs interruptibles (tarif exclusif de nuit), une relance limitée à 2 heures durant l'après-midi limiterait l'impact pour le fournisseur, compte tenu également des plus faibles volumes en jeu.

6.2.3.2 GESTION ACTIVE DE LA DEMANDE EN MOYENNE TENSION

Une proposition similaire a été formulée concernant la moyenne tension. Par rapport au cas précédent, la topologie des émetteurs des signaux de télécommande centralisée permet d'assurer la sélectivité des charges déplacées. En effet, comme les émetteurs sont situés au niveau des postes de transformation HT/MT, la zone à risque correspond exactement à celle où les charges seraient déplacées.

Toutefois, les contraintes de congestions locales à ce niveau de tension (production éolienne) ont une nature plus variable (en durée et en amplitude) et moins prévisible que le cas de la basse tension (production photovoltaïque). Le déplacement de charge serait donc limité aux compteurs bihoraires associés à une installation domotique et aux compteurs interruptibles.

En complément de la proposition soumise aux participants, la CWaPE leur a également remis un questionnaire afin d'identifier les principales barrières à la mise en œuvre des mesures décrites ci-dessus.

6.2.4 SESSION 4

Lors de cette réunion, les propositions concrètes relatives à la gestion de la demande ont été approfondies. D'une part ELIA a présenté les outils utilisés en vue de prévoir la production des unités basées sur de sources d'énergie renouvelables et intermittente. D'autre part, les participants ont apporté un certain nombre de réponses aux questions posées lors de la réunion précédente.

6.2.4.1 OUTILS DE PRÉVISION DES CONGESTIONS

L'exposé a porté sur les outils utilisés par le gestionnaire de réseau de transport pour rencontrer le besoin de prévision des flux électriques et notamment ceux engendrés par la production à partir de sources d'énergie renouvelable.

Ce besoin de prévision s'exprime à la fois au niveau global, dans le cadre de la gestion de l'équilibre de la zone de réglage et de l'appel des réserves, et au niveau local, dans une optique de prévention des congestions locales.

Le modèle présenté se base d'une part sur des données météo mises à dispositions en J-1 concernant la température, la vitesse du vent, sa direction et l'irradiance pour des zones de 4x4km. Ces données sont ensuite croisées avec la base de données des productions décentralisées mise à jour par les gestionnaires de réseau, en particulier les productions éoliennes, photovoltaïques et de cogénération. Sur base des caractéristiques de productions issues des constructeurs de machine, le modèle fournit une simulation de la production en J-1 pour une/chaque sous-station du réseau.

ELIA a présenté un certain nombre d'études de cas concernant la production éolienne qui ont permis de confronter les prévisions avec la réalité et donc d'apprécier la précision du modèle. Les écarts de prévision constatés sont principalement dus à une erreur de prévision de la vitesse du vent et à l'indisponibilité des machines. Les prévisions s'approchent de la réalité même si le délai de prévision a un impact significatif sur l'erreur. En J-4, l'erreur statistique s'élève à un peu plus de 15% tandis qu'en J-1, cette erreur n'atteint que 7%. Ces simulations démontrent l'importance pour le gestionnaire du réseau de transport de disposer d'informations sur la disponibilité et le calendrier d'entretien des machines.

6.2.4.2 UTILISATION DE LA TÉLÉCOMMANDE CENTRALISÉE

Les GRD ont ensuite précisé le mode de fonctionnement actuel de la technologie de télécommande centralisée et ont également abordé son utilisation potentielle dans les réseaux intelligents. La télécommande centralisée, ou TCC, consiste en la généralisation d'un signal à une fréquence dite musicale et en la propagation de ce signal sur le réseau électrique de distribution, en superposition à l'onde de tension à 50Hz.

La TCC est utilisée sur les réseaux électriques pour piloter les applications suivantes :

- Éclairage public communal
- Éclairage spécifique
- Tarif bi-horaire
- Tarif exclusif de nuit

Sur les réseaux de distribution, les signaux de TCC sont générés de manière centralisée dans les postes de transformation HT/MT (c'est-à-dire l'interface entre les réseaux de transport et de distribution), de manière à inonder la totalité du réseau dépendant du poste concerné. Le principe fondamental de la TCC est la diffusion de signaux pour une utilisation de masse (*broadcast*). Le système est unidirectionnel, les signaux partant des générateurs de signaux vers les utilisateurs et non l'inverse.

ORES a rédigé une note à l'attention des participants au groupe de réflexion REDI de manière à préciser son potentiel d'utilisation dans les réseaux intelligents (*ORES*, 2011) :

Ce que la <i>TCC</i> peut faire	Ce que la <i>TCC</i> ne peut pas faire
Commande en masse (broadcast)	Adressage particulier et interactivité avec l'équipement commandé
Commande unidirectionnelle, du réseau vers l'utilisateur	Génération de télégrammes espacés par des intervalles de temps courts
Commande d'équipements avec une tolérance sur le délai d'exécution de l'ordre	Commande des charges en temps réel

Table 27 - Caractéristiques de la télécommande centralisée (ORES, 2011)

Comme indiqué ci-dessus, la technologie TCC répond aux besoins actuels en termes de commande de charges génériques et d'application d'une tarification horaire simple. Elle présente donc des limitations à prendre en compte pour évaluer son utilisation dans les réseaux intelligents.

La TCC a été conçue pour diffuser des commandes destinées à des équipements en masse. Elle est unidirectionnelle et la durée de transmission de ses signaux est relativement longue par rapport aux exigences de systèmes qui nécessiteraient une réaction très rapide (temps réel).

Néanmoins, la TCC est omniprésente sur les réseaux de distribution. En conclusion, les gestionnaires de réseau de distribution considèrent que l'exploitation de cet avantage devrait être subordonné à la condition de pouvoir répondre aux futurs besoins à un coût inférieur aux solutions techniques concurrentes.

6.2.4.3 OBSERVABILITÉ DES FLUX TRANSITANT SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Actuellement, le GRD ne dispose que d'une vue sur les flux transitant par les postes HT/MT via leur dispatching : il n'y a pas de télécontrôle en BT.

TECTEO a lancé un projet pilote afin d'améliorer sa capacité de monitoring. ORES a indiqué que certaines de ses cabines MT étaient également équipées de télécontrôle.

6.2.4.4 INTERACTION DES DIFFÉRENTES MESURES ÉTUDIÉES

Enfin, la CWaPE a présenté aux participants certaines pistes permettant d'intégrer les différentes mesures envisagées dans un cadre plus général. Un logigramme a été soumis aux participants de manière à recueillir leurs remarques lors de la réunion suivante.

6.2.5 SESSION 5

Lors de la dernière réunion du Groupe de Travail, la CWaPE a présenté un logigramme reprenant les différentes mesures envisagées jusqu'ici. L'intérêt de la démarche a été de clarifier les modalités de mise en œuvre, en situant dans le temps les options mises à disposition du gestionnaire de réseau pour faire face aux contraintes engendrées par l'intégration accrue des productions décentralisées.

Ce logigramme, tel qu'illustré, reprend donc les mesures envisagées lors des réflexions des différents groupes de travail : renforcement et développement du réseau, gestion active de la demande et raccordement avec accès flexible. La version initiale présentée ci-après a été soumise aux participants du groupe de travail pour réaction. Elle a ensuite été adaptée pour tenir compte des commentaires exprimés (voir chapitre 7).

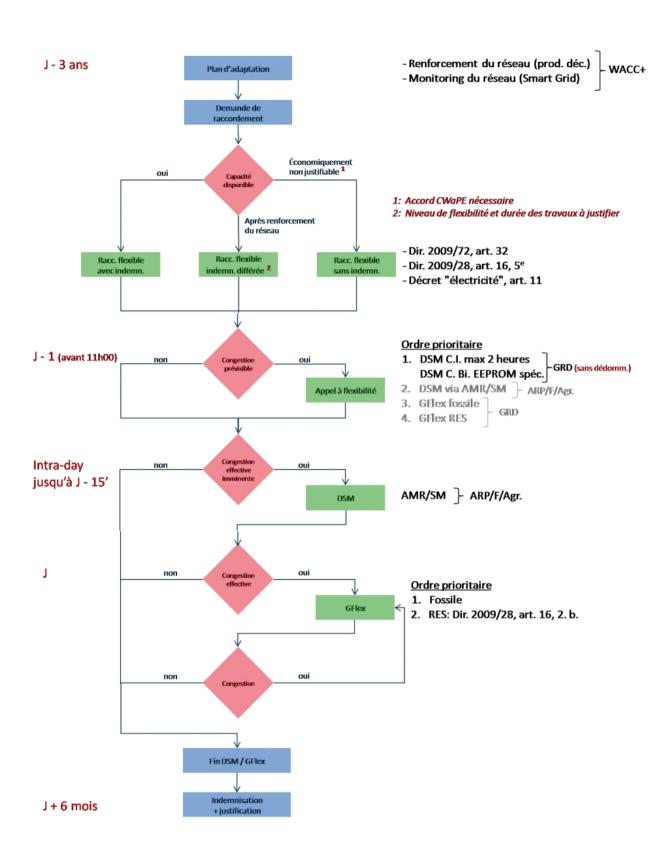


Figure 18 - Logigramme

Suite aux discussions entre les participants, il a d'abord été précisé que ce logigramme se préoccupe uniquement des moyens d'action mis à disposition du gestionnaire de réseau. Il ne s'agit donc pas de décrire la manière dont un fournisseur pourra gérer les consommations déplaçables des clients qui se seraient équipés de compteurs intelligents et d'une installation domotique. Toutefois, le logigramme intègre la possibilité que ce fournisseur offre des services de flexibilité au GRD par l'intermédiaire de ces mêmes clients.

Sur base de cette proposition, les GRD ont demandé que le terme « Indemnisation » soit remplacé par celui de « Compensation » dans le cadre des raccordements avec accès flexible. De plus, ils souhaiteraient que la mise à jour des plans d'adaptation survienne après la demande de raccordement et que cette mise à jour soit suivie par une proposition tarifaire intégrant les coûts associés, sous réserve de l'accord des autorités compétentes. Une telle demande supposerait une longue période d'attente qui gèlerait toute demande de raccordement pendant les semaines nécessaires à l'élaboration des plans d'adaptation, ce qui paraît, à priori, inconcevable.

Les GRD relèvent également un risque de conflit entre le transport et la distribution en fonction de la localisation de la congestion. Ils plaident donc pour que les gestionnaires de réseau soient uniquement responsables des actions nécessaires à la levée de contraintes survenant sur leur propre réseau. Lorsqu'un *GRD* intervient auprès d'un producteur raccordé à son réseau pour résoudre une congestion localisée sur le réseau *ELIA*, il est précisé qu'*ELIA* sera redevable, in fine, de la compensation financière associée.

D'autre part, la possibilité offerte à un fournisseur de proposer des programmes de gestion active de la demande à ses clients équipés de compteurs intelligents pose également question. Le GRD perdrait en effet la gestion exclusive des flux d'énergie sur son réseau, au bénéfice d'acteurs commerciaux qui pourraient effectuer des actions non-concertées voire opportunistes (risque de gaming).

Les GRD s'interrogent également sur le délai de réaction associé à l'activation des raccordements avec accès flexible. Concernant ce raccordement avec accès flexible des unités de production inférieures à 10kVA, les GRD insistent sur la constitution d'une documentation, sur base de mesures et autres vérifications réalisées de manière contradictoire, pour ouvrir le droit à une compensation financière du producteur.

6.3 POSITION ET COMMENTAIRES DE LA CWAPE

Les réflexions menées dans le cadre du GT3 « Coût-bénéfice des investissements réseau » ont permis d'aboutir à la définition de mesures de gestion active de la demande susceptibles de rencontrer les préoccupations des gestionnaires de réseau de distribution, dans le strict respect de la séparation des métiers. L'impact au niveau des autres acteurs (fournisseurs et gestionnaire de réseau de transport) a été analysé dans le détail et a guidé la définition des modalités de mise en œuvre proposées.

Ces travaux ont été menés en parallèle avec ceux du GT1 « Productions décentralisées » concernant le raccordement des accès flexibles, ce qui a permis d'évaluer les forces et faiblesses des différentes solutions envisagées.

Le travail d'analyse réalisé avec les multiples acteurs concernés a permis à la CWaPE d'aboutir, dans une démarche de synthèse, à la constitution d'une vision complète et cohérente en vue de permettre l'intégration des productions locales. La vision proposée dans ce cadre est développée dans le chapitre suivant et a pour but d'identifier les priorités en matière de développement des réseaux électriques.

7. PRIORITÉS EN MATIÈRE DE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX

Ce chapitre vise à répondre à la demande du Ministre en charge de l'énergie telle qu'exprimée dans la lettre de mission à l'origine de la constitution du groupe de réflexion *REDI*, à savoir identifier les priorités en matière de développement des réseaux durables et intelligents en vue d'assurer l'intégration des productions décentralisées, de limiter la consommation des clients finals, de réduire les pertes réseaux et d'améliorer le rapport coût-bénéfice des investissements réseaux.

Pour ce faire, la CWaPE propose une vision apte à répondre aux différents enjeux identifiés dans cette lettre de mission. Les concertations réalisées au travers des différents groupes de travail ont été un élément indispensable à la constitution de cette vision, qui s'est alimentée des analyses et contributions des nombreuses parties participantes. Le travail de synthèse qui a permis de former la vision préconisée par la CWaPE n'implique toutefois que sa seule responsabilité.

Conformément à sa double mission de conseil des autorités publiques et de contrôle des acteurs de marché, la CWaPE a ensuite traduit cette vision en recommandations à destination du pouvoir politique et en dispositions concrètes quant à sa mise en œuvre au niveau des gestionnaires de réseau.

7.1. VISION DE LA CWaPE

Comme précisé dans la lettre de mission, la responsabilité première confiée à la CWaPE dans le cadre du groupe de réflexion REDI est d'identifier les barrières susceptibles d'empêcher l'atteinte des objectifs du Gouvernement wallon en matière de production décentralisée. Dans ce contexte, l'intégration des unités de production décentralisées au réseau devrait donc constituer la colonne vertébrale des priorités à définir.

Par conséquent, la vision de la CWaPE a été intitulée « Intégration de la production locale » et définit les différents moyens d'actions mis à disposition du gestionnaire de réseau pour y faire face. Ces moyens d'actions sont organisés de façon chronologique, de manière à distinguer le caractère préventif ou curatif des mesures visant à maintenir la sécurité du réseau face aux congestions locales. Ces mesures ont en commun de rechercher plus de flexibilité en vue de répondre aux contraintes locales, que ce soit au niveau de la production ou de la consommation.

L'intégration des productions locales implique les étapes successives suivantes pour le gestionnaire de réseau, centrées sur l'occurrence des congestions locales :

- Plan d'adaptation (plusieurs années à l'avance)
- Raccordement (au fur et à mesure des demandes)
- Prévention des congestions locales (J 1 jour)
- Gestion des congestions locales (Jour J)
- Compensation financière (J + 3mois)

7.1.1. PLAN D'ADAPTATION

Le renforcement et l'extension des réseaux constituent la première des mesures préventives en vue d'assurer l'intégration de la production locale. Tous les acteurs concernés se rejoignent en effet sur l'intérêt d'agir le plus tôt possible.

Mais tandis que les producteurs suggèrent aux gestionnaires de réseau d'anticiper les travaux sur base des potentiels identifiés d'énergie renouvelable, ces derniers désirent avant tout investir là où l'utilité est avérée et confirmée. En effet, les gestionnaires de réseau désirent obtenir un engagement ferme de la part du producteur, via la signature du contrat de raccordement et le financement partiel des frais de raccordement.

A cet égard, il est évident que la définition par les autorités de zones prioritaires pour l'accueil de la production locale faciliterait la planification du réseau. La CWaPE est toutefois d'avis que, même sans disposer de telles informations, les plans d'adaptation des gestionnaires de réseau doivent déjà permettre de donner une meilleure visibilité sur les investissements réseau, en particulier ceux permettant d'assurer l'intégration des productions locales. Il convient également de garantir une rémunération suffisante des gestionnaires de réseau pour ces investissements.

Pour rencontrer au mieux les objectifs du Gouvernement wallon en matière de production d'électricité verte, certains investissements « réseaux » pourraient être qualifiés de stratégiques, notamment ceux permettant une meilleure observabilité et une meilleure prévisibilité des flux transitant par le réseau (monitoring des postes de transformation ou même en aval de ceux-ci, en des points critiques compte tenu de l'intégration accrue des productions décentralisées). Ces investissements stratégiques seraient associés à un taux de rémunération incitatif (WACC+). Les directives européennes prévoient explicitement cette possible différenciation.

La CWaPE considère toutefois que ces investissements doivent être optimisés, de manière à en limiter l'impact sur la facture du consommateur final. Une information et une incitation doivent donc exister pour que les producteurs se raccordent de préférence dans les zones favorables à cet égard, c'est-à-dire où la capacité du réseau est disponible, plutôt que dans les zones saturées.

7.1.2. RACCORDEMENT DES PRODUCTIONS LOCALES

La CWaPE défend le principe de base suivant lequel toute demande de raccordement doit être rencontrée, qu'elle concerne une production d'électricité verte ou non. L'application de ce principe permettra de garantir l'accès au réseau des unités de production renouvelable dans le respect des directives européennes 2009/72 et 2009/28. Pour des raisons de non-discrimination et de stimulation de la concurrence, la CWaPE considère que cette garantie pourrait être étendue à tous les types de production.

Pour concilier le principe d'accès garanti ou prioritaire des unités de production à partir de sources d'énergie renouvelables avec la nécessité absolue de préserver la sécurité du réseau, l'accès au réseau de tous les nouveaux raccordements (renouvelables ou non) doit être rendu flexible. Dans certaines circonstances, il n'est en effet pas possible d'offrir un accès inconditionnel des unités de production sans altérer la fiabilité ou la sécurité du réseau.

Cela signifie que le gestionnaire de réseau se réserve la possibilité (sur base des contraintes de son réseau) de limiter ponctuellement la quantité d'électricité injectée au niveau du point d'accès et ce, dans l'attente de l'exécution d'un plan d'amélioration permettant de lever les contraintes à l'origine de la limitation.

Lorsque la capacité du réseau n'est pas suffisante, l'activation de la flexibilité ne sera provisoirement pas compensée financièrement, pour un niveau de flexibilité convenu contractuellement sur base d'une étude spécifique, le temps de permettre d'opérer les améliorations de réseaux nécessaires.

Lorsque le renforcement du réseau n'est pas réalisé dans les temps, soit parce qu'il est jugé économiquement non justifié par le gestionnaire, soit parce que des retards de réalisation sont constatés pour des raisons techniques, juridiques ou autres, la flexibilité pourra se poursuivre, mais à des conditions ne compromettant pas le business plan du producteur. La flexibilité non compensée financièrement doit donc s'accompagner d'une limite dans le temps : elle doit suivre les échéances des travaux prévus par les plans d'adaptation et ne peut, en aucun cas, être supérieure à une première durée (par exemple 5 ans), à compter de la conclusion du contrat de raccordement, ni à une autre durée (par exemple 1 an), à compter de la mise en service finale de l'installation de production.

Le fait que la flexibilité ne soit pas compensée financièrement pendant la période nécessaire au renforcement du réseau (durée plafonnée) constitue un incitant pour le candidat investisseur d'examiner la possibilité de localiser son projet d'installation de production à un endroit plus propice en termes de capacité de réseau. Le gestionnaire de réseau lui indiquera les postes de transformation ou les cabines susceptibles de permettre un raccordement modalisé par des conditions de flexibilité moins contraignantes.

Dans certains cas, il serait déraisonnable de renforcer le réseau local pour permettre une injection maximale en toutes circonstances. Toutefois, le caractère « déraisonnable » d'un investissement dans le réseau devra être prouvé par une analyse coûts-bénéfices approuvée par la CWaPE.

Dans le cas exceptionnel où le caractère déraisonnable d'un investissement se combine au caractère déraisonnable de la compensation future compte tenu des bénéfices du projet, la CWaPE pourrait accepter la demande du gestionnaire de réseau de refuser la compensation financière à l'échéance de la durée plafonnée censée ouvrir le droit à cette compensation. Cette disposition devra toutefois être strictement encadrée et notamment prévoir une analyse coût-bénéfice réalisée par le gestionnaire de réseau. Seule l'approbation de la CWaPE, sur base de cette étude coût-bénéfice, pourra entrainer une dérogation quant au mécanisme général de compensation en vigueur. L'approbation ou le

refus de la CWaPE reposera sur une motivation formelle et adéquate. L'étude coûtbénéfice tiendra principalement compte des aspects financiers. Dans l'analyse des dossiers, la CWaPE y intégrera également, le cas échéant, des aspects environnementaux, sociétaux, paysagers,... Compte tenu des durées d'amortissement des investissements, cette évaluation devra également s'inscrire dans la perspective de promotion des énergies renouvelables, pour tenir compte, par exemple, d'un gisement important d'énergie renouvelable quand bien même la demande ne concernerait qu'un seul projet ou encore de l'atteinte des objectifs de production fixés aux niveaux wallon et européen.

En résumé, le principe de raccordement garanti avec accès flexible s'appliquerait à tout type de production. L'activation de l'accès flexible impliquerait des conséquences différentes selon le cas de figure envisagé :

- 1) Si la capacité est disponible, le producteur bénéficierait de la compensation (par le gestionnaire de réseau) directement dès lors que la flexibilité est activée, et ce, sans délai ni prise en compte d'un seuil de flexibilité.
- 2) Si la capacité est insuffisante, l'activation de la flexibilité impliquerait une compensation financière à partir d'un délai prédéterminé ou au-delà d'un niveau de flexibilité convenu contractuellement. Le délai à partir duquel le producteur verrait son manque à gagner compensé est celui dont l'échéance satisferait l'une des trois conditions suivantes :
 - dépassement des délais prévus dans les plans d'adaptation relatifs à la réalisation des travaux nécessaires pour offrir une capacité d'injection maximale au producteur;
 - dépassement d'un délai de 5 ans (à confirmer) à partir de la signature du contrat de raccordement;
 - dépassement d'un délai de 1 an (à confirmer) à partir de la mise en service de l'unité de production.
- 3) Si la capacité est insuffisante mais que ni l'investissement nécessaire, ni la compensation du manque à gagner ne sont justifiables vis-à-vis du bénéfice imputable à l'unité de production considérée, l'activation de la flexibilité ne donnera lieu à aucune compensation financière de la part du gestionnaire de réseau, sauf au-delà du niveau de flexibilité convenu contractuellement (basé sur la capacité disponible)

Le graphique ci-dessous illustre ces trois cas de figure. L'axe vertical reprend le taux de flexibilité, pourcentage de la production annuelle qui est susceptible d'être limité, alors que l'axe horizontal représente le temps, à partir de la mise en service de l'installation. Comme expliqué ci-dessus, le deuxième cas implique la définition d'un taux de flexibilité contractuel ainsi qu'un délai en dessous desquels aucune compensation ne serait octroyée par le gestionnaire de réseau au producteur. Le troisième cas ne présente pas de délai mais implique un taux de flexibilité au-delà duquel une compensation financière serait versée au producteur.

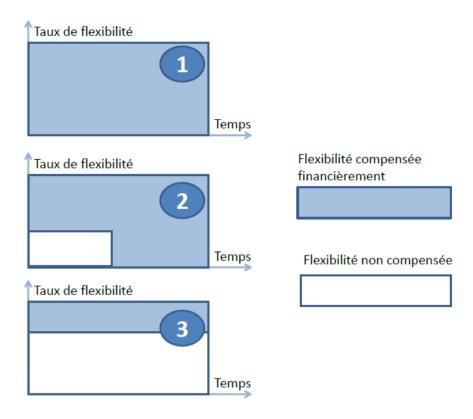


Figure 19 - Modes de compensation de la flexibilité

7.1.3. PRÉVENTION DES CONGESTIONS

Comme démontré par le Groupe de Travail 2 « Consommateurs finals » qui a quantifié le potentiel de déplacement de charge en Wallonie, les consommateurs finals constituent également une source non négligeable de flexibilité. Compte tenu du moindre coût associé à la mobilisation de cette flexibilité, mais également du fait que son effet ne peut être garanti avec certitude, la CWaPE considère que la gestion active de la demande constitue une mesure adéquate pour prévenir l'occurrence de congestions locales.

De manière générale, la CWaPE retient des discussions du GT3 « Coût-bénéfice des investissements réseau » que les fournisseurs resteront les acteurs concernés en priorité par la gestion active de la demande. La gestion de la charge doit donc permettre l'optimisation du sourcing de l'énergie (achat et vente par le fournisseur) et le respect de l'équilibre entre l'injection et le prélèvement en intraday (rôle de l'ARP). La CWaPE retient également que ces mesures, lorsqu'elles permettent de répondre à des contraintes comme le lissage de la charge, peuvent également servir les intérêts des gestionnaires de réseau de distribution, dès lors que ces intérêts convergent avec ceux des fournisseurs.

Toutefois, seuls les gestionnaires de réseau de distribution sont responsables de la résolution des congestions locales, ce qui leur confère naturellement une priorité d'action pour la gestion active de la demande afin d'assurer la sécurité de leur réseau, quand bien même ces mesures de gestion active de la demande iraient à l'encontre des intérêts des

fournisseurs. Une action du gestionnaire de réseau de distribution affecte en effet les fournisseurs qui, s'ils sont en mesure de prévoir cette action, modifieront leurs prévisions et leurs achats. Sinon, les fournisseurs seront pénalisés financièrement pour le déséquilibre qu'ils n'auront pas couvert au travers des factures de déséquilibre, adressées aux responsables d'équilibre.

En conséquence, la CWaPE défend les principes suivants quant à la priorité d'action du gestionnaire de réseau:

- droit du gestionnaire de réseau à agir sur son réseau au moyen de la gestion active de la demande;
- pour limiter l'impact sur le sourcing du fournisseur, cette gestion active de la demande ne sera utilisée que quand et où cela est nécessaire ;
- pour éviter l'impact sur les prévisions d'équilibre du fournisseur, le gestionnaire de réseau de distribution communiquera au préalable son intention d'utiliser la gestion active de la demande, ainsi que son ampleur.

Ces principes, soumis à l'appréciation des fournisseurs et gestionnaires de réseau, ont permis d'aboutir à la définition de deux mesures de gestion active de la demande mises à la disposition du gestionnaire de réseau de distribution :

- Déplacement des charges consommées au travers des compteurs interruptibles (tarif exclusif de nuit). Une relance pourrait être effectuée en journée pour une durée maximale de deux heures.
- 2) Déplacement des charges consommées au travers des compteurs bihoraires adressables spécifiquement (tarif d'heures pleines et creuses).

Considérant qu'une action annoncée suffisamment tôt (J-1 avant 11h) aux fournisseurs permettra d'atténuer son impact sans nécessiter de dédommagement financier, la CWaPE entend inciter les gestionnaires de réseau de distribution à utiliser ces deux moyens d'action afin de limiter leurs coûts.

Le gestionnaire de réseau de distribution peut donc décider de réduire les congestions un jour à l'avance en agissant sur certains clients (ciblés sur leur capacité à réagir de manière adéquate) munis de compteurs multi-horaires, sans compensation financière car les fournisseurs de ces clients ne sont pas spécifiquement impactés.

Le gestionnaire de réseau de distribution peut également se procurer de la flexibilité auprès des parties commerciales tant pour les clients équipés de compteurs télé relevés ou de compteurs intelligents qu'auprès des producteurs. Une compensation financière devra néanmoins intervenir.

Il convient de rappeler que ces mesures visant un déplacement de charge doivent être prises dans une optique de prévention dans la mesure où le résultat quantitatif d'une gestion active de la demande n'est pas absolument garanti.

7.1.4. GESTION DES CONGESTIONS

Lorsqu'une congestion est imminente, le gestionnaire de réseau de distribution pourra faire appel à de la flexibilité par le biais du fournisseur en intraday.

Si, malgré ces mesures, une congestion est effectivement constatée, il activera les raccordements avec accès flexible sur les zones en état de stress et ce, jusqu'à ce que la sécurité du réseau soit assurée. Les productions fossiles devront être flexibilisées en priorité par rapport aux productions renouvelables. Le gestionnaire de réseau devra ensuite organiser les activations de flexibilité de ces dernières productions renouvelables sur base économique, en visant un moindre coût pour lui, et donc pour la collectivité.

7.1.5. COMPENSATION

Suite à l'activation des accès flexibles des unités de production en vue d'assurer la sécurité du réseau, le gestionnaire de réseau sera amené à compenser le manque à gagner du producteur, selon le cadre défini précédemment. Cette compensation comporte deux composantes :

- Une composante « énergie » qui devrait être compensée physiquement et en temps réel pour éviter tout déséquilibre dans le chef du responsable d'équilibre associé au producteur dont l'unité aurait été flexibilisée.
- Une composante « financière », qui peut être négative ou positive. Cette composante pourra par exemple être négative pour tenir compte du coût de combustible évité. A l'inverse, une compensation financière positive devra être octroyée au producteur si les certificats verts qu'il n'a pu produire sont irrémédiablement perdus (photovoltaïque, éolien,...).

La CWaPE entend également permettre l'intégration de la charge financière liée à cette compensation dans les tarifs d'utilisation des réseaux. Lorsque la compensation résulte d'une demande du GRT/GRTL, elle sera effectivement supportée par le GRT/GRTL et les modalités devront être précisées dans le contrat de collaboration.

7.1.6. SYNTHÈSE

La vision de la CWaPE telle qu'explicitée au travers des étapes précédentes est illustrée par les logigrammes suivants. Le premier reprend le cas général, tandis que le deuxième logigramme est spécifique aux petites productions (<10kVA) et est donc une version simplifiée du précédent. Dans ce cas, il s'agit de résoudre des problèmes de surtension apparaissant sur certaines zones du réseau BT lorsque l'injection y est plus importante que le prélèvement.

7.1.6.1. LOGIGRAMME « INTÉGRATION DES PRODUCTIONS LOCALES »

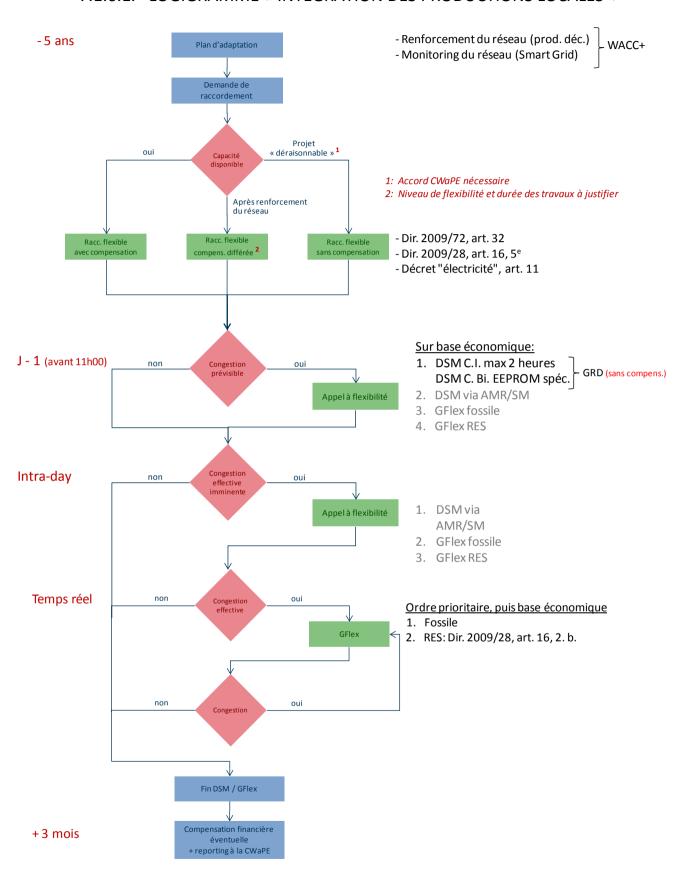


Figure 20 - Logigramme « Intégration des productions locales » - Cas général

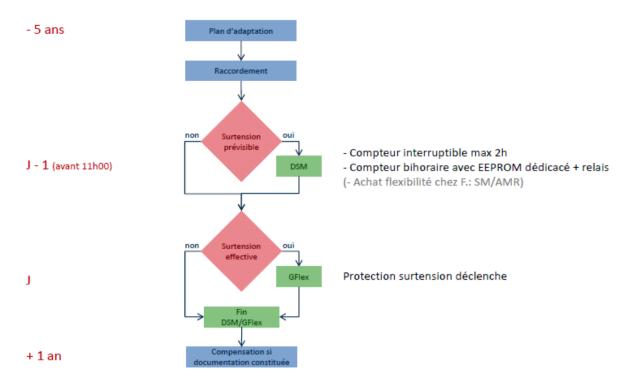


Figure 21 - Logigramme « Intégration des productions locales » - Productions < 10kVA

7.1.6.2. OPTIMISATION DES COÛTS ET ARBITRAGE PAR LE GESTIONNAIRE DE RÉSEAU

La CWaPE défend le point de vue selon lequel la compensation financière est une condition nécessaire pour permettre au gestionnaire de réseau de réaliser une optimisation économique, au bénéfice de la collectivité. En effet, le fait d'associer un coût à l'activation des accès flexibles permet de valoriser la flexibilité obtenue par ce moyen particulier. Cette valorisation permettra ainsi de faciliter l'allocation de priorités par le gestionnaire de réseau par rapport aux autres moyens d'action mis à sa disposition, dans l'exercice d'une mission globale d'optimisation des coûts du système tout en respectant scrupuleusement la séparation des métiers.

La CWaPE entend confier au gestionnaire de réseau la responsabilité et les moyens de choisir les solutions, au moindre coût, en vue d'atteindre les objectifs gouvernementaux, tout en garantissant la sécurité du réseau. Les arbitrages que le gestionnaire aura à poser concerneront les investissements nécessaires à l'adaptation du réseau, les mesures de gestion active de la demande dont il est l'initiateur, les mesures de gestion active de la demande initiées par des parties commerciales auprès desquelles il pourra se procurer de la flexibilité contre rémunération ou encore l'activation des accès flexibles des unités de production.

7.1.6.3. RÉACTION DES ACTEURS DE MARCHÉ

Lors de la dernière réunion plénière du groupe de réflexion REDI, la CWaPE a soumis sa vision aux acteurs de marché et leur a proposé de communiquer leur position à ce sujet. La CWaPE a reçu la position des gestionnaires de réseau réunis au sein de Synergrid, complétée par celle d'ORES. Les producteurs (Edora, Febeg) et fournisseurs (Febeg) se sont également exprimés. L'ensemble de ces réactions, ainsi que les commentaires que la CWaPE a pu y apporter sont repris en annexe.

7.1.6.3.1. EDORA

EDORA, fédération des énergies renouvelables, représente les producteurs et a exprimé une position développée en commun avec la FEBEG. Ses préoccupations visent principalement les raccordements avec accès flexible.

La fédération a rappelé les principes contenus dans les Directives européennes et notamment l'obligation d'offrir un accès prioritaire ou garanti aux productions renouvelables, sous réserve de fiabilité et de sécurité du réseau uniquement. Elle rejoint la vision de la CWaPE quant aux principes associés aux accès flexible:

- En règle générale, la flexibilité offerte par ce biais au gestionnaire de réseau doit être rémunérée et appliquée à l'ensemble des productions, futures et existantes (sur base volontaire pour ces dernières). Ne pas suivre ces principes entrainerait des problèmes de discrimination entre producteurs, découragerait les nouveaux investissements en production, mettrait en difficulté des projets renouvelables et enfin n'inciterait pas les gestionnaires de réseau à réaliser à temps les investissements nécessaires.
- Afin d'intégrer plus vite davantage d'unités de production renouvelables, les producteurs sont disposés à accepter le mécanisme de franchise limité dans le temps, par lequel un certain niveau de flexibilité non compensée serait accepté sur certains raccordements.
- Les producteurs ont plaidé pour une limitation de la flexibilité non compensée à un niveau indépendant des contraintes particulières du point du réseau concerné, fixé à 10% de la quantité produite. La CWaPE considère que le taux de flexibilité doit être convenu contractuellement et défini au cas par cas, de manière à encourager les producteurs à se raccorder aux points du réseau présentant la meilleure capacité d'accueil. De plus, une éventuelle limitation de la flexibilité non compensée provisoirement créerait un seuil (effet de bord), avec tous les effets négatifs associés entre la voie 2 et la voie 3 du premier arbre décisionnel. Ces projets manifestement « surdimensionnés » eu égard à la capacité du réseau, devraient alors basculer dans la voie 3, vu les contraintes économiques générées chez le gestionnaire de réseau.

- La fédération a également exprimé l'importance de fixer des critères clairs et univoques pour qualifier les projets comme déraisonnables (dont la flexibilité ne serait pas compensée). Ils demandent que les motivations soient clairement établies et qu'une voie de recours administratif puisse être ouverte à tout producteur concerné. EDORA rappelle enfin le caractère exceptionnel de cette mesure visant à exclure certains projets d'une compensation de la flexibilité.
- Les producteurs insistent également sur l'importance d'un processus de planification situé suffisamment en amont des investissements ainsi que sur le caractère réglementaire à donner à ce processus qui devrait associer les producteurs.
- Enfin, les producteurs ont insisté sur l'importance de les impliquer dans les discussions qui auront lieu dans le futur en vue de transposer les principes et modalités de mise en œuvre dans les textes légaux et réglementaires.

7.1.6.3.2. FEBEG

La FEBEG réunit les producteurs et fournisseurs d'électricité. Par conséquent, elle s'est exprimée tant sur les raccordements avec accès flexible que sur la gestion active de la demande. Les arguments développés par rapport aux raccordements avec accès flexible sont similaires à ceux d'EDORA tels que repris ci-dessus.

Les fournisseurs se sont également exprimés par rapport à la gestion active de la demande. Ils considèrent que la gestion active de la demande pilotée par le GRD doit être limitée en nombre d'occurrences, en volume global ainsi que dans le temps, compte tenu de l'impact de ces mesures affectant les fournisseurs. Sous réserve de ces trois conditions, ils confirment la possibilité pour le GRD d'intervenir sur la consommation finale sans qu'une compensation ne doive être envisagée pour les fournisseurs.

A cet égard, ils rappellent que le respect des modalités de mise en œuvre définies lors des réunions du GT3 est essentiel en vue d'atténuer l'impact dans le chef du fournisseur des mesures initiées par le GRD. Ils confirment par conséquent leur intérêt de disposer d'une information préalable à toute action, notamment une prévision du résidu.

En conclusion, la FEBEG considère que l'intervention du GRD sur la consommation locale ne peut constituer une solution structurelle pour éviter un renforcement du réseau mais qu'elle peut être utilisée de manière ponctuelle en cas de risques de congestion sur le réseau de manière limitée (nombre d'occurrences, volumes déplacés). La fédération représentant les fournisseurs considère qu'à plus long terme, il conviendrait de développer des solutions permettant au fournisseur d'utiliser la gestion active de la demande pour optimiser son portefeuille de clients et d'offrir par ce biais des services auxiliaires au gestionnaire de réseau de distribution.

7.1.6.3.3. SYNERGRID

La fédération des gestionnaires de réseau a également adressé ses commentaires quant à la vision de la CWaPE présentée lors de la dernière réunion plénière.

SYNERGRID a d'abord exprimé ses réserves quant aux propositions faites dans le cadre de REDI. Les gestionnaires de réseau considèrent que certaines de ces propositions remettent en cause les rôles des acteurs du marché. Parce que ces réflexions étaient en cours de discussion au sein d'autres structures, notamment la plateforme ATRIAS dont ils sont responsables, les gestionnaires de réseau ont déclaré ne pas vouloir aborder plus avant les différentes propositions émises dans le cadre de REDI et touchant au modèle de marché.

La CWaPE a réagi à cet égard, rappelant que les mesures envisagées avaient été définies dans le cadre du modèle de marché actuel et donc, en prenant en compte les contraintes légitimes des acteurs concernés (fournisseur et responsables d'équilibre).

Les gestionnaires de réseau ont toutefois émis différentes critiques et suggestions sur les raccordements avec accès flexible et sur la gestion active de la demande, c'est-à-dire sur les propositions émises dans le cadre de REDI.

Concernant les raccordements avec accès flexible, les gestionnaires de réseau soutiennent les propositions émises dans ce cadre mais insistent sur la nécessité d'affiner les modalités de mise en œuvre de la vision préconisée. Ils ont toutefois émis des réserves sur la compensation financière des productions interrompues, notamment concernant l'étendue et le mode de la compensation.

Ils ont rappelé que la TCC était un outil soumis à des contraintes de paramétrage et de fréquence d'émission, comme exposé lors des premières sessions du GT2 « Consommateurs finals ». Les gestionnaires de réseau ont également affirmé que les profils de charge synthétiques qu'ils développent et mettent à disposition des acteurs de marché n'intégraient pas l'influence des productions photovoltaïques. Cela entraine une détérioration progressive du résidu, différence entre ces profils et la réalité mesurée sur le réseau, compte tenu de la croissance de ces installations. A cet égard, ils préconisent que toutes les productions soient télérelevées et que ces mesures soient intégrées dans le processus d'allocation.

7.1.6.3.4. ORES

En complément de la position exprimée par SYNERGRID, ORES a fait parvenir à la CWaPE une note relative au modèle de marché et à la notion de flexibilité.

Cette note contient un argumentaire fouillé en réponse à la vision de la CWaPE. ORES exprime dans cette note son choix pour un modèle de marché s'écartant du modèle actuellement en vigueur au niveau belge.

ORES considère que les contraintes réseau et les objectifs de promotion de l'énergie verte devront demain être de la responsabilité des responsables d'équilibre. Selon ce modèle, ce sont les responsables d'équilibre qui disposeront des moyens d'action en vue de rencontrer les contraintes associées à l'intégration des productions locales. Ils devraient donc affecter des priorités entre ces actions visant à obtenir de la flexibilité auprès des consommateurs et des producteurs. Le GRD n'interviendrait qu'en cas d'urgence.

Dans sa réaction, la CWaPE précise que les rôles du modèle de marché sont définis par les autorités fédérales et régionales compétentes, dans le respect d'éventuelles prescriptions internationales contraignantes. Par ailleurs, les actions listées dans le logigramme sont, uniquement, celles sous la responsabilité du GRD. L'allocation de priorités entre ces différentes actions devra donc se faire sur base d'un optimum économique, ce qui relève également de la responsabilité du GRD (choix entre investissement et rémunération de la flexibilité). De plus, certaines remarques émises par ORES dans cette note n'ont jamais été exprimées dans le cadre des différents groupes de travail de REDI où ORES était représenté.

Enfin, ORES a précisé sa position quant à la gestion future des prosumers, à savoir qu'une mesure séparée de la consommation brute et de la production brute était nécessaire.

D'une part, les mesures de production brute permettront au GRD d'intégrer la relève et la validation de ces mesures à ses activités de base et donc :

- de faciliter le calcul des volumes de production déterminant l'attribution des certificats verts;
- d'inclure la production brute dans l'infeed;
- d'identifier les zones à problèmes (surtensions et déclenchement des onduleurs photovoltaïques).

D'autre part, la mesure de la consommation brute et de la tension au point de raccordement permettra au GRD de mieux connaître son réseau et facilitera ses interventions éventuelles.

7.2 MISE EN ŒUVRE PAR LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU

Dans la perspective décrite ci-avant, il est de la responsabilité des gestionnaires de réseau de permettre le raccordement des productions locales au moindre coût pour la collectivité. Sur cette base, la CWaPE a proposé des pistes de solution à mettre en œuvre au niveau des gestionnaires de réseau.

Ces dispositions sont organisées en deux niveaux et concernent avant tout les gestionnaires de réseau de distribution, et dans une moindre mesure, le gestionnaire du réseau de transport. A ce stade, les mesures proposées sont simplement ébauchées et il conviendra de les définir plus précisément avec les acteurs concernés.

Dans un premier temps, il s'agit d'initier un processus de changement et de définir une trajectoire afin de réaliser les potentialités sous-tendues par le concept de réseau intelligent. Cet aspect relève donc du niveau stratégique, vise le long terme et met l'accent sur les modes de concertation ainsi que les rôles, responsabilités et compétences permettant de cadrer et de maintenir ce processus de changement.

L'évolution vers des réseaux intelligents implique également une redéfinition progressive des activités exercées par les gestionnaires de réseau. Des dispositions d'ordre opérationnel doivent par conséquent être mises en œuvre à plus court terme.

7.2.1. STRATÉGIE, ORGANISATION ET STRUCTURE

« Comment initier et maintenir le processus d'évolution vers un réseau intelligent ? »

7.2.1.1. STRATÉGIE

Un facteur clé du succès de tout processus de changement réside dans la constitution d'une vision partagée par les parties prenantes. A cet égard, les gestionnaires de réseau ont été invités à se prononcer sur la vision de la CWaPE.

Il ne s'agit toutefois pas de recueillir un consensus général sur l'ensemble des modalités de mise en œuvre proposées dans le cadre de ce rapport mais bien d'aboutir à une vision partagée après avoir pris en compte toute objection majeure et légitime des acteurs concernés.

Cette vision devra ensuite être intégrée par les gestionnaires de réseau dans leurs processus décisionnels et leur planification stratégique. Concrètement, ils devront s'approprier cette vision pour la porter au sein des structures de concertation dont ils ont la responsabilité (Comité MIG, réunissant gestionnaires de réseau et fournisseurs au niveau fédéral, Synergrid,...).

La CWaPE attend des gestionnaires de réseau de distribution en particulier qu'ils dépassent leur rôle actuel de gestion de la capacité d'accueil dans une logique

conservatrice (fit and forget) qui a pour conséquence, d'une certaine manière, une sousutilisation de l'infrastructure de distribution. Ceci implique une prise de responsabilité du GRD en vue d'atteindre une optimisation des coûts.

Compte tenu des incertitudes croissantes liées aux productions intermittentes et aux nouvelles possibilités de gestion active de la demande initiée par le fournisseur (sourcing), l'approche consistant à assurer un accès sans contrainte technique ne peut plus être tenue pour acquise par avance et devra pouvoir être justifiée économiquement, au moyen des potentialités offertes par une gestion active des réseaux de distribution.

En tant qu'opérateurs des réseaux intelligents, les gestionnaires de réseau devront prendre en compte l'évolution irréversible vers une recherche de flexibilité au niveau de la gestion des réseaux et anticiper cette évolution, notamment en se dotant d'outils de prévision, de manière à optimiser le coût de transformation. Nier cette évolution reviendrait en effet soit à remettre en cause les objectifs de production décidés par les autorités publiques, tant européennes que wallonnes, soit à présupposer une capacité d'investissement quasi-illimitée!

7.2.1.2. ORGANISATION ET STRUCTURE

La CWaPE est consciente de la difficulté d'anticiper l'évolution évoquée et entend accompagner cette prise de responsabilité du GRD au moyen des outils dont elle dispose.

De manière à traduire cette vision dans ses processus de prise de décision et d'investissement du GRD, la CWaPE est favorable à la mise en œuvre d'incitants financiers qui distingueraient le taux de rémunération des capitaux investis selon le caractère stratégique de ces investissements. Il s'agit ici d'une mesure fondamentale visant à assurer un alignement entre la vision, la stratégie et les investissements qui en découleront.

Le rôle d'opérateur du réseau intelligent implique l'exercice d'arbitrages entre les différents moyens d'action mis à disposition du gestionnaire de réseau. La CWaPE entend mettre en œuvre des indicateurs de performance en concertation avec les GRD de manière à évaluer de manière transparente, objective et contrôlable la manière dont ils auront exercé leur mission générale d'optimisation des coûts. A terme, ces indicateurs de performance devraient alimenter un mécanisme de tarification incitative qui répartirait équitablement les économies engendrées par cette optimisation des coûts.

En tant qu'opérateur des réseaux intelligents, les GRD doivent devenir de véritables centres de compétence. Pour ce faire, la CWaPE juge comme essentielles les initiatives visant à développer et transmettre ces compétences, que ce soit au niveau de la recherche et développement, de la réalisation de projets-pilotes ou encore via le déploiement à plus grande échelle de solutions innovantes. Vu les enjeux, ces initiatives devront s'intégrer dans la stratégie suivie par ces acteurs. Il s'agit donc de prévoir des budgets spécifiques étendus sur plusieurs années, de manière à assurer que le retour d'expérience émanant de ces initiatives devienne une composante permanente de la redéfinition progressive des activités exercées par les GRD.

Ce pôle de compétence sur les réseaux intelligents devra être étendu à l'ensemble de leur organisation (compétences transversales entre les différents départements) puis progressivement mis à disposition des acteurs du secteur, des institutions académiques et des installateurs, dans l'exercice d'un rôle confirmé de facilitateur de marché.

La CWaPE est bien consciente que ces initiatives impliquent des moyens de financement. Il convient toutefois d'évaluer leur pertinence dans l'optique d'un changement dans la conduite des réseaux permettant une intégration accrue des productions locales. Ce changement s'inscrit dans un contexte européen et une politique proactive visant à acquérir les outils et compétences nécessaires aux gestionnaires de réseau lui permettra d'anticiper cette évolution au moindre coût sur base de choix posés en connaissance de cause. La CWaPE encourage les GRD à poursuivre leur implication dans les cénacles européens (Eurelectric, EDSO,...) et à y partager cette vision.

7.2.2. ACTIVITÉS

« Que faut-il faire pour mettre en place un réseau intelligent qui intègre les comportements et actions de tous les usagers en faisant bon usage de l'évolution technologique ? »

Les activités relatives aux réseaux intelligents ont été distinguées par domaine. Dans le contexte propre au groupe de réflexion REDI, les domaines abordés portent sur la gestion opérationnelle du réseau, sur la relation avec l'utilisateur et sur la relation avec les autres acteurs du marché. D'autres domaines, bien que pertinents dans le cadre des réseaux intelligents n'ont pas été étudiés par le groupe de réflexion REDI et ne seront par conséquent pas abordés (notamment les aspects technologiques ou encore la gestion des actifs et des travaux).

7.2.2.1. GESTION OPÉRATIONNELLE DU RÉSEAU

Ce domaine porte principalement sur les pré-requis d'une gestion active des réseaux de distribution. Une gestion active est caractérisée par un haut niveau d'observabilité, de prévisibilité, de contrôle, de qualité et de fiabilité. Ces capacités doivent interagir sur l'ensemble des composantes du réseau intelligent et faciliter l'action de l'opérateur de ce réseau sur base d'un système d'information intégré.

En vue de dépasser la gestion dite « passive » des réseaux de distribution (accès inconditionnel sans contraintes en toute situation) et d'évoluer vers une gestion active de ces réseaux, il est nécessaire d'améliorer les capacités de monitoring et d'estimation de l'état du réseau. En effet, les moyens d'action définis précédemment (gestion active de la demande et activation des accès flexible des unités de production) impliquent une action en vue de s'approcher au plus près des limites techniques de fonctionnement des réseaux, et donc une visibilité adéquate de l'état de ce réseau au regard de ces limites.

La mise en œuvre des raccordements avec accès flexible est en effet tributaire des capacités d'observabilité et de contrôle, plus encore sans doute que celle de la prévention des congestions basées sur la gestion active de la demande qui nécessite surtout des outils de prévision. Un fonctionnement adéquat du mécanisme d'accès flexible nécessite que le gestionnaire de réseau puisse évaluer l'état de son réseau sur base de mesures et prévisions afin d'initier les actions correctrices endéans un délai limité.

Actuellement, la télémétrie ne mesure que les courants en tête des feeders principaux et les tensions mesurées en quelques nœuds tels les postes d'injection HT/MT. Il est toutefois illusoire d'espérer disposer en temps réel de toutes les valeurs de courant et de tension en tout point du réseau. Le système actuel d'acquisition et de traitement centralisé des données relatives aux flux d'électricité devrait donc être progressivement étendu aux postes MT et éventuellement en certains points critiques du réseau.

Pour pallier à cette observabilité partielle et pouvoir mener des actions de prévention, le gestionnaire de réseau devra se baser sur des estimations pour évaluer l'état de son réseau. En complément des données de mesure, il utilisera donc des données historiques ou prévisionnelles afin d'alimenter un estimateur d'état. Ce dernier implique toutefois une modélisation correcte du réseau, pour un niveau de détail compatible avec les contraintes qu'il aura à gérer, ce qui n'est pas le cas actuellement.

Ces activités sont un défi pour les gestionnaires de réseau de distribution. En effet, l'utilisation d'estimateur d'état a jusqu'ici été réservée au gestionnaire de réseau de transport. Cela constitue toutefois une condition nécessaire à l'utilisation adéquate des outils mis à sa disposition, tels que la gestion active de la demande ou l'activation des raccordements avec accès flexible.

Les investissements à réaliser dans cette activité ouvriront la voie à de nouvelles opportunités pour le gestionnaire de réseau de distribution. Il pourra notamment prévoir de manière plus fine l'impact de l'intégration d'une nouvelle unité de production sur une portion de réseau déterminée ou encore simuler les contraintes résultant de l'apparition de nouveaux usages électriques (électro-mobilité, pompes à chaleur), sans parler des possibilités de réglage dynamique des protections ou de localisation de défauts.

Les actions concrètes à prendre dans le domaine de la gestion opérationnelle du réseau portent donc sur les éléments suivants:

- étude de faisabilité d'une extension d'un SCADA;
- définition d'un modèle adéquat du réseau ;
- sélection des points critiques et installation d'unités de mesure ;
- utilisation de modèles de simulation de la production intermittente, sur base de données météorologiques adéquates (fréquence et ampleur géographique);
- identification, évaluation et localisation des potentiels de flexibilité situés au niveau de la demande (utilisation de données historiques, informations relatives aux usages électriques déplaçables);

- identification et localisation des unités de production locales ;
- mise en œuvre de la chaîne de commande des raccordements avec accès flexible.

La réalisation des potentiels offerts par une gestion active des réseaux nécessite également que le gestionnaire de réseau de distribution dispose d'un système d'information intégrant les différents aspects susmentionnés. A l'heure actuelle, les gestionnaires de réseau de distribution disposent déjà d'une grande partie des informations nécessaires à une conduite active des réseaux. Celles-ci restent toutefois fortement cloisonnées entre ses différents départements. Il conviendra par conséquent de déployer un système d'information basé sur une architecture intégrée et cohérente, qui découle de la stratégie et soit compatible avec les besoins futurs.

7.2.2.2. UTILISATEUR

Le réseau intelligent devra permettre d'intégrer les actions et comportements de tous les utilisateurs afin de mobiliser de la flexibilité au moyen de la gestion active de la demande.

Conformément aux mesures de gestion active de la demande définies en concertation avec les parties concernées dans le cadre de REDI, les gestionnaires de réseau de distribution utiliseront l'infrastructure existante (baies de commande, signaux de télécommande centralisée, récepteurs et compteurs multi horaires) afin de provoquer un déplacement de charge. Cette activité vise à améliorer la correspondance temporelle et spatiale entre la consommation et la production et à éviter, sur base préventive, l'occurrence de congestions locales. Pour ce faire,

Pour les zones où de telles congestions locales sont susceptibles d'apparaitre, il conviendra d'organiser des campagnes d'information et de sensibilisation à la gestion active de la demande. Ces campagnes seront facilitées par une connaissance appropriée des usages déplaçables et des productions locales.

De manière à toucher un large public, les compteurs multi horaires devraient à nouveau faire l'objet de campagnes de promotion, notamment à destination d'utilisateurs qui sont, à l'heure actuelle, moins incités à déplacer leur consommation (par exemple les prosumers) ou à ceux disposant de nouvelles applications électriques déplaçables (par exemple l'électromobilité). D'autre part, tous les GRD devraient mettre gratuitement à disposition des utilisateurs le signal de basculement des compteurs bihoraires.

Enfin, le déplacement de charge devrait également faire l'objet d'une sensibilisation particulière auprès des utilisateurs disposant déjà d'usages déplaçables (boilers électriques, pompes à chaleur,...) mais qui ne valoriseraient pas réellement la flexibilité associée.

Les investissements nécessaires au maintien, voire à l'amélioration, des capacités de la technologie de télécommande centralisée devraient également être réalisés, compte

tenu de l'évolution technologique associée à cet outil et de l'expertise significative dont les GRD disposent actuellement.

7.2.2.3. INTÉGRATION DE LA CHAINE DE VALEUR

Ce dernier domaine concerne les relations entre les gestionnaires de réseau et les autres acteurs du marché.

Les principales activités qui doivent être menées à bien à court terme concernent la définition et la mise en oeuvre des processus de gestion active de la demande et d'activation des accès flexibles. Ces processus devront permettre d'informer les acteurs concernés des mesures visant à déplacer la charge sur les réseaux de distribution dans une optique de prévention des congestions locales.

Lorsque le gestionnaire de réseau de distribution initiera ce type de mesure, il en informera les parties commerciales (fournisseurs et responsables d'équilibre) et éventuellement le gestionnaire de réseau de transport. Pour faciliter la prise en compte de ces mesures sur le résidu d'allocation, les gestionnaires de réseau auront également à mettre à disposition des fournisseurs et responsables d'équilibre toutes les informations utiles leur permettant de réaliser correctement leurs prévisions de nominations. Cette disposition doit être comprise comme une aide à la prévision offerte par le GRD, en tant que facilitateur de marché, sans que celui-ci ne se voie imposer une obligation de résultat qui le conduirait à se voir attribuer une responsabilité dans l'équilibre. Ce rôle est et restera attribué aux responsables d'équilibre mais la CWaPE a émis l'idée que toute information permettant d'appréhender un « résidu prévisionnel » pourrait être utile pour le marché, ce que les fournisseurs confirment.

Les parties commerciales pourront également proposer de la flexibilité aux gestionnaires de réseau pour les clients équipés de compteurs télé relevés ou de compteurs intelligents. Il semble également nécessaire de prévoir une forme de validation technique des programmes de gestion active de la demande initiés par les parties commerciales (rôle d'agrégateur technique à remplir par le GRD).

L'opportunité d'une révision des profils synthétiques de charge devrait également faire l'objet d'attention. Il serait en effet utile de modifier le système actuel des profils synthétiques de charge en introduisant une distinction par registre de consommation, de manière à donner des incitants supplémentaires aux fournisseurs pour différencier leur prix, ce qui constitue l'incitant financier des clients pour déplacer leur consommation.

La mise en œuvre des accès flexible implique la définition d'une chaine de commande permettant aux différents acteurs concernés d'interagir (gestionnaires de réseau de distribution et de transport, producteurs). L'expérience issue des projets pilotes menés en Wallonie, comme par exemple sur la « Boucle de l'Est », permettra de faciliter cette mise en œuvre.

7.3 RECOMMANDATIONS AU GOUVERNEMENT WALLON

Sur base de la vision développée dans le cadre du groupe de réflexion REDI et des dispositions concrètes à mettre en œuvre par les gestionnaires de réseau de distribution, la CWaPE propose dans cette dernière partie des recommandations à destination du Gouvernement Wallon.

Ces recommandations visent à proposer au pouvoir politique l'adoption d'un cadre législatif apte à encadrer l'évolution vers des réseaux intelligents et sont organisées selon trois niveaux :

- Au niveau stratégique, il conviendrait de statuer clairement sur les finalités et les objectifs associés à la politique de soutien de l'électricité verte en Wallonie.
- Au niveau de l'organisation du modèle de marché, les rôles et responsabilités des acteurs du marché devront être précisés de manière à anticiper le changement de paradigme associé à l'évolution vers des réseaux intelligents. Un enjeu essentiel est également d'encadrer l'évolution technologique sur base des finalités identifiées.
- Enfin, d'un point de vue opérationnel, la vision relative à l'intégration des productions locales, telle que proposée dans le cadre du présent rapport, devra être traduite en principes directeurs et modalités de mise en œuvre à intégrer dans les législations et réglementations régionales.

7.3.1. FINALITÉS ET OBJECTIFS STRATÉGIQUES

Les réseaux intelligents sont d'abord un outil mis à disposition de la collectivité. Leur mise en œuvre doit donc se faire suivant les finalités identifiées par le pouvoir politique.

Les objectifs stratégiques traduisant la volonté politique wallonne en matière d'énergie doivent donner un sens au processus de changement que constitue l'évolution vers des réseaux intelligents. Conformément à la lettre de mission du Ministre en charge de l'énergie, les réseaux intelligents doivent permettre d'atteindre les objectifs associés à la promotion de l'électricité produite à partir de sources renouvelables.

La CWaPE considère qu'il est primordial de donner aux acteurs concernés une visibilité suffisante sur les objectifs de production d'électricité verte et les quotas d'électricité verte associés. La fixation rapide d'un cadre de référence définissant des zones prioritaires pour l'accueil des productions décentralisées est également un élément susceptible d'améliorer le rapport coût-bénéfice des investissements réseaux.

La CWaPE entend attirer ici l'attention du pouvoir politique sur le fait que la politique de renforcement et d'extension menée par les gestionnaires de réseau est un processus continu qui vise à rationaliser les investissements sur base des informations pertinentes portées à leur connaissance. Intégrer ces informations au plus tôt dans leur processus décisionnel permettra de réaliser les investissements de manière optimale. Dans ce domaine où les contraintes de planification et de financement sont très lourdes, il ne subsiste qu'une certitude: l'indécision engendre un coût, d'autant plus dommageable qu'il est évitable.

La CWaPE est consciente qu'il reste un niveau d'incertitude quant aux conséquences financières de ces décisions. Toutefois, elle considère qu'une prise de décision rapide sur ces aspects stratégiques est un facteur essentiel en vue de guider les investissements nécessaires dans la direction adéquate, et par là même d'en limiter le coût pour l'ensemble des consommateurs et utilisateurs du réseau.

7.3.2. MODÈLE DE MARCHÉ

L'évolution vers une gestion active des réseaux électriques implique un ajustement des rôles et responsabilités des acteurs du marché, compte tenu de l'apparition de nouveaux métiers et de la redéfinition de ceux existants. Ce changement implique en effet qu'un nouvel équilibre soit trouvé entre les diverses parties prenantes concernées par cette évolution, équilibre qui conditionnera notre capacité à répondre aux défis futurs.

A cet égard, la CWaPE est d'avis que le gestionnaire de réseau de distribution de par la mission d'intérêt général qu'il doit assurer, la régulation de ses activités et sa connaissance du terrain, est l'acteur le plus à même de répondre aux contraintes locales issues de l'intégration accrue de productions décentralisées à l'échéance de l'année 2020. C'est dans cette optique qu'a été conçu le logigramme synthétique illustrant la vision de la CWaPE. Cette vision découle des finalités visées par le groupe de réflexion. Le rôle prépondérant confié à cet acteur peut par conséquent sembler évident, mais il convient de rappeler que cette vision n'est pas forcément partagée par tous les pays européens. A titre d'exemple, un pays comme le Danemark mène des projets pilotes (ECOGRID, 2009) en vue de réaliser un réseau intelligent conçu d'abord pour répondre aux contraintes du gestionnaire de réseau de transport (gestion de l'équilibre face aux productions éoliennes off-shore). D'autres pays mènent des expérimentations (FENIX, 2009) en vue de confier aux fournisseurs un rôle d'agrégateur, c'est-à-dire un « vendeur de flexibilité », privilégiant ainsi l'approche « sourcing ». Ces différentes approches ne sont pas contradictoires et peuvent être appréhendées de façon complémentaire. L'arrivée massive de compteurs intelligents dans différents pays européens tend à orienter le modèle de marché vers un modèle davantage centré sur les fournisseurs.

La spécificité wallonne s'explique objectivement par la nature et la localisation de ses potentiels renouvelables. Le rôle prépondérant du GRD et l'évolution de son activité en vue de répondre aux défis émanant de l'intégration des productions locales ont d'ailleurs fait consensus parmi les différents acteurs représentés au sein des groupes de travail REDI.

Cela étant, les mesures définies dans ce cadre l'ont été dans un souci de prise en compte des contraintes légitimes des acteurs concernés, comme celles liées à la gestion de l'équilibre sur le réseau et impliquant gestionnaire de réseau de transport, fournisseurs et producteurs. La CWaPE a également veillé à sauvegarder un cadre compétitif pour les fournisseurs désirant proposer des solutions innovantes au sein d'un marché concurrentiel.

Une remarque fondamentale à cet égard est que la recherche de sources de flexibilité constitue une motivation commune des acteurs de marché. La résolution des contraintes

associées aux productions locales impose que les gestionnaires de réseau de distribution aient une priorité d'action quant à la mobilisation de cette flexibilité, dans la limite des contraintes légitimes des autres acteurs. Mais cela n'empêche aucunement que cette flexibilité ne puisse pas également être utilisée en vue de répondre aux préoccupations d'autres acteurs, même si cela n'a pas constitué la priorité dans le cadre du groupe de réflexion REDI. Pour ces raisons, la CWaPE a sciemment distingué la question des réseaux intelligents de celle des compteurs intelligents.

Ces derniers n'ont pas constitué un thème privilégié lors des discussions, dans la mesure où cet outil permettra de répondre d'abord aux préoccupations des fournisseurs, et ce dans une optique de gestion de l'équilibre et du sourcing. La vision proposée suite aux travaux de REDI est toutefois entièrement compatible avec l'apparition progressive de ce nouvel outil, de manière à octroyer au GRD une source complémentaire de flexibilité par l'intermédiaire des fournisseurs.

La CWaPE réalisera une étude d'évaluation des coûts et bénéfices associés à l'introduction des compteurs intelligents, notamment au regard du potentiel de flexibilité qui pourrait être mobilisé au travers de cet outil. Sur cette base, la CWaPE examinera l'opportunité d'un déploiement massif de ces compteurs intelligents à un rythme accéléré, en veillant à ce que les investissements associés ne compromettent pas ceux rendus nécessaires par l'intégration de la production locale. La CWaPE est convaincue qu'à long terme, tous les utilisateurs du réseau seront équipés de compteurs intelligents, ne fût-ce qu'en raison du remplacement progressif des compteurs existants arrivés en fin de vie. Mais il convient d'éviter que cette situation projetée à long terme n'empêche la mise en œuvre à plus court terme des mesures préconisées dans le cadre de REDI et qui valorisent pleinement les outils existants.

7.3.3. INTÉGRATION DES PRODUCTIONS LOCALES

En vue d'atteindre les objectifs de production définis par le Gouvernement wallon à l'horizon 2020 et d'assurer l'intégration des productions locales, il est nécessaire que le gestionnaire de réseau garantisse l'accès de ces productions à son réseau, ce qui suppose bien évidemment que cette production puisse être raccordée au réseau. Une garantie, plutôt qu'une priorité d'accès, permettra d'éviter que des projets de production, rentables et finançables, ne soient bloqués au stade du raccordement, comme c'est le cas actuellement.

Comme précisé précédemment, cette garantie d'accès devrait être accompagnée d'une généralisation de la flexibilité des accès des unités de production de manière à assurer la sécurité du réseau.

L'activation de cette flexibilité devrait également être associée à un mécanisme de compensation de manière à ne pas empêcher la mise en œuvre d'un projet rentable et finançable. Ce mécanisme de compensation devra être strictement encadré, selon les modalités préconisées supra (notamment aux points 7.1.2 et 7.1.5.).

La CWaPE considère l'adoption de ces trois dispositions (garantie d'accès, accès flexible, mécanisme de compensation strictement encadré) comme une condition indispensable en

vue d'évoluer vers une gestion active des réseaux et de faciliter l'exercice d'une mission générale d'optimisation des coûts par les gestionnaires de réseau.

L'exercice de cette mission sera encadré par la CWaPE, au moyen des outils dont elle dispose ou dont elle disposera prochainement (l'approbation des tarifs GRD). Il s'agit d'une part d'inciter les gestionnaires de réseau de distribution à réaliser en priorité les investissements conformes à la stratégie définie par le Gouvernement wallon, au travers d'un taux de rémunération différencié et de la répartition équitable des économies résultant de l'optimisation des coûts. D'autre part, la CWaPE entend mettre en œuvre des outils en vue d'objectiver l'exercice de cette mission, au travers d'indicateurs de performance définis en concertation avec les GRD.

Compte-tenu des recommandations qui précèdent, il conviendrait d'introduire dans le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, dans le cadre de la transposition des directives 2009/72 et 2009/28, l'obligation de raccorder toute installation de production et le principe de l'accès garanti aux réseaux pour les producteurs d'électricité verte. L'accès flexible, devant permettre cet accès garanti, et la compensation financière qui doit l'accompagner (cfr. points 7.1.2.et 7.1.5. supra), devraient également être introduits dans le décret, de manière à permettre de mutualiser la charge de ces compensations financières qui devront être supportées *in fine* par le gestionnaire dont le réseau est à l'origine de la congestion. Un arrêté du Gouvernement wallon pourrait être adopté, dans un second temps, pour modaliser au besoin cette flexibilité, sans préjudice des modalités pratiques pouvant être introduites dans les contrats d'accès et de raccordement devant être approuvés par la CWaPE.

Enfin, la CWaPE est favorable à étendre le régime de compensation applicable aux petits producteurs décentralisés à l'ensemble des registres de comptage (tarifs d'heures pleines et d'heures creuses), de manière à inciter ces utilisateurs (prosumers) à contribuer au déplacement de charge associé à la gestion active de la demande. La CWaPE initiera les démarches nécessaires en vue de modifier les règlements techniques pour permettre cette extension.

8. CONCLUSIONS

Le groupe de réflexion REDI aura constitué une expérience très gratifiante, tant au niveau des discussions techniques que des échanges humains. Il est apparu à cette occasion que chaque interlocuteur ne disposait que d'une vision partielle de l'activité de l'autre, de ses motivations économiques et de ses perspectives d'avenir.

Même si l'exercice n'a pu aboutir à une convergence totale, même si des nuances parfois significatives existent encore entre les visions à moyen et long terme de la spécificité des rôles de chacun, le travail réalisé aura permis indiscutablement d'améliorer la connaissance mutuelle et la reconnaissance des intérêts légitimes de chaque partie. Les échanges ont en effet dépassé les prises de position partisane ou les rapports de force pour engager un véritable dialogue argumenté.

Pour respecter les délais impartis à sa mission, la CWaPE a donc pris l'initiative de présenter ses conclusions opérationnelles en décembre 2011. Dans la vision qu'elle propose, la CWaPE est persuadée que tous les acteurs sont respectés, qu'ils pourront mener leurs activités de façon efficace, dans un cadre clair et stable au seuil duquel leur spécificité est reconnue.

- Les consommateurs verront le coût d'utilisation limité au strictement nécessaire, malgré les contraintes liées à l'augmentation importante des raccordements des productions décentralisées.
- Les producteurs d'électricité verront les possibilités de se raccorder au réseau fortement étendues, tout en conservant un avantage économique à se raccorder là où le réseau offre une capacité suffisante.
- Les fournisseurs vont pouvoir poursuivre leur activité de façon concurrentielle, par l'arrivée de nouveaux producteurs sur le marché, par la prochaine correspondance qui sera rendue possible entre le sourcing et le billing pour leurs clients SLP, et par les nouvelles perspectives qui s'offrent à eux de valoriser la flexibilité de leurs clients. En contrepartie, ces fournisseurs devront accepter que les GRD valorisent eux aussi une partie de cette flexibilité, où et quand cela est strictement nécessaire, pour assurer la gestion des congestions et la sécurité des réseaux.

• Enfin, les gestionnaires de réseau verront leur rôle considérablement valorisé. Les gestionnaires de réseau, qui ont pu croire après la libéralisation du marché de l'électricité que leur domaine d'activité allait se réduire, peuvent constater aujourd'hui que leur mission globale d'optimisation économique se confirme à travers le développement des réseaux intelligents. Cette nouvelle responsabilité confiée aux gestionnaires de réseau est la seule façon de réaliser la minimisation des coûts pour les utilisateurs tout en rendant possible l'atteinte des objectifs quantitatifs de développement de l'électricité verte voulue par le Gouvernement wallon à l'horizon 2020. Le gestionnaire de réseau dispose en effet de toutes les informations nécessaires pour faire l'arbitrage pertinent entre les investissements réseaux, la gestion active de la demande et l'appel à flexibilité des productions locales d'électricité. Cette responsabilité exigera des GRD qu'ils adaptent leur manière de travailler, qu'ils développent les outils de monitoring et de prévision et qu'ils étoffent leurs équipes pour mener cette approche intégrée. Paradoxalement, ce sont certains GRD qui ont exprimé le plus de réserves pour s'engager dans cette voie prometteuse mais difficile.

La CWaPE invite toutes les parties à partager la vision globale de la CWaPE telle que présentée dans le présent rapport. Des aménagements devront bien entendu être apportés en fonction des orientations qui seront prises par le Gouvernement et en fonction des réalités de terrain qui seront constatées.

Cette vision globale partagée pourrait constituer le cadre favorable à la préparation des exercices tarifaires des GRD à mener à terme par la CWaPE dans le cadre des réformes institutionnelles en cours. Il existe en effet une opportunité historique à appuyer les évolutions et les adaptations des réseaux (notamment en vue d'y intégrer plus d'intelligence) par une tarification incitative. L'optimisation économique promue au travers de cette tarification incitative ne produira ses effets qu'à condition que cette vision globale soit partagée par tous les acteurs. En effet, ceux-ci doivent être persuadés qu'elle ne lèse pas leurs intérêts légitimes.

* * *

9. BIBLIOGRAPHIE

CWaPE (2010) Proposition concernant l'actualisation des paramètres CV - CD-10k09-CWaPE-306, Jambes.

DE GROOTE W., CHYS H., DE JONGHE L., VERBRUGGEN A. (1994) *De energievraag en de – besparingsmogelijkheden in de tertiaire sector in Belgïe 1992-2003*, Studie uitgevoerd in opdracht van Electrabel, Antwerpen.

DGSIE (2004) Enquête sur le budget des ménages, SPF économie, Bruxelles

ECN (2007) The evolving role of the DSO in efficiently accommodating distributed generation, réalisé dans le cadre du projet DG-GRID, Petten.

ECOGRID (2009) Steps Towards a Danish Power System with 50% Wind Energy - EcoGrid.dk Phase 1 Summary Report, Fredericia.

EDF ENERTECH ADEME (2008) Campagne de mesures des appareils de production de froid et des appareils de lavage dans 100 logements, Paris.

EDORA (2010) Plan d'action wallon sur les énergies renouvelables à l'horizon 2020, Bruxelles.

ERGEG (2010), Smart grids and smart regulation help implement climate change objectives, Bruxelles.

EURELECTRIC (2011) Regulation for Smart Grid, Bruxelles.

EUROPEAN COMMISSION (2006) European Technology Platform for the electricity networks of the future – Vision and Strategy for Europe's Electricity Network of the Future, Bruxelles.

FENIX (2009) Flexible Electricity Networks to Integrate the expected Energy Evolution - Results, Bilbao

GOUVERNEMENT WALLON (2009) *Projet de déclaration de politique régionale wallonne 2009-2014,* Namur.

ICEDD (2009) Estimation du potentiel de développement d'unités de production décentralisées d'électricité en Wallonie, réalisé pour le compte d'ELIA, Namur.

ICEDD, ECONOTEC, IBAM (2009), *Projet d'actualisation du plan pour la maitrise durable de l'énergie en Wallonie à l'horizon 2020,* réalisé pour le compte du Service Public de Wallonie, Département de l'énergie et du bâtiment durable, Namur.

ICEDD (2010) Bilan énergétique de la Région wallonne 2008, pour le compte du SPW DGO4, Namur.

ICEDD (2011) *Etudes relatives au développement de réseaux électriques durables et intelligents,* réalisé pour le compte de la CWaPE, Namur.

IEA (2011) Harnessing Variable renewables – A guide to the Balancing Challenge, Paris.

ORES (2011) La télécommande centralisée, potentiel d'utilisation dans les Smart Grids, Strépy-Bracquegnies.

SEI (2011) *Smart Grid Maturity Model – A framework for smart grid transformation*, Carnegie Mellon University, Pittsburgh.

UMIX (2008) Le modèle EDIEL dans le secteur libéralisé de l'énergie en Belgique - Mapping energyflows, Bruxelles.

WANGENSTEEN I. (2007) *Power system economics – the Nordic electricity market,* Tapir academic press, Trondheim.

10.LISTE DES FIGURES

Figure 1 - Evolution de la production (TWh)	.25
Figure 2 - Répartition géographique des productions raccordées au réseau basse tension en 2020 – Scenario « CWaPE/PMDE 2011 » (MW)	27
Figure 3 - Consommation d'électricité par ménage et par an (DGSIE, 2004)	.38
Figure 4 - Puissance quart horaire (kW) appelée par un client mono-horaire (ICEDD, 2011)	.39
Figure 5 - Facteurs de foisonnement successifs en différents points des réseaux de distribution	.40
Figure 6 - Etude de cas	.52
Figure 7 - Niveaux de tension en fonction du point de raccordement	.54
Figure 8 - Critère P ² /C normalisé calculé sur base horaire pour l'année 2010	.56
Figure 9 - Données ORES - Nombre d'incidents de surtension en fonction des heures de la journée et contribution de la gestion active de la demande	.57
Figure 10 - Schéma de principe	.58
Figure 11 - Répartition sur un an des puissances horaires en fonction de la puissance installée du parc éolien	.59
Figure 12 - Courbes monotones annuelles des puissances quart-horaires vues par le transformateur (W, 1/4h	า)60
Figure 13 - Courbes monotones des puissances quart-horaires associées à une congestion (W, 1/4h)	.60
Figure 14 - Nombre d'incidents en fonction de leur durée	.61
Figure 15 - Impact de la gestion active de la demande	.62
Figure 16 - Potentiel de déplacement de charge en pourcentage de la consommation résidentielle	.63
Figure 17 - Distribution de l'infeed sur les points d'accès (UMIX, 2010)	.71
Figure 18 - Logigramme	.78
Figure 19 - Modes de compensation de la flexibilité	.85
Figure 20 - Logigramme « Intégration des productions locales » - cas général	.88
Figure 21 - Logigramme « Intégration des productions locales » - Productions < 10kVA	20

11.LISTE DES TABLES

Table 1 - Composition des groupes de travail	16
Table 2 - Calendrier de travail REDI	18
Table 3 - Participants au GT1	20
Table 4 - Scenarii de production en 2020 (GWh)	22
Table 5 - Puissance installée en 2020 (MW)	23
Table 6 - Unités de production en 2020	24
Table 7 - Participants au groupe de travail GT2	32
Table 8 - Définition des clients-types d'Eurostat dans le secteur résidentiel (Eurostat)	37
Table 9 - Puissance installée du secteur résidentiel en 2010 (MW)	38
Table 10 - Déplaçabilité des usages électriques	41
Table 11 - Consommation déplaçable dans la configuration 1 « Situation actuelle-2010 » (GWh)	43
Table 12 - Puissance déplaçable dans la configuration 1 « Situation actuelle-2010 » (MW)	44
Table 13 - Consommation déplaçable dans la configuration 2 « <i>Business as usual</i> – 2020 » (GWh)	45
Table 14 - Puissance déplaçable dans la configuration 2 « Business as Usual - 2020 » (MW)	45
Table 15 - Consommation déplaçable dans la configuration 3 « Roll Out Smart Meter - 2020 » (GWh)	46
Table 16 - Puissance déplaçable dans la configuration 3 « Roll Out Smart Meter - 2020 » (MW)	46
Table 17 - Consommations électriques du secteur tertiaire wallon en 2008 (ICEDD, 2009)	48
Table 18 - Durées de fonctionnement estimées (<i>ICEDD</i> , 2011)	49
Table 19 - Déplaçabilité des charges électriques	49
Table 20 - Consommations déplaçables en HT et BT en 2008 (GWh)	50
Table 21 - Puissance déplaçables en HT et BT en 2008 (MW)	50
Table 22 - Consommations déplaçables en HT en 2008 (GWh)	51
Table 23 - Puissance déplaçables en HT en 2008 (MW)	51
Table 24 - Consommations déplaçables en BT en 2008 (GWh)	51
Table 25 - Puissances déplaçables en BT en 2008 (MW)	51
Table 26 - Liste des participants	67
Table 27 - Caractéristiques de la télécommande centralisée (ORES, 2011)	76

12.LISTE DES ANNEXES

GT1 « PRODUCTIONS DÉCENTRALISÉES »	
Session 1 - 15 février 2011	
Annexe 1 - Procès-verbal-CWaPE- 8 pages	1
Annexe 2 - Présentation-Productions décentralisées-CWaPE - 9 pages	10
Annexe 3 - Présentation-Réseaux électriques durables et intelligents-ICEDD - 10	
Annexe 4 - Présentation-Objectifs d'électricité verte et enjeux pour la Wallonnie	
24 pages	31
SESSION 2 - 1 ^{ER} MARS 2011	
Annexe 5 - Procès-verbal - CWaPE - 5 pages	56
Annexe 6 - Présentation - Etudes relatives au développement de réseaux électriq	
durables et Intelligents - ICEDD - 19 pages	
Annexe 7 - Carte CWaPE HT 01 mars 2011 - ICEDD - 1 page	
Annexe 8 - Carte CWaPE MT 01 mars 2011 - ICEDD - 1 page	
Annexe 9 - Carte CWaPE BT 01 mars 2011 - ICEDD- 1 page	
Annexe 10 - Carte Edora HT 01 mars 2011- ICEDD - 1 page	
Annexe 11 - Carte Edora MT 01 mars 2011- ICEDD - 1 page	
Annexe 12 - Carte Edora BT 01 mars 2011- ICEDD - 1 page	
SESSION 3 - 15 MARS 2011	
Annexe 13 - Procès-verbal - CWaPE - 7 pages	94
Annexe 14 - Présentation- Réseaux électriques durables et intelligents-TECTEO - 2	21 pages102
Annexe 15 - Présentation- Impact du renouvelable sur les réseaux BT-ORES - 16 p	ages124
Annexe 16 - Présentation- Impact du renouvelable sur les réseaux BT-ELIA	141
Annexe 17 - Carte CWaPE-BT-ICEDD - 1 page	147
Annexe 18 - Carte CWaPE-BT-EAN-ICEDD - 1 page	149
Annexe 19 - Carte CWaPE-MT-ICEDD - 1 page	151
Annexe 20 - Carte CWaPE-TransMT-ICEDD - 5 pages	153
Annexe 21 - Carte CWaPE-TransMT-Hors éolien-ICEDD	155
Annexe 22 - Carte EDORA-BTICEDD- 1 page	157
Annexe 23 - Carte EDORA-BT-EAN-ICEDD- 1 page	
Annexe 24 - Carte EDORA-MT-ICEDD- 1 page	161
Annexe 25 - Carte EDORA-TransMT-ICEDD- 1 page	163
Annexe 26 - Carte EDORA-TransMT-Hors éolien-ICEDD- 1 page	165
Session 4 - 06 septembre 2011	
Annexe 27 - Procès-verbal - CWaPE - 6 pages	167
Annexe 28 - Présentation-Projet d'annexe au contrat de raccordement-CWaPE - 5	5 pages174
Annexe 29 - Présentation - Raccordement et accès flexible - CWaPE - 2 pages Annexe 30 - Présentation - Position connection to the grid for generators - FEBEG	180
11 pages	193
Annexe 31 - Présentation - Intégration des sources d'énergies renouvelables déce	

dans le réseau - EDORA - 19 pages	195
Annexe 32 - Présentation - Position des GRs sur la notion de raccordements à accès flexible - SYNERGRID - 6 pages	215
Annexe 33 - Présentation - Active Network Management Etude de faisabilité sur la « Boucle de l'Est »-ELIA - 24 pages	
« Boucie de l'Est »-LLIA - 24 pages	222
Session 5 - 05 octobre 2011	
Annexe 34 - Procès-verbal CWaPE - 6 pages	247
GT2 « CONSOMMATEURS FINALS »	
SESSION 1 - 26 AVRIL 2011	
Annexe 35 - Procès-verbal CWaPE - 6 pages	
charge de consommation électrique dans le secteur résidentiel - ICEDD - 11 pages	201
SESSION 2 - 10 MAI 2011	
Annexe 37 - Procès-verbal CWaPE - 6 pages	273
Annexe 38 - Présentation - Gestion active de la demande - CWaPE - 16 pages Annexe 39 - Présentation - Quel potentiel de déplacement de charges dans le secteur	
résidentiel? - 10 pages	297
SESSION 3 - 24 MAI 2011	
Annexe 40 - Procès-verbal CWaPE - 4 pages	308
renouvellabe - Impacts sur le réseau de transport, solutions et opportunités - ELIA 24 pages	212
Annexe 42 - Présentation - Gestion active de la demande - CWaPE - 13 pages	
Annexe 43 - Présentation - Quel potentiel de déplacement de charges dans le secteur résidentiel en 2020 ?- ICEDD - 8 pages	
Annexe 44 - Présentation - Consommateur final- Potentiel de déplacement de charge	
pour le secteur professionnel - ICEDD - 9 pages	361
SESSION 4 - 17 JUIN 2011	
Annexe 45 - Procès-verbal CWaPE - 7 pages	371
Annexe 46 - Présentation - Etude de cas n°2 - Transformateur BT - CWaPE - 22 pages Annexe 47 - Présentation - Etude de cas n°3 - Transformateur MT en Région de	379
Hesbaye - CWaPE - 14 pages Annexe 48 - Présentation - Active Network Management Etude de faisabilité sur la	402
« Boucle de l'Est » - ELIA - 27 pages	417
GT3 « COÛT BÉNÉFICE DES INVESTISSEMENTS RÉSEAU »	
Session 1 - 20 septembre 2011	
Annexe 49 - Procès-verbal CWaPE - 4 pages	445

Annexe 50 - Présentation - Coût - Bénéfice des investissements réseau- Note	
préparatoire - CWaPE - 6 pages	450
Annexe 51 - Présentation - Coût - Bénéfice des investissements réseau - CWaPE	
26 pages	457
SESSION 2 - 4 OCTOBRE 2011	
Annexe 52 - Procès-verbal CWaPE - 6 pages	484
Annexe 53 - Présentation - Gérer l'équilibre production-consommation - LAMPIRIS	
10 pages	491
SESSION 3 - 18 OCTOBRE 2011	
Annexe 54 - Procès-verbal CWaPE - 4 pages	502
Annexe 55 - Présentation - Gestion de la demande active - CWAPE - 11 pages	
Session 4 - 8 novembre 2011	
Annexe 56 - Procès-verbal CWaPE - 5 pages	519
Annexe 57 - Présentation - Power forecast - Process overview - ELIA - 19 pages	525
Session 5 - 22 Novembre 2011	
Annexe 58 - Présentation - Le groupe de réflexion sur les « Réseaux électriques durables et intelligents »- Etat d'avancement - CWaPE - 15 pages	546
Annexe 58 bis - Procès-verbal - CWaPE - 4 pages	
Annexe 58 ter - Courrier- Raccordements à accès flexible - SYNERGRID - 4 pages	
Annexe 58 quater - Courrier - Raccordements à accès flexible - CWaPE - 11 pages	572
RÉUNIONS PLÉNIÈRES	
RÉUNION (KICK-OFF) DU 14 JANVIER 2011	
Annexe 59 - Procès-verbal CWaPE - 5 pages	584
Annexe 60 - Présentation - Dynamique européenne de la recherche en Smart Grids	
un objectif commun - DG04 - 15 pages	590
Annexe 61 - Présentation - Kick-off meeting - CWaPE- 8 pages	
Annexe 62 - Présentation - Organisation pratique - CWaPE - 13 pages	615
RÉUNION DU 6 AVRIL 2011	
Annexe 63 - Procès-verbal CWaPE - 10 pages	
Annexe 64 - Présentation - Rappel des finalités et état d'avancement - CWaPE - 12 pag	es640
Annexe 65 - Présentation - Réalisation des objectifs de production décentralisée	C 4.7
ICEDD - 19 pages Annexe 66 - Présentation - Impact du renouvelable sur les réseaux BT réseaux BT -	647
modélisation sur base d'une étude de cas à Flobecq - ORES - 14 pages	656
Annexe 67 - Présentation - Raccordement d'une nouvelle production décentralisée	
TECTEO - 21 pages	664
Annexe 68 - Présentation - Présentation des prochaines étapes - CWAPE - 6 pages	675

RÉUNION DU 28 JUIN 2011

Annexe 69 - Procès-verbal CWaPE - 9 pages	679
Annexe 70 - Présentation - Rappel des finalités - CWaPE - 10 pages	
Annexe 71 - Présentation - Etat d'avancement - CWAPE - 15 pages	
Annexe 72 - Présentation - Potentiel déplaçabilité - ICEDD- 18 pages	
Annexe 73 - Présentation - Etude de cas n°2 - Chute de tension - CWaPE - 22 pages	
Annexe 74 - Présentation - Etude de cas n°3 - Chute de tension - CWaPE - 11 pages	
Annexe 75 - Présentation - Conclusions et prochaines étapes - CWaPE - 11 pages	
Annexe 76 - Présentation - Déplaçabilité des consommations résidentielles et tertiaires	
ICEDD - 19 pages	740
RÉUNION DU 6 DÉCEMBRE 2011	
Annexe 77 - Présentation - RELIABLE-Appel à propositions - DG04 - 13 pages	760
Annexe 78 - Présentation - Compte-rendu des activités - CWaPE - 28 pages	
Annexe 79 - Présentation - Esquisse rapport final REDI - CWaPE - 39 pages	
Authore 73 Tresentation Esquisse ruppore markets eval 2 33 pages	703
COMMENTAIRES ACTEURS DE MARCHÉ - DÉCEMBRE 2011	
SYNERGRID	
Annexe 80 - Courrier du 4/01/2011 - Réactions aux commentaires - CWaPE - 2 pages	810
Annexe 81 - Courrier du 23/12/2011 - Réactions aux commentaires - 4 pages	813
EDORA-FEBEG	
Anna CO Latter du 12 décarabre 2011 Décations au consentaires CWADE	
Annexe 82 - Lettre du 13 décembre 2011 - Réactions aux commentaires - CWaPE	040
2 pages	
Annexe 83 - Courrier réponse - Réactions aux commentaires - EDORA/FEBEG - 3 pages .	
Annexe 84 - Courrier réponse - Réactions aux commentaires - EDORA - 2 pages	
Annexe 85 - Courrier réponse - Réactions aux commentaires - FEBEG - 5 pages	828
ORES	
Annexe 86 - Courrier - Réactions aux commentaires - CWaPE - 5 pages	834
Annexe 87 - Courrier réponse - Réactions aux commentaires - ORES - 1 page	840
Annexe 88 - Courrier réponse - Réactions aux commentaires - ORES - 14 pages	842
DIVERS - FORUM REDI	
La télécommande centralisée - Potentiel d'utilisation dans les Smart Grids - ORES	
12 pages	858
Stockage d'énergie par le « Petit producteur PV » - WEISSHORN Power sprl - 7 pages	870

12. LEXIQUE

Agrégateur: acteur de marché assumant le rôle de responsable de la formation et de la qualification des données de mesures provenant du collecteur de ces données suivant les règles du marché. Il consolide un certain nombre de consommateurs et de producteurs individuels en un ensemble cohérent afin d'optimiser l'exercice des responsabilités d'équilibre, en ce compris l'achat et la vente d'énergie associés à ses utilisateurs.

Allocation: processus d'attribution, aux différents fournisseurs, des quantités d'énergie par période quart-horaire. Par extension, l'allocation SLP renvoit à l'attribution de quantités d'énergie associées aux clients relevés manuellement.

AMR: Automated Meter Reading, mode de comptage où les informations de comptage sont mesurées sur base quart-horaire et communiquées à distance au gestionnaire des données de comptage sur base quotidienne.

APERE: Association pour la promotion des énergies renouvelables

ARP (Access Responsible Party): personne physique ou morale responsable de l'équilibre, à l'échelle du quart d'heure, d'un ensemble d'injections ou de prélèvements dont il a la charge à l'intérieur de la zone de réglage belge. Pour chaque point d'accès au réseau, un responsable d'accès, ou encore responsable d'équilibre doit être désigné par le détenteur d'accès. Il peut être un producteur d'électricité, un consommateur, un trader, un fournisseur, etc.

Balancing: mécanisme permettant au gestionnaire de réseau de transport d'assurer l'équilibre entre production et consommation sur sa zone de réglage.

Baseload: charge de base ou puissance électrique minimale de prélèvement appelée sur le réseau.

Biomasse pure: filière de production dont l'installation produit uniquement de l'électricité à partir de biomasse.

Branche: dans le cadre de l'évaluation du potentiel de déplacement de charge du secteur tertiaire, ce terme est associé aux différents secteurs d'activités.

Broadcast: méthode de transmission de données désignant la diffusion d'information à l'ensemble des récepteurs d'un réseau de communication.

BT : basse tension, selon prescriptions du RGIE, niveau de tension nominale inférieur ou égal à 1kV en courant alternatif.

Business as usual: terme désignant la poursuite normale des activités, en contraste avec un projet ou un programme qui introduirait un changement particulier.

Capex: Capital Expenses, dépenses d'investissement de capital. Elles se réfèrent aux coûts de

développement ou de fourniture des pièces non-consommables pour le produit ou le système considéré.

Cogen biomasse: abréviation de cogénération biomasse, filière de production consistant en la production simultanée, dans un seul processus, d'énergies thermique et électrique et/ou mécanique à partir de biomasse.

Cogen fossile: abréviation de cogénération fossile, filière de production consistant en la production simultanée, dans un seul processus, d'énergie thermique et électrique et/ou mécanique à partir de produits fossiles (fioul, gaz...).

Compteur multi horaire: compteur disposant de registres de consommation différenciés en fonction du temps. La réception de signaux de télécommande centralisée permet le basculement de ces registres (heures pleines, heures creuses, exclusif de nuit).

Configuration: dans le cadre de l'évaluation du potentiel de déplacement de charge, ce terme permet de distinguer les différentes technologies associées aux compteurs (côté réseau) et aux équipements de gestion de la charge (côté client). La définition de ces configurations a pour but de traduire un potentiel disponible en potentiel techniquement réalisable.

Congestion: phénomène qui apparait lorsque les capacités physiques de transit sur une liaison sont atteintes ce qui limite les flux. Outre les problèmes de gestion et d'exploitation des réseaux de transport, les marchés de gros de l'électricité sont également impactés car certaines livraisons physiques sont rendues impossibles. Une congestion peut par exemple survenir en cas d'insuffisance du réseau par rapport à la consommation, notamment lors des périodes de froid exceptionnel.

EAN (code): acronyme d'European Article Number désignant un champ numérique unique pour l'identification univoque soit d'un point d'accès (code EAN-GSRN pour Global Service Related Number), soit d'un des acteurs du marché (code EAN-GLN pour Global Location Number));

EAV: acronyme d'estimated annual value, il désigne le volume annuel de consommation associé aux clients relevés manuellement. Par définition, ce volume est estimé.

EDORA: Fédération des producteurs d'énergie renouvelable

Effacement: L'effacement de consommation électrique consiste à réduire la consommation physique d'un site donné, durant un certain laps de temps, par rapport à sa consommation «normale».

Foisonnement: Le foisonnement désigne le fait que les fluctuations aléatoires de la production des systèmes de production électrique (tels qu'éoliennes ou panneaux photovoltaïques) sont statistiquement réduites lorsque ces productions sont injectées sur un même réseau électrique maillé. En particulier, en cas de foisonnement important, la production ne sera jamais ni nulle ni maximale.

Géothermie : science qui étudie les phénomènes thermiques internes du globe terrestre et la technique qui vise à l'exploiter. Par extension, ce terme désigne la filière de production associée à l'énergie géothermique en vue de convertir la chaleur associée en électricité.

GRD: Gestionnaire du réseau de distribution.

GRT: Gestionnaire du réseau de transport.

HT : Haute tension. Selon les prescriptions du RGIE, niveau de tension nominale supérieur à 1KV en courant alternatif.

ICEDD : Institut de conseil et d'études en développement durable.

Infeed AMR: puissance injectée sur le réseau pour les clients télé mesurés.

Irradiance: terme utilisé en radiométrie pour quantifier la puissance d'un rayonnement électromagnétique par unité de surface. Elle est exprimée en watt par mètre carré ($W \cdot m^{-2}$).

Lissage : Le lissage de charge consiste à ajuster la répartition de celle-ci compte tenu des limites physiques du réseau. Il s'agit d'une mesure visant à prévenir l'occurrence de congestion.

MIG 6: Acronyme de Message Implementation Guide, le MIG décrit les règles et procédures qui permettent l'échange de données entre les différents acteurs du marché du gaz et de l'électricité. Par extension, il est également associé au protocole de communication en lui-même. Le MIG 6 fait référence à la prochaine version de ce protocole de communication.

MT: Moyenne tension. Dans le cadre de certaines normes européennes, ce terme désigne le niveau de tension nominale des installations électriques excédant 1kV sans dépasser 35kV en courant alternatif.

N-1: La situation n est la situation du réseau sans élément défectueux, la situation N-1 est la situation avec 1 élément de réseau défectueux. On peut décider par exemple qu'il n'est pas prévu que la totalité des éoliennes fonctionnent en cas d'avarie, situation N-1.

Opex: Operational Expense. Il s'agit des dépenses d'exploitation. Ce sont en fait les coûts courants pour exploiter un produit, des entreprises, ou un système.

PMDE: Plan pour la maitrise durable de l'énergie, document référencé dans la bilbiographie.

Price cap: un système développé pour déterminer les tarifs régulés pour l'utilisation des réseaux de gaz et d'électricité sur base de conventions portant sur l'évolution de ces tarifs. Dans la pratique, une indexation des prix est consentie périodiquement combinée à une diminution des prix, appelée facteur d'efficacité ou « price-cap ».

Production décentralisée : unité de production dont l'appel n'est pas coordonné de manière centralisée.

Prosumer : Toute personne physique ou morale assumant à la fois le rôle de consommateur et de producteur d'électricité et bénéficiant du régime de compensation.

Puissance maximale appelée : maximum constaté pendant un intervalle de temps donné de la puissance électrique consommée par un utilisateur sur un point d'accès.

Puissance souscrite : la puissance quart-horaire active maximum d'injection ou de prélèvement,

déterminée dans un contrat d'accès et portant sur un point d'accès et une période donnée.

Raccordement avec accès flexible:

raccordement pour lequel le gestionnaire de réseau se réserve le droit de réduire/d'interrompre le prélèvement ou l'injection.

Résidu : volume d'énergie associé à la différence entre les allocations SLP et l'infeed SLP. Il peut être positif ou négatif.

RGIE: Règlement général sur les installations électriques.

Roll-out smart meters : déploiement généralisé des compteurs intelligents pour l'ensemble des consommateurs à un rythme accéléré par rapport à la durée de vie normale des compteurs existants.

SCADA: acronyme de Supervisory Control and Data Acquisition, ou système de télésurveillance et d'acquisition de données permettant la mesure et le contrôle à distance du réseau électrique.

SLP : acronyme de synthetic load profile. Les profils synthétiques de charge sont établis statistiquement et actualisés par les gestionnaires de réseau.

SLP par timeframe : profils synthétiques de charge par période déterminée, correspondant aux registres de comptage.

Sourcing : achat d'électricité sur le marché de gros

SPW: Service Public de Wallonie

Surtension: phénomène qui apparait lorsque les capacités physiques de transit sur certaines lignes basse tension sont atteintes. Il n'est donc plus possible d'augmenter les flux. Une surtension peut être ponctuelle (par ex. liée à une production importante d'électricité à partir de panneaux photovoltaïques et une consommation insuffisante), ou se répéter du fait d'une insuffisance du réseau par rapport à la consommation.

Taux de pénétration: terme mesurant le taux de couverture du marché d'un produit ou d'un service donné. Dans le cadre de REDI, il désigne le pourcentage d'installations photovoltaïques par rapport au nombre total de points de raccordement dans une portion de réseau donnée.

Télécommande centralisée (TCC): technologie permettant d'envoyer un signal à un ensemble de récepteurs sur le réseau (exemple : passage des heures pleines en heures creuses sur un compteur bi-horaire, enclenchement de l'éclairage public,...).

Timbre poste: terme utilisé pour désigner la rémunération des gestionnaires de réseaux lors du passage d'énergie sur les réseaux de transport (fédéral), de transport local et/ou de distribution (régionaux). Il est calculé de la même façon pour tous les clients raccordés à un même niveau de tension sur une même zone de distribution.

Trans BT: transformateur basse tension, terme utilisé pour désigner le type de raccordement d'une unité de production au moyen d'une liaison directe avec le tableau basse tension d'une cabine de

distribution.

Trans MT: transformateur moyenne tension, terme utilisé pour désigner le type de raccordement d'une unité de production au moyen d'une liaison directe avec le jeu de barres secondaire d'un poste d'injection ou d'un poste déporté.

VA : Volt-ampère. Unité de mesure de la puissance apparente, utilisée aussi pour la puissance de raccordement d'un utilisateur.

WACC: Weighted Average Cost of Capital, ou coût moyen pondéré du capital, est un terme financier désignant le taux de rentabilité annuel moyen attendu par les actionnaires et créanciers en retour de leur investissement. Dans le secteur de l'énergie, la CREG utilise le WACC comme base de calcul du bénéfice régulé des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution.

Wh: Unité de mesure relative au volume d'énergie. Un Watt-heure (Wh) correspond à l'énergie consommée ou délivrée par un système d'une puissance de 1 Watt pendant une heure.