



COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE

ANNEXES AU RAPPORT FINAL – REDI

(Réseaux Electriques Durables et Intelligents)

CD- 12a23-CWaPE

concernant

*'les priorités en matière de
développement des réseaux'*

Le 23 janvier 2012

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 pages	20
Annexe 4 - Présentation-Objectifs d'électricité verte et enjeux pour la Wallonie en 2020 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 électriques durables et Intelligents - ICEDD - 19 pages.....	62
Annexe 7 - Carte CWaPE HT 01 mars 2011 - ICEDD - 1 page.....	82
Annexe 8 - Carte CWaPE MT 01 mars 2011 - ICEDD - 1 page.....	84
Annexe 9 - Carte CWaPE BT 01 mars 2011 - ICEDD- 1 page	86
Annexe 10 - Carte Edora HT 01 mars 2011- ICEDD - 1 page.....	88
Annexe 11 - Carte Edora MT 01 mars 2011- ICEDD - 1 page.....	90
Annexe 12 - Carte Edora BT 01 mars 2011- ICEDD - 1 page	92

Session 3 - 15 mars 2011

Annexe 13 - Procès-verbal - CWaPE - 7 pages.....	94
Annexe 14 - Présentation- Réseaux électriques durables et intelligents-TECTEO - 21 pages...102	
Annexe 15 - Présentation- Impact du renouvelable sur les réseaux BT-ORES - 16 pages.....124	
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-BT--ICEDD- 1 page	157
Annexe 23 - Carte EDORA-BT-EAN-ICEDD- 1 page	159
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 pages	174
Annexe 29 - Présentation - Raccordement et accès flexible - CWaPE - 2 pages.....	180
Annexe 30 - Présentation- Position connection to the grid for generators-FEBEG 11 pages	183

Annexe 31 - Présentation - Intégration des sources d'énergies renouvelables décentralisées 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	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	254
Annexe 36 - Présentation - Estimation du potentiel d'effaçabilité et de report de charge de consommation électrique dans le secteur résidentiel - ICEDD - 11 pages	261

Session 2 - 10 mai 2011

Annexe 37 - Procès-verbal CWaPE - 6 pages	273
Annexe 38 - Présentation - Gestion active de la demande - CWaPE - 16 pages	280
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
Annexe 41 - Présentation - Augmenter la production décentralisée d'énergie renouvelable - Impacts sur le réseau de transport, solutions et opportunités - ELIA 24 pages	313
Annexe 42 - Présentation - Gestion active de la demande - CWaPE - 13 pages	338
Annexe 43 - Présentation - Quel potentiel de déplacement de charges dans le secteur résidentiel en 2020 ?- ICEDD - 8 pages	352
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	379
Annexe 47 - Présentation - Etude de cas n°3 - Transformateur MT en Région de Hesbaye - CWaPE - 14 pages	402
Annexe 48 - Présentation - Active Network Management Etude de faisabilité sur la « 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.....	507

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.....	562
Annexe 58 ter - Courrier- Raccordements à accès flexible - SYNERGRID - 4 pages.....	567
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.....	606
Annexe 62 - Présentation - Organisation pratique - CWaPE - 13 pages.....	615

Réunion du 6 avril 2011

Annexe 63 - Procès-verbal CWaPE - 10 pages	629
Annexe 64 - Présentation - Rappel des finalités et état d'avancement - CWaPE - 12 pages	640
Annexe 65 - Présentation - Réalisation des objectifs de production décentralisée ICEDD - 19 pages.....	647
Annexe 66 - Présentation - Impact du renouvelable sur les réseaux BT réseaux BT - 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.....	689
Annexe 71 - Présentation - Etat d'avancement - CWaPE - 15 pages	695
Annexe 72 - Présentation - Potentiel déplaçabilité - ICEDD- 18 pages	704
Annexe 73 - Présentation - Etude de cas n°2 - Chute de tension - CWaPE - 22 pages.....	714
Annexe 74 - Présentation - Etude de cas n°3 - Chute de tension - CWaPE - 11 pages.....	726
Annexe 75 - Présentation - Conclusions et prochaines étapes - CWaPE - 11 pages	733
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.....	774
Annexe 79 - Présentation - Esquisse rapport final REDI - CWaPE - 39 pages.....	789

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

Annexe 82 - Lettre du 13 décembre 2011 - Réactions aux commentaires - CWaPE 2 pages.....	818
Annexe 83 - Courrier réponse - Réactions aux commentaires - EDORA/FEBEG - 3 pages	821
Annexe 84 - Courrier réponse - Réactions aux commentaires - EDORA - 2 pages	825
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

ANNEXE 1 : PROCÈS-VERBAL

Type	Procès-verbal
Date	15/02/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 1
Intitulé	Procès-verbal
Auteur	CWaPE
Statut	Approuvé



Procès-verbal – Session 1

Groupe de Travail 1 « Productions décentralisées » - REDI

Date et lieu : 15 février 2011 (AM), CWaPE

Présences

Acteur	Membre	Organisation
Producteur	Noémie LAUMONT	Edora
	Yvan HELLA	Edora
	Michel VANDERGUCHT	Electrabel
Gestionnaire du réseau de distribution	Raoul NIHART	SPE
	Olgan DURIEUX	ORES
	Frédéric LEFEVRE	ORES
	Daniel DEJONG	Tecteo
Gestionnaire du réseau de transport	Stéphane OTJACQUES	Elia
Académique	Damien ERNST	Université de Liège
Consultant	Frédéric JACQUEMIN	ICEDD
	Yves MARENNE	ICEDD
Région Wallonne	Jehan DECROP	Cabinet du Ministre Nollet
Régulateur	Muriel HOOGSTOEL	Service public de Wallonie (DGO4)
	Francis GHIGNY	CWaPE
	Olivier SQUILBIN	CWaPE
	Frédéric TOUNQUET	CWaPE
	Jean-François SARTIAUX	CWaPE

Ordre du jour

- Introduction (CWaPE)
- Etude « Réalisation des objectifs de production renouvelable 2020 » - Hypothèses (CWaPE)
- Résultats (ICEDD)
- Contribution des producteurs décentralisés (EDORA)
- Réactions et débat (Tous)

Procès-verbal

Introduction (Francis Ghigny)

Francis Ghigny rappelle le cadre dans lequel se situe le groupe de réflexion REDI ainsi que les enjeux associés. Il apparaît ainsi que l'accroissement futur des productions décentralisées, notamment renouvelables, constitue une réalité inéluctable que les réseaux électriques devront intégrer. Le but de cette session est d'obtenir des scénarii de production à l'horizon 2020 constituant une base de référence pour les sessions ultérieures des Groupes de Travail. Ces scénarii devront être ventilés dans le temps et répartis entre les différentes filières et gammes de puissance en termes de nombre d'installations et de puissance installée.

Bien que les décisions du Gouvernement Wallon concernant les quotas de certificats verts ne soient pas arrêtées à l'heure actuelle, la CWaPE prendra comme référence les engagements politiques contenus dans la Déclaration de Politique Régionale. Une fois ces décisions connues, les scénarii et les résultats qui en découlent pourront être revus si nécessaire et adaptés.

Au cours de cette première session sera présentée une première projection quantifiant la réalisation des objectifs de production à l'horizon 2020 sur base de deux scénarii soumis à l'appréciation des membres du Groupe de Travail. A la fin de cette réunion, le Groupe de Travail sera invité à se prononcer sur les scénarii ainsi que sur la répartition des installations de production au sein de chaque filière.

Présentation des hypothèses (Frédéric Tounquet, CWaPE)

Voir présentation.

Les hypothèses servant de base à l'étude présentée en séance ont été définies en cohérence avec les engagements définis dans la Déclaration de Politique Régionale et conformément aux avis de la CWaPE.

Présentation des résultats (Frédéric Jacquemin, ICEDD)

Voir présentation.

Deux scénarii sont présentés. Le premier, basé sur le Plan pour la Maîtrise Durable de l'Énergie, a été adapté à partir de la version de 2009 (scénario PMDE/CWaPE 2009). Il vise une production d'énergie de 6 TWh d'origine renouvelable en 2020 et constitue l'étude de référence sur laquelle la CWaPE s'est basée dans ses propositions de quota de certificats verts (33.75% en 2020). Ce scénario devra donc être adapté aux engagements que le Gouvernement Wallon sera amené à définir. Le deuxième scénario est issu d'une étude réalisée par le bureau de consultance Cap Gemini (scénario Cap Gemini 2010). Celui-ci est plus récent que le précédent et vise une production électrique renouvelable de 8 TWh.

La présentation de ces scénarii ainsi que la répartition par filière de production amènent les interventions suivantes :

Raoul Nihart relève qu'aucune distinction d'ordre qualitatif n'est faite entre les différentes filières et qu'elles sont donc considérées comme équivalentes vis-à-vis de l'objectif de production d'électricité renouvelable. Il considère en effet que ces filières concourent de manière différenciée à l'atteinte d'objectifs complémentaires tels que la réduction des émissions de CO₂, l'amélioration de la qualité de l'air ou encore le développement économique local.

Francis Ghigny rappelle que l'objet du Groupe de Travail est de proposer des scénarii de production permettant la mise en évidence des problèmes éventuels sur les réseaux électriques. Il n'appartient pas au Groupe de Travail de faire des arbitrages entre filières mais bien de se prononcer sur le caractère raisonnable des scénarii proposés et ainsi de construire une base de travail recueillant le consentement des participants.

Raoul Nihart précise son propos en mettant en avant le risque que des arbitrages soient *de facto* réalisés lorsque la problématique d'intégration au réseau électrique sera abordée, au détriment, par exemple, du caractère « noble » des filières de production.

Francis Ghigny se déclare être bien conscient de ce risque et explique que l'organisation des sessions des Groupes de Travail doit permettre d'éviter cet arbitrage implicite. En effet, les deux premières sessions du Groupe de Travail permettront de construire des scénarii raisonnables, compte tenu du potentiel de production, pour ensuite identifier les contraintes qui résulteront de l'intégration de ces scénarii par le réseau, sans pour autant remettre en cause les scénarii choisis sur base de critères propres aux gestionnaires du réseau.

Frédéric Lefèvre considère également qu'il ne revient en aucune manière au gestionnaire de réseau à se prononcer sur les scénarii choisis. Il se prononcera ultérieurement sur son degré de faisabilité et les efforts nécessaires à sa mise en œuvre.

Noémie Laumont fait remarquer que les chiffres relatifs à la filière cogénération biomasse, présentés dans le deuxième scénario (Cap Gemini), impliquent qu'il n'y ait pas de développements futurs de cette filière. Le niveau de production présenté correspond en effet à celui atteint en 2009 (1,3 TWh).

Francis Ghigny rappelle que les deux scénarii présentés ne constituent qu'une base de discussion et que les scénarii choisis *in fine* par le Groupe de Travail peuvent s'en écarter.

Yvan Hella considère que le choix (du nombre) de deux scénarii de référence devrait être conservé, afin de mieux évaluer leur influence sur le réseau (fourchettes haute et basse). A cet effet, il considère également qu'un certain contraste est souhaitable pour l'analyse d'impact ultérieure.

Le premier scénario est ensuite décliné en termes de nombre d'installations et de puissance installée, selon une matrice présentant d'une part, les différentes filières de production et, d'autre part, différentes gammes de puissance. Les interventions qui suivent portent donc sur la répartition des installations parmi les gammes de puissance envisagées :

Raoul Nihart relève la présence, au sein de la filière photovoltaïque, d'installations de grosse puissance dans les projections présentées. Il s'interroge sur la pertinence économique de ces installations compte tenu du cadre législatif actuel et demande si un changement de ce cadre a été anticipé.

Francis Ghigny rappelle que la CWaPE a publié une proposition dans ce sens en novembre 2010 qui, dans l'attente d'une décision du Gouvernement Wallon, a été utilisée pour la simulation. Il répond donc par l'affirmative à la question.

Frédéric Jacquemin précise que la répartition entre les gammes de puissance envisagées pour les filières photovoltaïque et éolienne se base sur l'étude réalisée par Cap Gemini. La situation actuelle a servi de base pour l'hydraulique et la cogénération. Par conséquent, il n'est pas envisagé dans ce scénario une introduction importante de micro-cogénération.

Noémie Laumont s'interroge sur les 34 MW de puissance installée pour les installations de la filière éolienne inférieures à 100kW, ce qui lui semble relativement élevé.

Raoul Nihart relève que la contribution de ces installations sur l'objectif total de production est marginale.

Les participants se voient présenter le deuxième scénario de manière plus détaillée :

Frédéric Jacquemin présente la répartition des installations de production décentralisées qui a été établie conformément aux hypothèses prises par Cap Gemini lors de la réalisation de son étude, à l'exception notable d'unités de petite puissance, au sein de la filière de cogénération fossile. Ces unités auraient dû être incluses dans la projection présentée aux participants mais ont été omises par erreur. Ceci sera corrigé.

Olivier Squilbin explique aux participants que cette correction implique l'introduction de plus de 20.000 unités de cogénération de puissance installée inférieure à 10 kW.

Suite à la présentation de ces deux scénarii, Noémie Laumont s'interroge sur la trajectoire adoptée en vue d'atteindre l'objectif de production d'énergie renouvelable. Elle constate qu'une progression linéaire a été choisie alors qu'au niveau Européen (Directive 2009/28), il est prévu que la majorité des installations soit réalisée dans les dernières années (trajectoire dite 'en crosse de hockey'), et qu'au niveau du Gouvernement Wallon, une trajectoire de type logarithmique serait préconisée (pente forte au début, qui s'aplatit sur la fin).

Francis Ghigny affirme que parmi les choix possibles, par exemple une importante croissance initiale ou au contraire un report de l'effort en fin de période, il a été jugé préférable d'opter pour une trajectoire « neutre », à savoir linéaire.

Yvan Hella attire l'attention des participants sur l'importance des délais permettant que les changements nécessaires soient apportés aux réseaux et distingue les adaptations au niveau du renforcement des réseaux (typiquement 5 à 10 ans) par rapport aux modifications dans les modes de gestion de ces réseaux (2 à 3 ans, changement IT).

Frédéric Lefèvre indique qu'une adaptation vers une gestion dynamique du réseau implique la connaissance des injections mais également des prélèvements. Il conviendra également de tenir compte de la diffusion technologique liée aux « nouvelles » consommations.

Francis Ghigny rappelle que l'évolution de la charge fera l'objet du deuxième Groupe de Travail « Consommateurs finals » qui étudiera l'opportunité d'une gestion active de la demande.

Les participants se voient présenter deux slides illustrant une comparaison par ratios entre pays européens en ce qui concerne les filières photovoltaïque et éolienne.

Francis Ghigny précise qu'il s'agit de comparer la situation actuelle dans divers pays européens avec la situation future issue des projections, et ce afin d'en apprécier la vraisemblance.

Frédéric Jacquemin indique que les objectifs retenus impliquent, pour le photovoltaïque, une situation future équivalente à 3, voire 4 fois la situation actuelle de l'Allemagne. Compte tenu de l'évolution des ratios dans le temps, cet objectif semble réaliste. Pour la filière éolienne, les ratios relatifs aux objectifs de production sont du même ordre de grandeur que les taux représentant la situation actuelle en Allemagne ou au Danemark. De plus, les ratios « actuels » ont été évalués sur base de la situation en 2009, ce qui, compte tenu de la forte croissance de la filière éolienne en 2010 en Région Wallonne, constitue un élément favorable supplémentaire.

Yves Marenne précise que l'Allemagne possède une densité de population relativement comparable à la Wallonie. Il lui semble en outre que le régime des vents doit être relativement similaire.

Yvan Hella rappelle que les études allemandes sont relatives au réseau THT et HT. Il s'agit d'évaluer l'impact sur le grid THT et HT du fonctionnement de SER à caractère très concentré et éloignées de zones de grosses consommations. Le réseau doit ainsi interconnecter des zones fortement excédentaires (en période de vent notamment) avec des zones déficitaires, ce qui n'est pas sans influence sur la nécessité de renforcement de réseau THT et HT, et donc sur les coûts liés à l'intégration de ces productions au réseau. Il appelle donc à une certaine prudence dans l'exercice de comparaison avec l'Allemagne.

Francis Ghigny rappelle que le débat porte, à ce stade, sur le caractère raisonnable du potentiel et non sur les coûts d'intégration au réseau.

Les participants s'interrogent sur le développement futur de l'éolien de faible puissance.

Raoul Nihart propose de prendre en compte, dans la répartition des productions éoliennes par gamme de puissance, une puissance unitaire par mât de l'ordre du 3 à 3.5 MW. Cette proposition se base sur le retour d'expérience des installations actuelles qui semblent indiquer que la majorité des unités de production, qui seront mises en service dans le futur, seront dimensionnées pour cette puissance offrant un optimum technico-économique.

Vision des producteurs décentralisés (Noémie Laumont, EDORA)

Noémie Laumont présente une étude réalisée par EDORA et basée sur le potentiel réalisable. Elle précise que l'étude se base sur une consommation énergétique totale de 140 TWh (scenario Primes de fin 2009).

Noémie Laumont relève que la répartition des installations par gammes de puissance est relativement différente de celle présentée dans les deux scénarii et rappelle que la répartition d'EDORA se base sur une consultation large des acteurs du marché. Elle met en avant la distinction qui lui semble devoir être faite entre la nature des différents 'types' d'électricité, que l'on peut qualifier de 'fluctuante' (PV, éolien), type 'baseload' (hydro, géothermie) et 'réglable' (biomasse, dans une certaine mesure). Elle insiste également sur le rôle différent que celles-ci peuvent avoir dans la gestion d'un réseau.

Raoul Nihart considère que la répartition proposée n'envisage pas assez d'installations photovoltaïques de puissance supérieure à 100 kW. Il lui semble qu'il serait plus facile d'atteindre l'objectif visé au moyen d'unités de production de tailles moyennes (entre 250 et 1000 kW).

Noémie Laumont lui répond que cette répartition constitue la position actuelle du secteur, moyennant la prise de mesures politiques nécessaires en termes de soutien et que l'installation accrue de projets atteignant le MW dépendra des décisions politiques : en fonction de l'objectif final pour la filière en 2020, et d'autres critères socio-économiques, certaines gammes de puissance pourraient être privilégiées.

Frédéric Lefèvre fait remarquer que l'influence sur le réseau de la filière photovoltaïque est très dépendante de la gamme de puissance installée. ORES mène actuellement des études permettant de mesurer l'impact des mesures politiques sur la taille des installations envisagées, sur base d'un modèle économétrique.

Francis Ghigny demande à Frédéric Lefèvre si ORES peut lui fournir ce modèle. Ceci permettrait d'affiner la répartition des installations selon la gamme de puissance envisagée.

Noémie Laumont indique que des installations de grande taille sont envisagées pour la filière de cogénération biomasse. La biomasse dans ce cas serait du bois, en partie importé. Elle insiste enfin sur le développement futur de la géothermie qui offrirait des caractéristiques intéressantes en termes d'heures d'utilisation et de la qualité de l'électricité produite (« baseload », 8300h/an).

Réactions et débat (Tous)

Stéphane Otjacques regrette qu'Elia ne soit pas représenté au sein du Groupe de Travail « Consommateurs finals » traitant de la gestion active de la demande. Il considère en effet que le gestionnaire de réseau de transport a un apport pertinent à apporter à la discussion. Certains mécanismes appliqués par Elia en tant que gestionnaire du système électrique pourraient être utilement transposés à la distribution en vue d'apporter une réponse adéquate aux défis posés par une intégration accrue des productions décentralisées.

Yvan Hella rejoint cet avis et suggère de considérer les productions décentralisées également comme des opportunités pour apporter une réponse appropriée à certains problèmes locaux. La mise à disposition de puissance réactive pour un réglage local de la tension est cité en exemple.

Stéphane Otjaques propose de présenter, au moment opportun, ces mécanismes qui ont trait à la gestion de l'équilibre, de la congestion ou encore de l'opportunité offerte par les productions renouvelables (partie réglable de l'injection).

Francis Ghigny accepte cette proposition et adaptera la composition du Groupe de Travail en conséquence. Noémie Laumont considère également qu'EDORA devrait pouvoir être représenté au sein de ce Groupe de Travail.

Francis Ghigny récapitule et propose que les participants se prononcent sur la prise en compte de 2 scénarii :

- D'une part, le scénarii « PMDE 2009 » adapté par la CWaPE, en tant qu'option basse.

- D'autre part, le scénario proposé par EDORA, en tant qu'option haute, auquel serait ajoutée la cogénération fossile qui n'a pas été prise en compte initialement.

Noémie Laumont s'interroge sur la pertinence de prendre en compte un scénario (option basse) qui n'atteigne pas l'objectif de 8 TWh. Elle rejoint toutefois l'éviction du scénario Cap Gemini qu'elle considère comme exagérément contrasté, et donc peu réaliste. Le scénario présenté par EDORA, même s'il peut apparaître comme ambitieux compte tenu de l'objectif de 11 TWh, se base sur une consultation large des acteurs concernés et propose par conséquent une répartition par filières et par gammes de puissance plus équilibrée. Raoul Nihart rejoint cet avis, à l'exception de la répartition pour la filière éolienne, comme dit précédemment. Il rappelle sa remarque initiale sur la possibilité de classer les filières selon leurs contributions à des objectifs complémentaires.

Yvan Hella considère que les scénarii doivent mettre en évidence les contraintes à supporter par le réseau. Il est par conséquent favorable aux scénarii proposant un objectif de 8 et 11 TWh.

Damien Ernst propose que soit envisagé un scénario dont l'objectif d'intégration de productions décentralisées constitue un maximum admissible par le réseau actuel.

Francis Ghigny précise que cette démarche, même si elle présente un intérêt évident, ne doit pas être privilégiée dans le cadre de REDI car elle donne un mauvais signal. En effet, le réseau doit s'adapter aux besoins, et non l'inverse.

Olivier Squilbin insiste pour que le choix se porte sur des scénarii mettant suffisamment en évidence les problèmes réseau.

Stéphane Otjacques considère que le gestionnaire de réseau n'a pas à se prononcer sur le scénario choisi, que ce soit en terme de volume global de production décentralisée ou par filière, mais insiste sur l'importance pour les gestionnaires de réseau des critères de localisation, de dimensionnement ou encore le caractère modulable des unités à raccorder.

Frédéric Lefèvre intervient également en ce sens. Il indique toutefois que ORES s'intéresse aux défis futurs posés par l'intégration du décentralisé et que des études ont été réalisées ou sont en cours.

Francis Ghigny rappelle son souhait que REDI puisse disposer de ces études.

Stéphane Otjacques précise qu'Elia a également réalisé des études, en particulier pour l'influence de la filière éolienne sur le réseau.

Sur base du tour de table, Francis Ghigny propose de retenir deux scénarii :

- Le scénario « PMDE/CWaPE 2011 » adapté en fonction des choix politiques (objectif de production de 8 TWh.
- Le scénario EDORA, auquel sera ajoutée la cogénération fossile

Francis Ghigny intervient également en insistant sur la nécessité d'utiliser ce qui existe (en termes de projets pilotes, études, retour d'expérience,...) car les Groupes de Travail de REDI ne pourront pas mener d'études inédites dans le délai accordé. Le Groupe de Travail « Productions décentralisées » s'appuiera sur les études initiées par ELIA et ORES.

Ces propositions recueillent le consentement des participants au Groupe de Travail. L'étude réalisée par l'ICEDD sera mise à jour sur base de ces scénarii. Le Groupe de Travail pourra ainsi disposer d'un tableau de répartition en gammes de puissance pour chacune des filières envisagées par les scénarii. La traduction concrète des objectifs de production d'électricité décentralisée constituera donc la référence sur laquelle se baseront les développements ultérieurs du groupe de réflexion REDI.

Prochaine session du Groupe de Travail

La prochaine session du Groupe de Travail « Productions décentralisées » se tiendra à la CWaPE le 1 mars (9h30 – 12h00). Il sera alors présenté une répartition géographique sommaire des unités de production sur l'ensemble de la Wallonie. La réalisation d'études de cas appliquées à différents niveaux de tension sera alors discutée. Un nombre représentatif d'études de cas géographiquement limités sera retenu. Afin de mieux préparer cette session, des contacts bilatéraux avec les gestionnaires de réseau sont d'ores et déjà programmés.

ANNEXE 2 : PRODUCTIONS DÉCENTRALISÉES

Type	Présentation
Date	15/02/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 1
Intitulé	Productions décentralisées
Auteur	CWaPE
Statut	Pour réaction



REDI

GT1 « *Productions décentralisées* »

Session 1
15 février 2011



- Introduction

- Etude « Réalisation des objectifs de production renouvelable 2020»
 - Hypothèses (CWaPE)
 - Résultats (ICEDD)

- Vision producteurs décentralisés (EDORA)

- Réactions et débat (Tous)



➤ REDI:

Remettre un rapport sur les priorités en matière de développement de réseaux électriques durables et intelligents, en vue:

- d'assurer l'intégration des productions décentralisées, notamment renouvelables (GT1)
- de limiter la consommation des clients finals, de réduire les pertes réseaux (GT2)
- d'améliorer l'efficacité et le rapport coût-bénéfice des investissements réseaux (GT3)



➤ GT1 « productions décentralisées »

Mandat:

Dans quelle mesure l'intégration des productions décentralisées, notamment renouvelables, constitue-t-elle un défi afin de rencontrer les objectifs wallons et européens face aux contraintes imposées par le réseau ?

Organisation pratique GT1 (1^{er} trimestre)

- Session 1: Traduction concrète des objectifs (filrière, puissance installée, nombre d'installations, évolution dans le temps)
- Session 2: Répartition géographique (point de vue «production»)
- Session 3: Evaluation des contraintes et limites (point de vue «gestion du réseau»)



- Etude réalisée par le consultant (ICEDD) sur base des hypothèses définies par la CWaPE

- Résultats demandés:
 - Production électrique par filière, de 2010 à 2020
 - Répartition de la puissance installée par filière et gamme de puissance
 - Répartition du nombre d'installations par filière et gamme de puissance
 - Comparaison avec pays voisins par ratios pertinents



➤ Hypothèses:

- 2 scénarii:

Plan Maitrise Durable Energie – Cap Gemini,

adaptés sur base des avis de la CWaPE concernant l'évolution des filières

- Cohérence avec les objectifs définis dans la Déclaration de Politique Régionale
 - *« Le Gouvernement s'engage à se concerter avec le Fédéral et les autres Régions afin de tendre à l'horizon 2020 à 20% de la consommation finale d'énergie par des sources renouvelables. »*
 - *« La fixation des nouveaux quotas pour la période 2010-2020 (.../...) sera calculée sur base des recommandations de la CWaPE, avec une évaluation intermédiaire en 2014, et visera à atteindre au minimum 8 TWhe d'origine renouvelable »*



➤ Hypothèses:

- Mécanismes futurs du marché « certificat vert » cohérents avec avis CWaPE
(taux d'octroi adapté, politique d'exonération maintenue)

- Ventilation par gamme de puissance (7 gammes, définies de <10 kVA à 25 MVA) selon les critères suivants:
 - Décentralisé seulement
 - Comptage manuel ou automatique
 - Niveaux de tension: BT, MT, HT
 - Avec ou sans compensation



➤ Résultats

Voir présentation ICEDD (ICEDD GT1 – session 1 – 110215 v2.pdf)



➤ Feuille de route du secteur des énergies renouvelables:

« Plan d'action wallon sur les énergies renouvelables à l'horizon 2020 » EDORA

Voir présentation EDORA (EDORA-GT1-110215.pdf)

ANNEXE 3 : ETUDES RELATIVES AU DÉVELOPPEMENT DE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DURABLES ET INTELLIGENTS

Type	Présentation
Date	15/02/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 1
Intitulé	Etudes relatives au développement de réseaux électriques durables et intelligents.
Auteur	ICEDD
Statut	Pour réaction



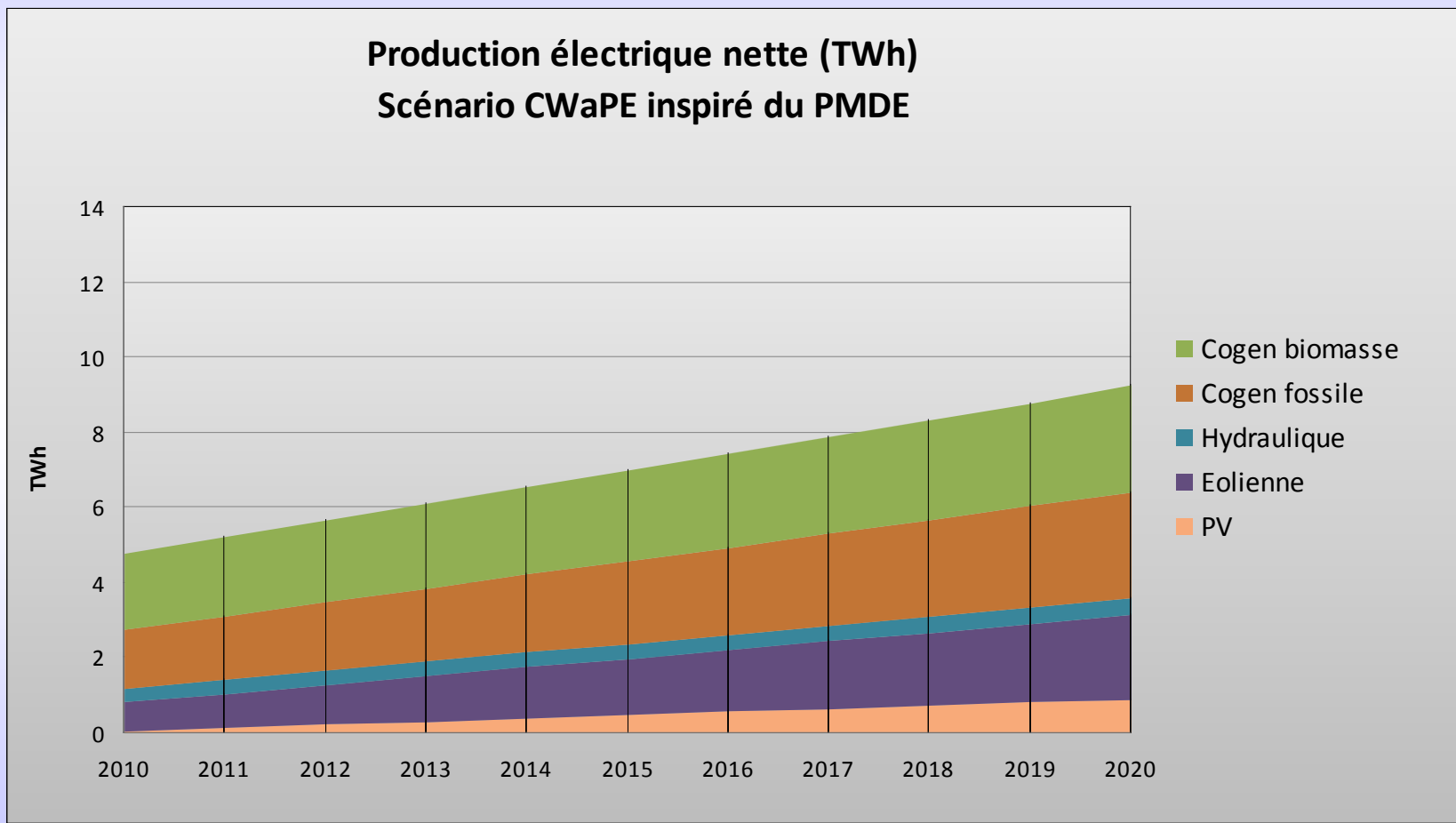
Études relatives au développement de réseaux électriques durables et intelligents

REDI > GT1 > Session 1 > 15 février 2011

Objectifs de production d'électricité verte horizon 2020

Objectifs de production d'électricité verte à l'horizon 2020 [GWh]	Scénario n°1	Scénario n°2
Filières	CWaPE inspiré du PMDE	Cap Gemini ELEC ELEMENT 17% URE
PV	898	1 250
Eolienne	2 250	4 700
Hydraulique	440	480
Cogen fossile	2 830	3 100
Cogen biomasse	2 560	1 475
TOTAL	8 978	11 005
TOTAL SER (c-à-d hors cogen fossile)	6 148	7 905

Scénario n°1 : CWaPE inspiré du PMDE



Scénario n°1 : CWaPE inspiré du PMDE

Matrice des puissances

(puissances cumulées à l'horizon 2020 exprimées en MW)

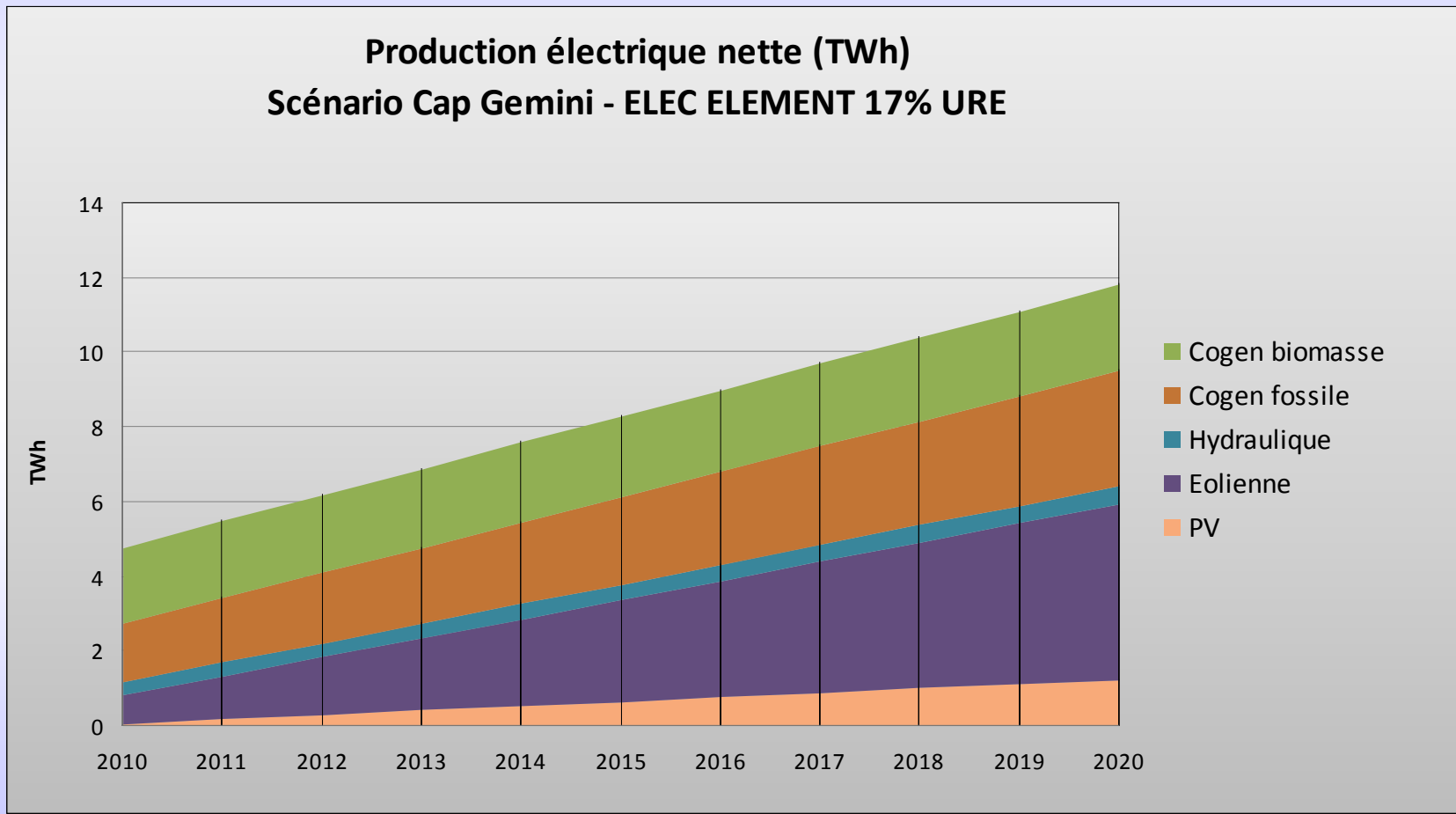
	$\leq 10 \text{ kW}$	de 10 kW à 100 kW	de 100 kW à 250 kW	de 250 kW à 1 MW	de 1 MW à 5 MW	de 5 MW à 10 MW	de 10 MW à 25 MW	> 25 MW	TOTAL
PV	373	198	97	194	97	97	0	0	1.056
Eolienne	17	17	0	28	892	103	0	0	1.057
Hydraulique	0	2	2	6	15	43	60	0	128
Cogen fossile	0	3	12	38	76	94	84	273	580
Cogen biomasse	0	1	2	16	73	76	140	429	737
Géothermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	390	221	113	282	1.153	413	284	702	3.558
<i>en 2010</i>	82	6	4	35	371	146	197	702	1.542

Scénario n°1 : CWaPE inspiré du PMDE

Nombre d'installations
(horizon 2020)

	≤ 10 kW	de 10 kW à 100 kW	de 100 kW à 250 kW	de 250 kW à 1 MW	de 1 MW à 5 MW	de 5 MW à 10 MW	de 10 MW à 25 MW	> 25 MW	TOTAL
PV	79 389	2 000	485	259	49	13	0	0	82 195
Eolienne	1 694	343	1	37	454	15	0	0	2 543
Hydraulique	16	32	15	12	6	5	4	0	89
Cogen fossile	6	54	86	78	45	16	9	10	304
Cogen biomasse	6	22	12	26	38	12	9	4	129
Géothermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	81 111	2 450	599	412	591	60	21	14	85 259
<i>en 2010</i>	<i>21 181</i>	<i>110</i>	<i>33</i>	<i>69</i>	<i>200</i>	<i>25</i>	<i>15</i>	<i>14</i>	21 647

Scénario n°2 : Cap Gemini (Elec éléments 17% URE)



Scénario n°2 : Cap Gemini (Elec éléments 17% URE)

Matrice des puissances

(puissances cumulées à l'horizon 2020 exprimées en MW)

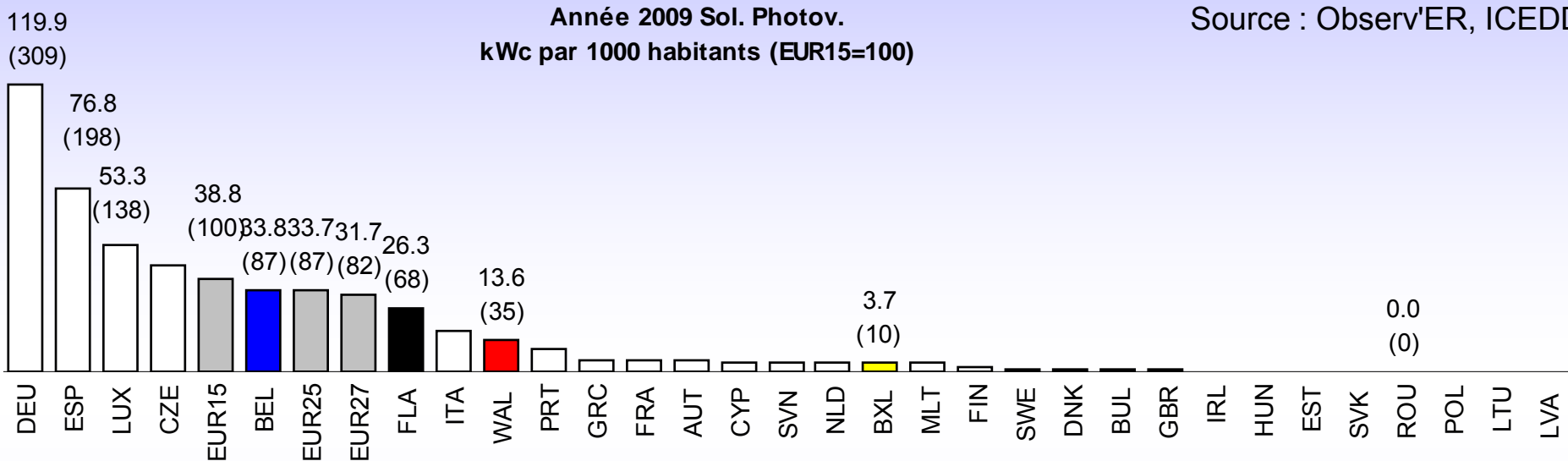
	<i><= 10 kW</i>	<i>de 10 kW à 100 kW</i>	<i>de 100 kW à 250 kW</i>	<i>de 250 kW à 1 MW</i>	<i>de 1 MW à 5 MW</i>	<i>de 5 MW à 10 MW</i>	<i>de 10 MW à 25 MW</i>	<i>> 25 MW</i>	<i>TOTAL</i>
<i>PV</i>	497	281	138	277	138	138	0	0	1.471
<i>Eolienne</i>	44	45	0	58	1.855	211	0	0	2.213
<i>Hydraulique</i>	0	2	2	7	16	47	64	0	138
<i>Cogen fossile</i>	0	3	14	44	88	106	92	273	621
<i>Cogen biomasse</i>	0	1	1	10	48	49	114	429	652
TOTAL	542	331	156	395	2.146	552	271	702	5.095
<i>en 2010</i>	82	6	4	35	371	146	197	702	1.542

Scénario n°2 : Cap Gemini (Elec éléments 17% URE)

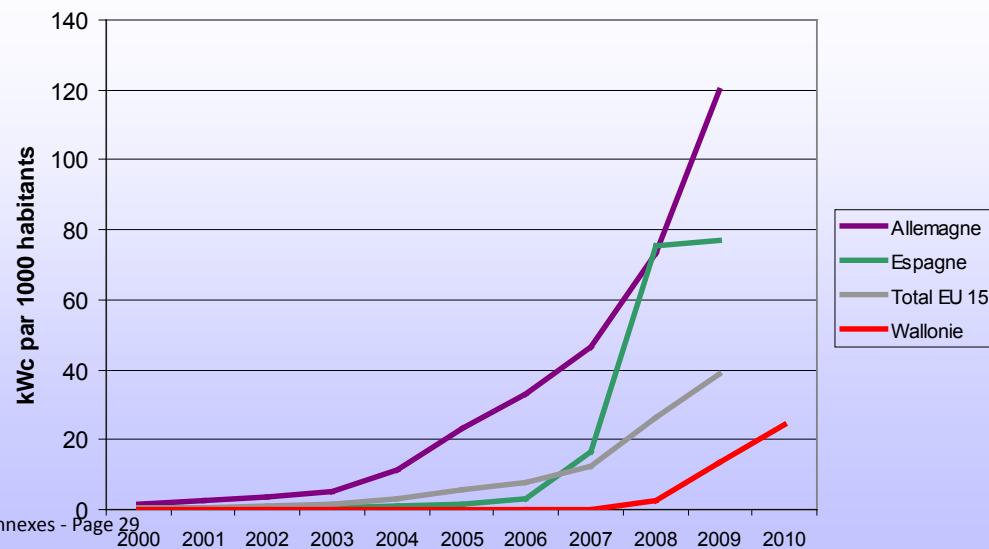
Nombre d'installations (horizon 2020)

	<i><= 10 kW</i>	<i>de 10 kW à 100 kW</i>	<i>de 100 kW à 250 kW</i>	<i>de 250 kW à 1 MW</i>	<i>de 1 MW à 5 MW</i>	<i>de 5 MW à 10 MW</i>	<i>de 10 MW à 25 MW</i>	<i>> 25 MW</i>	TOTAL
<i>PV</i>	104.252	2.829	692	369	69	18	0	0	108.230
<i>Eolienne</i>	4.450	894	1	77	935	29	0	0	6.386
<i>Hydraulique</i>	17	35	16	12	6	5	4	0	96
<i>Cogen fossile</i>	6	65	102	89	51	17	9	10	349
<i>Cogen biomasse</i>	6	17	9	18	26	9	7	4	95
TOTAL	108.731	3.840	821	565	1.088	79	20	14	115.157
<i>en 2010</i>	<i>21.181</i>	<i>110</i>	<i>33</i>	<i>69</i>	<i>200</i>	<i>25</i>	<i>15</i>	<i>14</i>	21.647

PV – Comparaisons européennes et objectif 2020 de la Wallonie



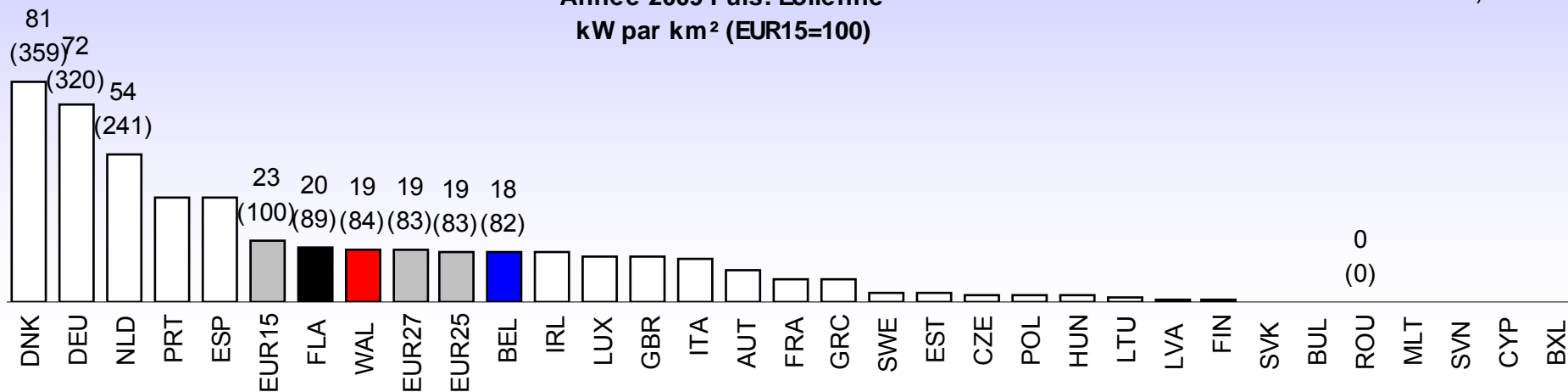
Objectif 2020	Scénario n°1	Scénario n°2	Unité
PV	302	420	kWc / 1000 hab.*
(*) population de référence 2009			



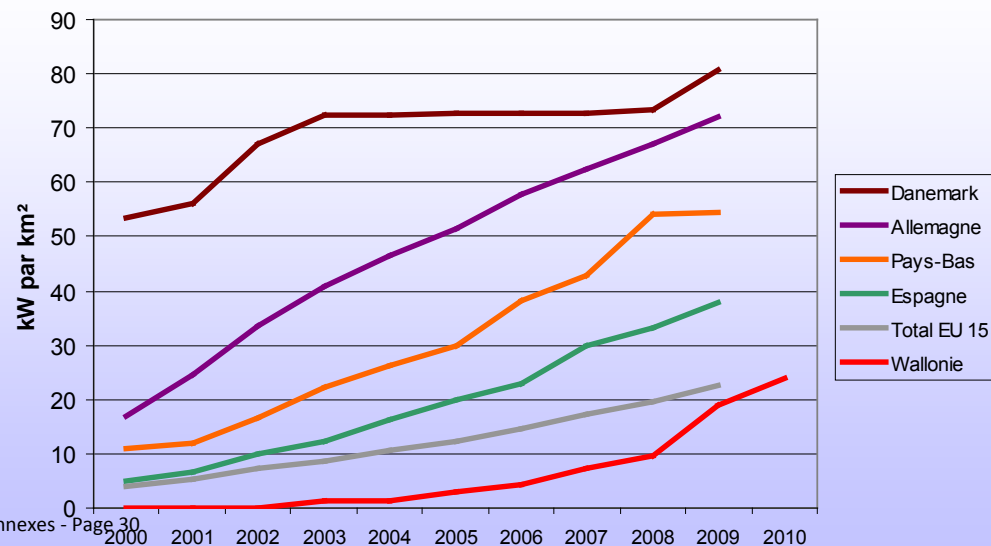
Eolien - Comparaisons européennes et objectifs 2020 de la Wallonie

Source : Observ'ER, ICEDD, AIE

Année 2009 Puis. Eolienne
kW par km² (EUR15=100)



Objectif 2020	Scénario n°1	Scénario n°2	Unité
Eolienne	63	131	kW / km ²



ANNEXE 4 : OBJECTIFS D'ÉLECTRICITÉ VERTE ET ENJEUX POUR LA WALLONIE EN 2020.

Type	Présentation
Date	15/02/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 1
Intitulé	Objectifs d'électricité verte et enjeux pour la Wallonie en 2020.
Auteur	Edora
Statut	Position paper

A decorative graphic consisting of a grid of colored squares in shades of blue, purple, and teal, arranged in a pattern that tapers to the right.

Objectifs d'électricité verte et enjeux pour la Wallonie en 2020

13 janvier 2011



EDORA NOS MEMBRES...

Mais aussi :
 Burgo Ardennes, Centrale Mersite, Centrale Electrique de le Fendria, Centre de Tech. Agronomiques, Energy Plus, Gebrüder Langes P GmbH, André Gillet, Green Wind, Kyotech, HydroB, Hydrolec Denis, Hydrovel, Marytherm, Millium, PHY, RPC, IMG, Refet Electric, Site Treatment, Verdesis, DECUBE Consult, ENABI, Global Energy Systems, Loir-Energy, MWH, Sibel, P. G. Energy, S. G. G. G. G., Siemens Energy.

Fédération professionnelle indépendante de producteurs d'énergie depuis 2003

Représente 95% de la production d'électricité renouvelable en Wallonie

Producteurs d'énergie

Représentants de l'ensemble de la chaîne de valeur

2010 – Plan d'action > Etude Repap 2020

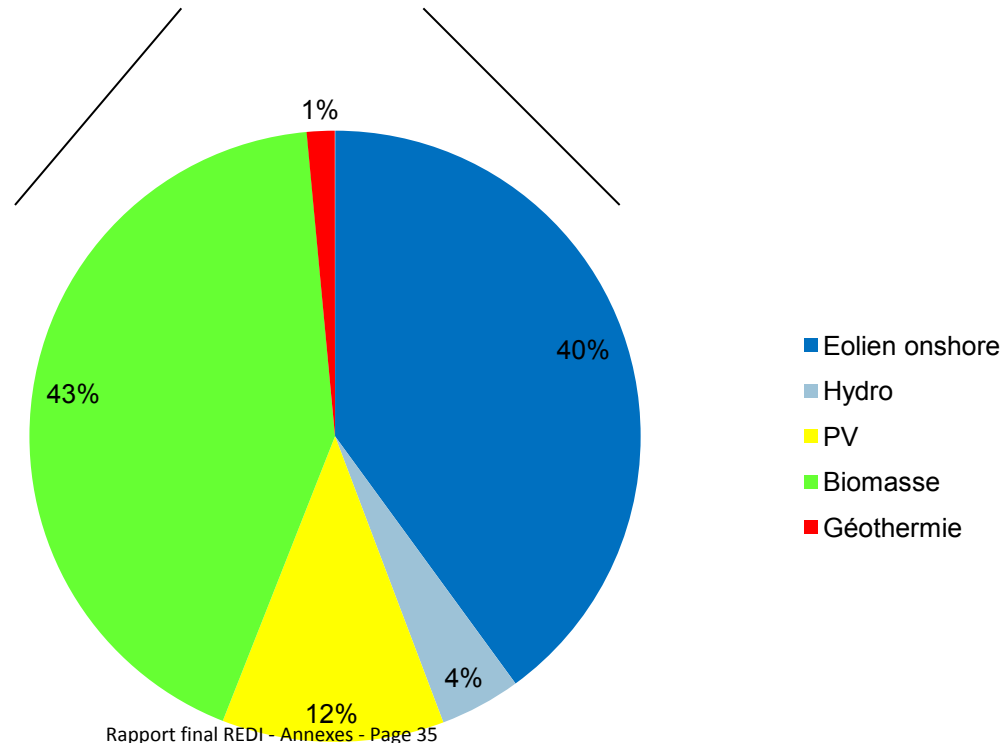
- Utilisation de **modèles européens** de projection de la demande énergétique et de potentiel renouvelable (modèles PRIMES et Green-X)
- Calcul effectué par *Energy Economics Group* (**université de Vienne**)
- Chiffres théoriques affinés par le secteur en fonction des dernières tendances par technologie
- Obtention de **potentiels réalisables**
- National >> **wallon**

REPAP
2020

Renewable Energy Policy Action Paving
the Way towards 2020

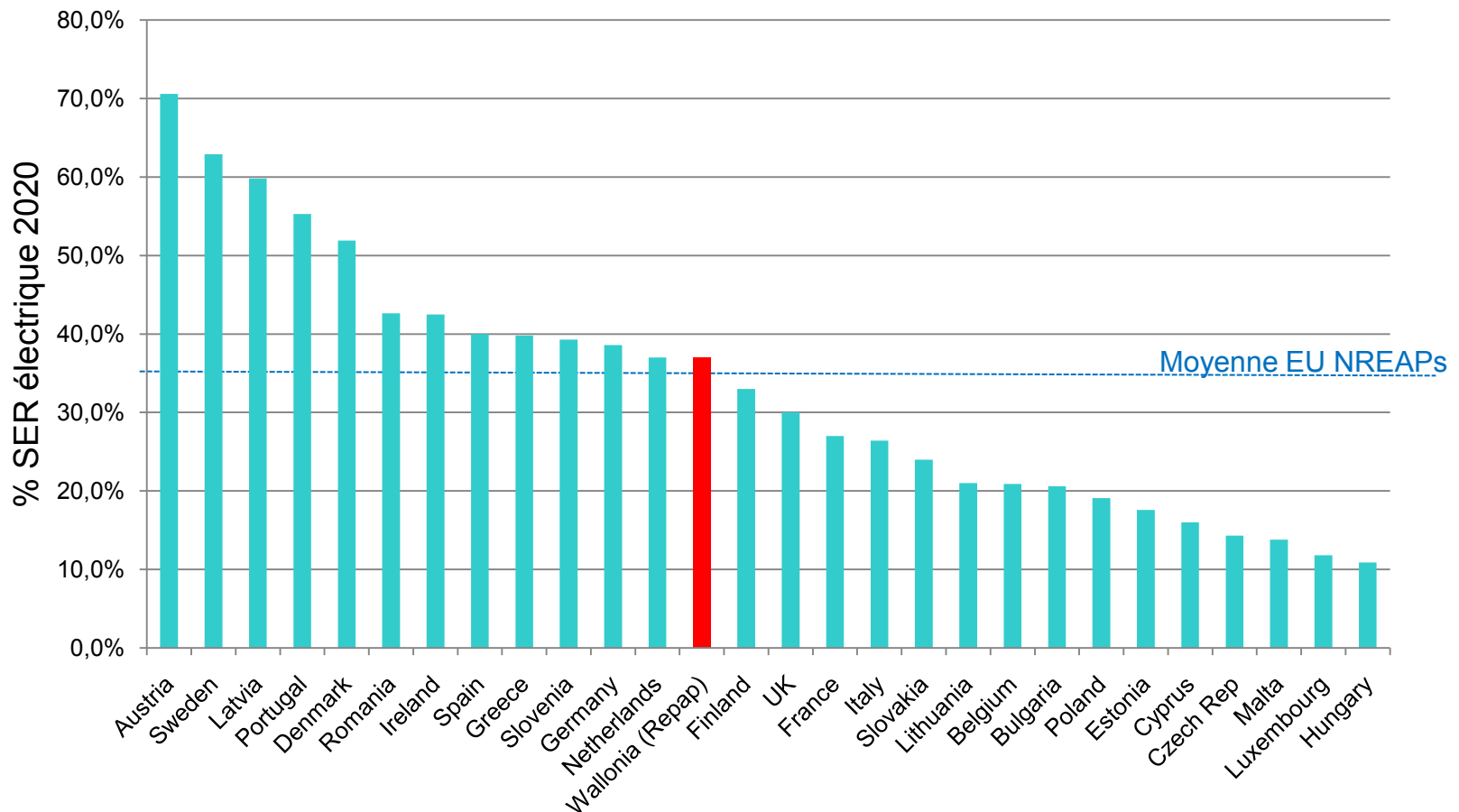
Repap 2020 – Potentiel SER wallon réalisable

2020	Electricité	Chaleur	Transport	Total
GWh/an	11.232	14.207	3.210	28.649
% SER estimé (1)	37%	19%	8,9%	20%



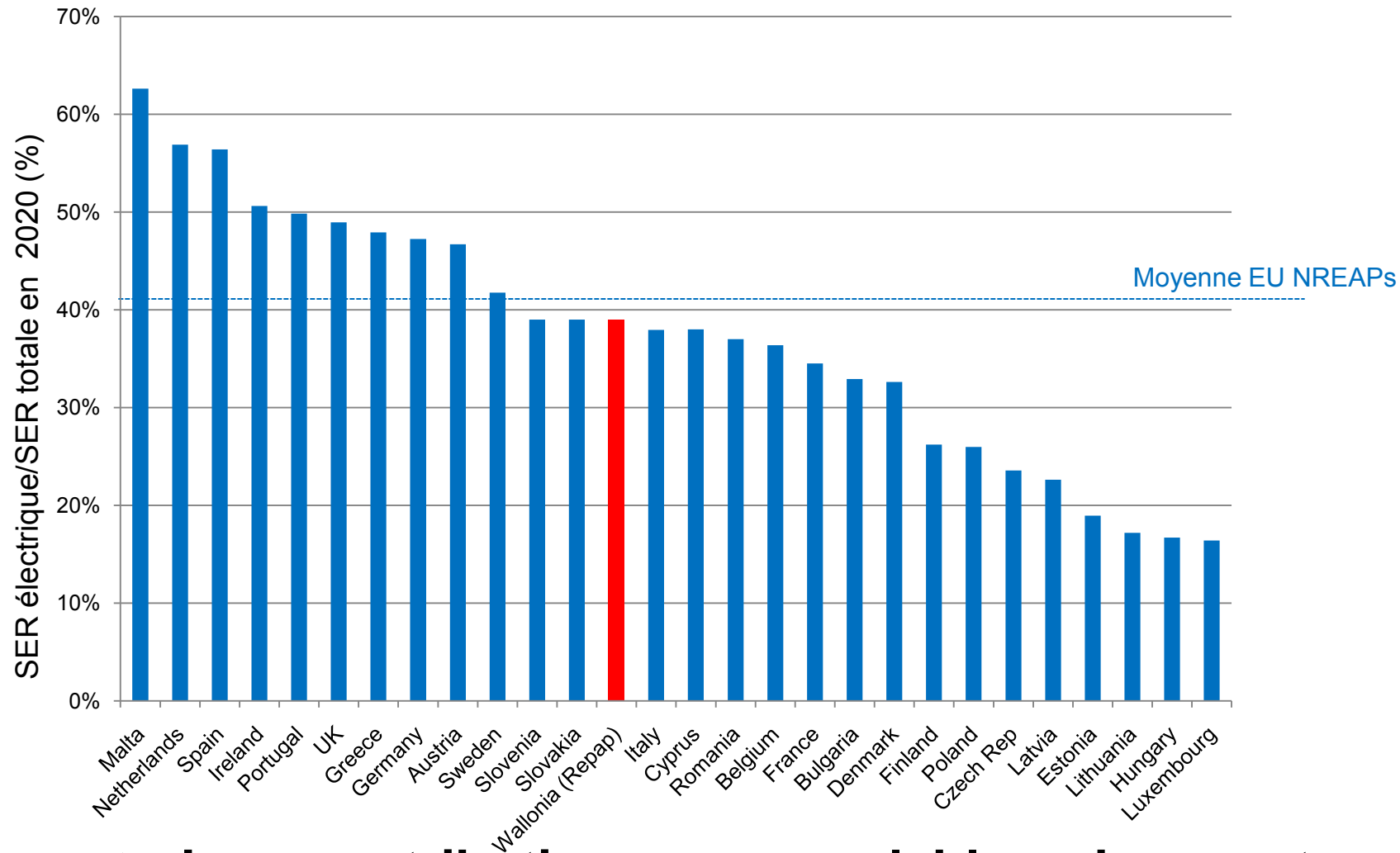
(1) Pour un scénario de consommation finale de 140 TWh/an

Mise en perspective du %SER électrique en Wallonie en 2020 (Repap) vs EU NREAPs



➔ **La Wallonie serait dans la moyenne EU**

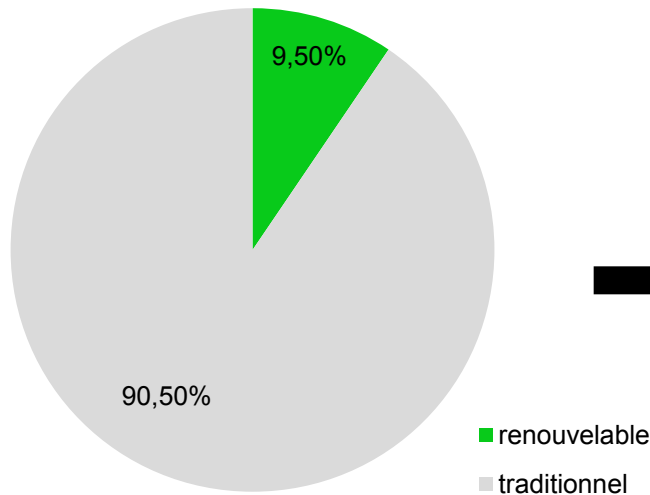
Proportion électricité SER/énergie SER



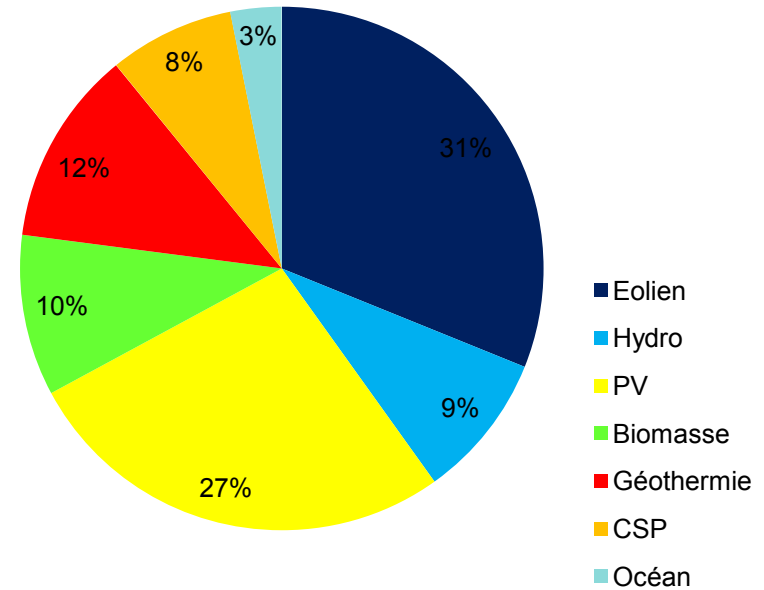
➔ La contribution renouvelable du vecteur électrique wallon ($\text{SER}_{\text{élect}}/\text{SER}_{\text{total}}$) serait inférieure à la moyenne EU

Assurer la transition vers un mix renouvelable à long terme

Mix électrique wallon 2009

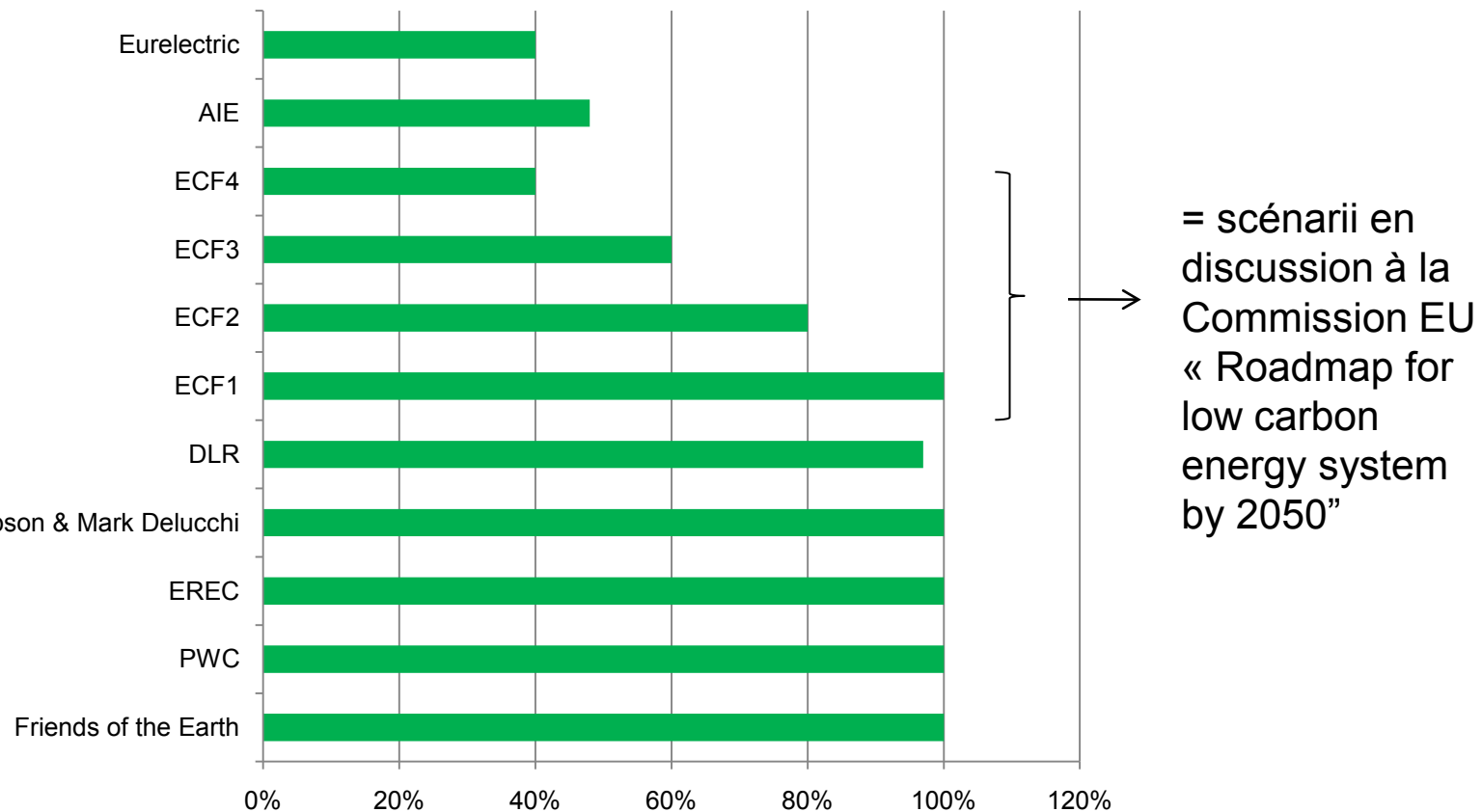


Scénario de mix électrique 100% renouvelable en 2050 (Erec)

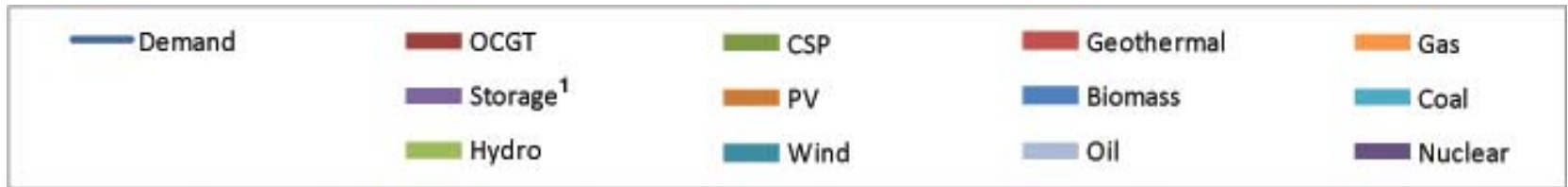


Assurer la transition vers un mix renouvelable à long terme

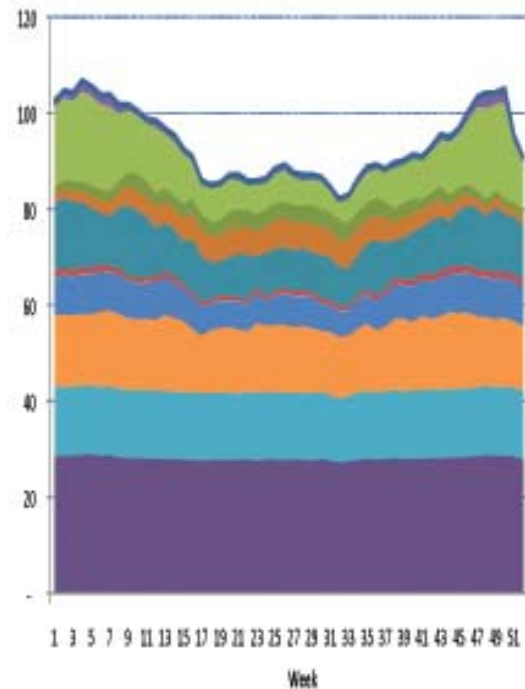
Scénarii de mix électrique renouvelable en 2050



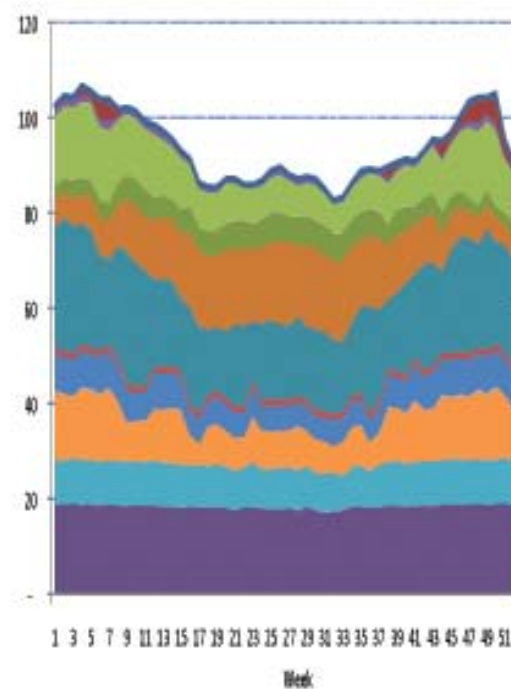
Simulations de la Commission européenne de réponse à la demande électrique en 2050



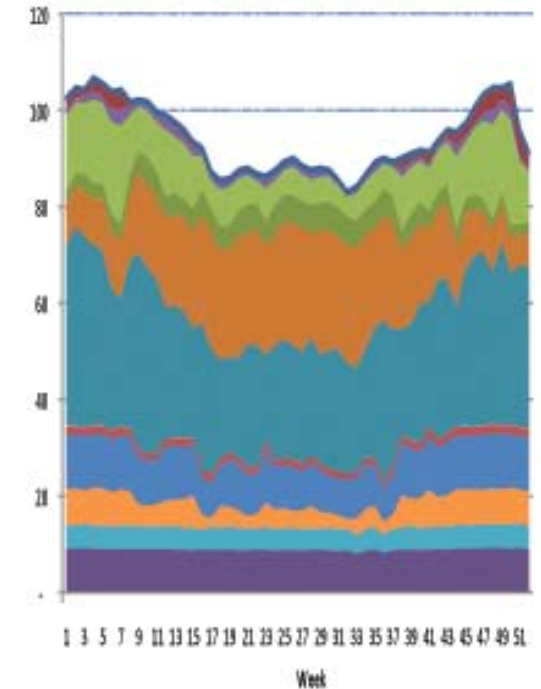
40% RES pathway



60% RES pathway

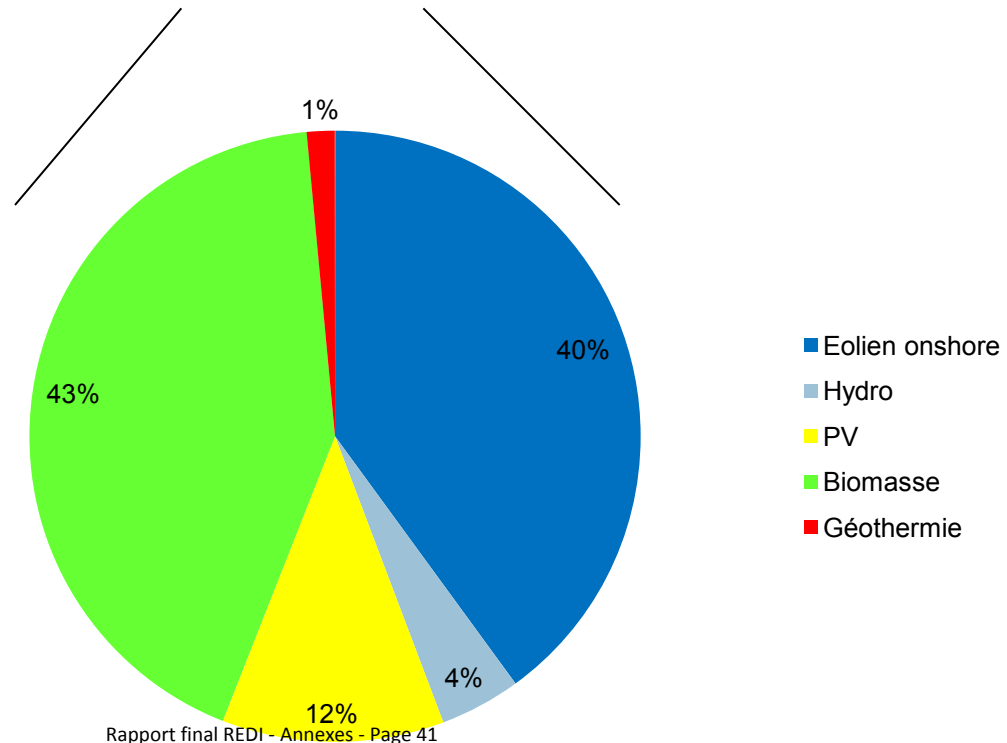


80% RES pathway



Repap 2020 – Potentiel SER wallon réalisable

2020	Electricité	Chaleur	Transport	Total
GWh/an	11.232	14.207	3.210	28.649
% SER estimé (1)	37%	19%	8,9%	20%



(1) Pour un scénario de consommation finale de 140 TWh/an

Potentiel wallon réalisable pour le vecteur électrique en 2020

	Capacité installée en 2020(MW)	Production (GWh)
Biomasse totale		4778
Hydro	139	479
Géothermie	20	166
Photovoltaïque	1552	1319
Eolien onshore	2000	4400
Petit éolien	65	90
Total	3775	11232
Eolien offshore belge	2825	9061
Eolien offshore wallon	941	3020
Total avec l'offshore	4717	14253

Eolien

Capacité installée en 2010	Capacité installée en 2020 (MW)	Production en 2020 (GWh)
442	2000	4400

- Puissance installée aujourd'hui: 442MW
- Projets en cours: 1500MW
- Taux de réussite actuel: 38 à 43%
- Durée de réalisation à pd EIE: 3 ans
 - ➔ Potentiel 2020 = 2300 à 2600 MW
- Chiffre REPAP=taux de réussite prudent de 33%
 - ➔ 2000 MW

Hydro

		MW	GWh	Nbre sites
EXISTANT 2008 (icedd)		108	366 (Norm.)/402 (Réal)	66
POTENTIEL SUPPLEMENTAIRE	Meuse	14,90	55,13	9
	Sambre	3,45	12,77	17
	Ourthe (Amblève- Salm-Vesdre)	4,24	15,67	21
	Meuse - débits réservés	1,20	4,44	6
	Escaut	0,60	2,22	2
	Canal Albert	0,40	1,48	1
	Pico-hydro	0,20	0,74	(100-200)
	Revamping	5,60	20,72	tbd
Total supplémentaire		30,59	113,16	56
TOTAL 2020		138,71	479,16	122

Hydro

- Projets déjà concédés ou en concession
- Projets spécifiques identifiés
- Potentiel raisonnable de pico-hydro
- Potentiel de 'revamping' sur les grosses centrales historiques
- Productible calculé sur base du chiffre 'normalisé' (dir 2009/78)



Photovoltaïque

2010: 88MW		P moyen (kW)	Surf éq. (m2)	nombre installations	P inst Totale (MW)
Petits systèmes	particulier	3,6	28,8	120000	432
	PME (commercial)	10	80	2000	20
	(public)	10	80	2000	20
Moyens systèmes	PME commercial	50	400	2000	100
	(public)	50	400	2000	100
	Agriculture	25	200	2000	50
		100	800	1500	150
	Industries	50	400	2000	100
		100	800	500	50
Grands systèmes	Industrie (inclus agro-ind)	250	2000	800	200
		500	4000	200	100
		1000	8000	100	100
	sol non utilisable (nœud autoroute, terres polluées,...)	2000	16000	40	80
		5000	40000	10	50
	TOTAL				

Photovoltaïque

- Croissance marché 25% (2010-2015) puis 20% (2020)
- Petits systèmes:
 - 10% maisons équipées en 2020
 - Rythme d'installation tel qu'actuellement (+/- 10.000/an)
- Moyens systèmes: croissance exponentielle avec démarrage conséquent à pd 2011-2012
- Grands systèmes suivent en 2012-2013
- Centrales au sol à p. de 2015

Répartition puissance installée en 2020	%
<10 KWc (particulier)	28%
10-100 KWc	51%
>100 KWc	21%

Géothermie (EGS)

	Nombre de puits	MW installé	Mwe Brut	MWe net	GWh elec	MWth	GWh th
2011-2012							
2013-2014	1	35	3,5	2,5	20,75	7	17,5
2015-2016	1	35	3,5	2,5	20,75	7	17,5
2017-2018	1	70	7	5	41,5	14	35
2020	2	140	14	10	83	28	70
Cumulé	5		28	20	166	56	140

- Première phase avec récupération chaleur: zone Mons
- Deuxième phase: en fonction de l'exploration (attention zones de consommation de chaleur)
- A envisager? Production électrique pure – zone Jeumont

Biomasse

Nouvelles installations	production électrique (GWh/an)	production chaleur (GWh/an)
Cogénération	2.583	3.633
Pur thermique		3.656
Pur électrique	900	
Biogaz injection		80
Total	3.483	7.369
Existant	1.295	4.378

Répartition par secteur d'activité

Nouvelles installations	production élect (GWh/an)	production chaleur (GWh/an)
Industrie	1.260	1.580
Réseaux de chaleur (résidentiel, tertiaire et zoning)	2.063	3.508
Résidentiel et tertiaire	160	2.282
Total	3.483	7.369

Nouvelles installations élec biomasse

Nombre de nouvelles installations CHP	Puissance électrique
10	10 MWe
50	3 MWe
20	2 MWe
180	1 MWe
20	500 kWe
100	350 kWe
TOTAL	515MWe
Dont environ 175 attendues de la filière biométhanisation	
Reconversion et/ou nouvelles centrales électriques	120 MW

Pour info: biomasse thermique

Nombre de nouvelles installations pures thermiques		Puissance thermique
1		25 MW
5		5 MW
150		1 MW
150		300 kW
INJECTION	20	2MW
% des ménages chauffés aux pellets		5%
% des immeubles de logement chauffés à partir de biomasse		10%

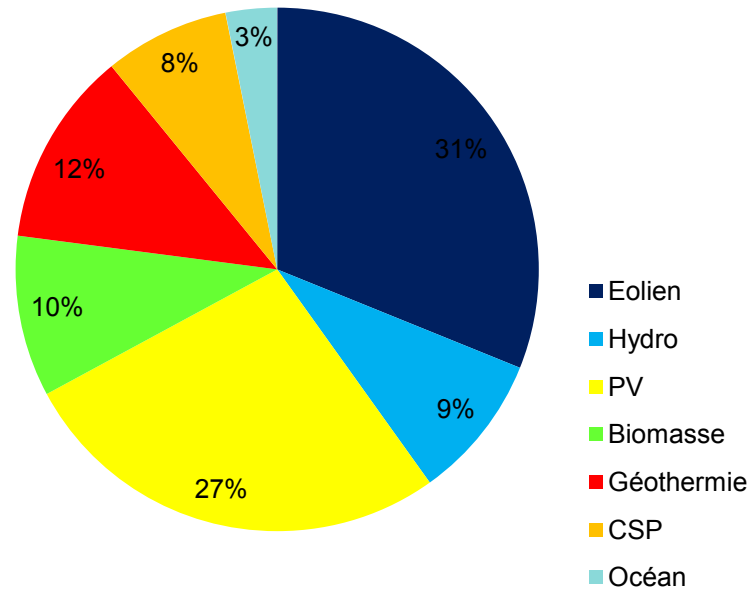
Enjeux pour le réseau

- Où – quand – comment?
- Distinguer
 - Fluctuant: PV et éolien
 - 'baseload'like : hydro et géothermie
 - Réglable: biomasse (attention demande chaleur)
- Planifier :
 - Éolien: projets connus et zones de développement prioritaire?
 - PV: décision politique en fct° objectif final
 - Biomasse: dépend également objectif final (quantité), secteurs de développement (industrie, résidentiel) et développement réseaux de chaleur
 - Hydro, géothermie: zones 'connues'

Enjeux pour le réseau

- Les choses ne s'arrêtent pas en 2020...

Scénario de mix électrique 100% renouvelable en 2050 (Erec)



A photograph of several white wind turbines on a grassy hill under a blue sky with light clouds.

Merci pour votre attention



yvan.hella@skynet.be

nlaumont@edora.be

0498/16 89 00

ANNEXE 5 : PROCÈS-VERBAL

Type	Procès-verbal
Date	01/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 2
Intitulé	Procès-verbal
Auteur	CWaPE
Statut	Approuvé



Procès-verbal – Session 2

Groupe de Travail 1 « Productions décentralisées » - REDI

Date et lieu : 01 mars 2011 (AM), CWaPE

Présences

Acteur	Membre	Organisation
Producteur	Fawaz AL BITAR	Edora
	Yvan HELLA	Edora
	Michel VANDERGUCHT	Electrabel
	Raoul NIHART	SPE
Gestionnaire du réseau de distribution	Olgan DURIEUX	ORES
	Frédéric LEFEVRE	ORES
	Daniel DEJONG	Tecteo
Gestionnaire du réseau de transport	Stéphane OTJACQUES	Elia
	Fabian GEORGES	Elia
Académique	Damien ERNST	Université de Liège
Consultant	Frédéric JACQUEMIN	ICEDD
	Laurent SCHERAY	ICEDD
Région Wallonne	Muriel HOOGSTOEL	Service public de Wallonie (DGO4)
Régulateur	Francis GHIGNY	CWaPE
	Alain VASTEELS	CWaPE
	Gérard NAERT	CWaPE
	Frédéric TOUNQUET	CWaPE
	Jean-François SARTIAUX	CWaPE

Ordre du jour

- Présentation de l'étude ICEDD « Réalisation des objectifs de production renouvelable 2020 » actualisée
- Présentation par l'ICEDD de la répartition géographique des unités de production décentralisées sur l'ensemble de la Wallonie pour les deux scénarii retenus :
 - PMDE version CWaPE 2011
 - EDORA
- Choix des études de cas à réaliser, appliquées à différents niveaux de tension
- Réactions et débat (Tous)

Procès-verbal

Approbation du PV de la Session 1

Le PV est approuvé en séance, les précisions apportées par certains participants au document initial étant acceptées.

Présentation des résultats actualisés de l'étude ICEDD « Réalisation des objectifs de production renouvelable en 2020 »

Voir présentation.

Frédéric Jacquemin précise que ces résultats ne tiennent pas compte des dernières remarques d'EDORA. Fawaz Al Bitar insiste sur la nécessité d'augmenter la part de l'éolien à 5000 GWh dans le scénario EDORA, en tenant compte des statistiques, des installations mises en service en 2010 ainsi que de la venue du nouveau cadre de référence qui a pour but de faciliter le développement futur de la filière éolienne.

Francis Ghigny propose aux participants que les données de base (scénarii ventilés par filière) soient conservées dans un premier temps, et ce afin de ne pas retarder le calendrier de travail du GT1. Une éventuelle actualisation pourra survenir préalablement au GT2.

Présentation des hypothèses de travail (Frédéric Jacquemin, ICEDD)

Photovoltaïque :

Répartition future sur base des installations existantes ainsi que de la densité de population. Répartition géographique sur base des codes postaux (CP). Pas de répartition géographique des plus grosses installations (> 250 kW).

Raoul Nihart précise que cette répartition sur base des CP pourrait occulter certaines disparités au sein même d'une seule commune, en fonction de quartiers différents.

Francis Ghigny rappelle qu'il s'agit d'une hypothèse de travail. Une vérification plus fine au niveau du poste concerné pourra être effectuée pour l'étude de cas choisie.

Raoul Nihart considère aussi que les plus grosses installations seront installées dans les zones d'activité économique (par des PME essentiellement). Yvan Hella propose que l'on se base sur les surfaces de toitures. Frédéric Jacquemin indique que l'ICEDD dispose de ces surfaces (sur base des surfaces bâties multipliées par un coefficient correcteur).

Francis Ghigny partage l'avis que pour les grosses installations, il est utile d'examiner ce critère de surface disponible pour les zones d'activité économique.

Frédéric Lefèvre met également en évidence la distinction résidentiel – BT et PME – MT en fonction de la taille de l'installation. Il voit moins de risque de perturbation d'une grosse installation dans une zone d'activité économique sur un réseau MT. Par contre, il indique qu'il faut surtout faire attention au type de réseau (rural, semi-urbain, urbain). Une étude de cas pour une installation MT dans une zone d'activité économique va être réalisée par ORES.

Eolien :

Sur base des puissances existantes géolocalisées et du potentiel identifié dans le cadre de la mission ICEDD/APERE réalisée pour le compte d'ELIA, les installations futures ont été déterminées en prenant comme hypothèse de placer 2 mâts par zone pour répondre au scénario PMDE-CWaPE 2011 (3 mâts par zone pour le scénario EDORA).

Raoul Nihart indique que le choix de 2 éoliennes par zone ne semble pas pertinent ici pour mettre en évidence les problèmes éventuels de raccordement au réseau.

Francis Ghigny propose que l'on tienne compte prioritairement des zones plus importantes (63 zones de 12 et 15 mâts).

Fawaz Al Bitar considère qu'il faudrait tenir compte du nouveau cadre de référence qui sera très prochainement publié et de son influence au niveau de la répartition des parcs et éventuelles futures zones de développement privilégié. De plus, la liste de projets en attente comporte déjà de très nombreuses installations dont il faut pouvoir tenir compte (projets déjà identifiés pour 1500 GW).

Il est décidé que la carte soit basée sur le potentiel exploitable des plus gros parcs, en complément des projets existants communiqués par l'intermédiaire d'EDORA qui seront intégrés aux cartes.

Cogénération (fossile et biomasse) :

Les cogénérations fossiles ou biomasses futures seront déterminées sur base de l'étude de potentiel ICEDD. Pour la micro-cogénération, la répartition sera semblable à celle du PV mais limitée aux zones de distribution de gaz naturel.

Présentation des cartes.

Présentation des 6 cartes selon classement BT, MT, HT.

Frédéric Lefèvre émet une réserve quant au raccordement systématique des installations < 250 kW sur le réseau BT.

Les participants demandent de faire apparaître le ratio puissance/nombre d'EAN¹ sur les cartes BT. Pour ce faire, les GRD fourniront le nombre d'EAN par CP.

Pour les cartes HT, il est proposé de séparer les productions du type éolien du reste, ainsi que de repérer géographiquement les productions existantes.

Frédéric Jacquemin précise que la carte HT du scénario EDORA est incorrecte.

Liste des cas pouvant être étudiés (case studies)

- Boucle de l'Est

Alain Vasteels indique que l'ensemble de la boucle doit être prise en compte et qu'il s'agit par conséquent d'un problème qui n'est pas strictement limité à un poste particulier. Stéphane Otjacques précise que la fin de l'étude réalisée par ELIA à ce sujet est prévue pour fin juin.

- Cas pour la liaison entre Monceau et Baudour (sous-station de Ciply), comparable au cas précédent

- Sous-stations de Gerpennes, Dorinnes ou Marquain

Ce dernier poste n'est toutefois pas pertinent dans une optique de gestion active de la demande car il ne s'agit pas d'un problème de correspondance des injections et prélèvements mais bien d'un problème physique (nombre de logettes disponibles).

- Poste de Villeroux

- Région de Hesbaye

Raoul Nihart indique la région de Hesbaye où un potentiel important devrait être réalisé dans le futur. Michel Vandergucht cite également la zone du Luxembourg (zones militaires – changement d'affectation permettant la création de nouveaux parcs éoliens).

- Cas BT (Flobecq)

Frédéric Lefèvre précise le statut de l'étude portant sur la commune de Flobecq : la méthode a été arrêtée et l'étude commencera sous peu. Les résultats sont attendus pour 2012. Il indique que cette méthode pourrait être présentée au GT dans le contexte des études de cas. Frédéric Lefèvre informe également les membres du GT qu'une autre étude est en préparation chez ORES et concerne l'intégration d'une installation photovoltaïque de 250 kWc en MT.

¹ EAN : identifiant de point d'accès

Francis Ghigny propose aux participants que, parmi les diverses propositions émises, les cas de la Boucle de l'Est et de Flobecq soient abordés dans la suite du GT « Production décentralisée ». Il conviendrait également de sélectionner des cas intermédiaires (cas pour réseau moyenne tension, sur base d'un poste source et/ou d'un poste de distribution) lors de la prochaine réunion.

Prochaine session du Groupe de Travail

La prochaine session du Groupe de Travail « Productions décentralisées » se tiendra à la CWaPE le 15 mars (9h30 – 12h00). ELIA et ORES y présenteront leur méthode de travail utilisée pour leurs études respectives (boucle de l'Est et Flobecq). Enfin, les participants pourront se prononcer sur d'éventuelles autres zones à sélectionner pour les études de cas.

ANNEXE 6 : ETUDES RELATIVES AU DÉVELOPPEMENT DE
RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DURABLES ET
INTELLIGENTS-SESSION 2

Type	Présentation
Date	01/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 2
Intitulé	Etudes relatives au développement de réseaux électriques durables et intelligents.
Auteur	ICEDD
Statut	Pour réaction



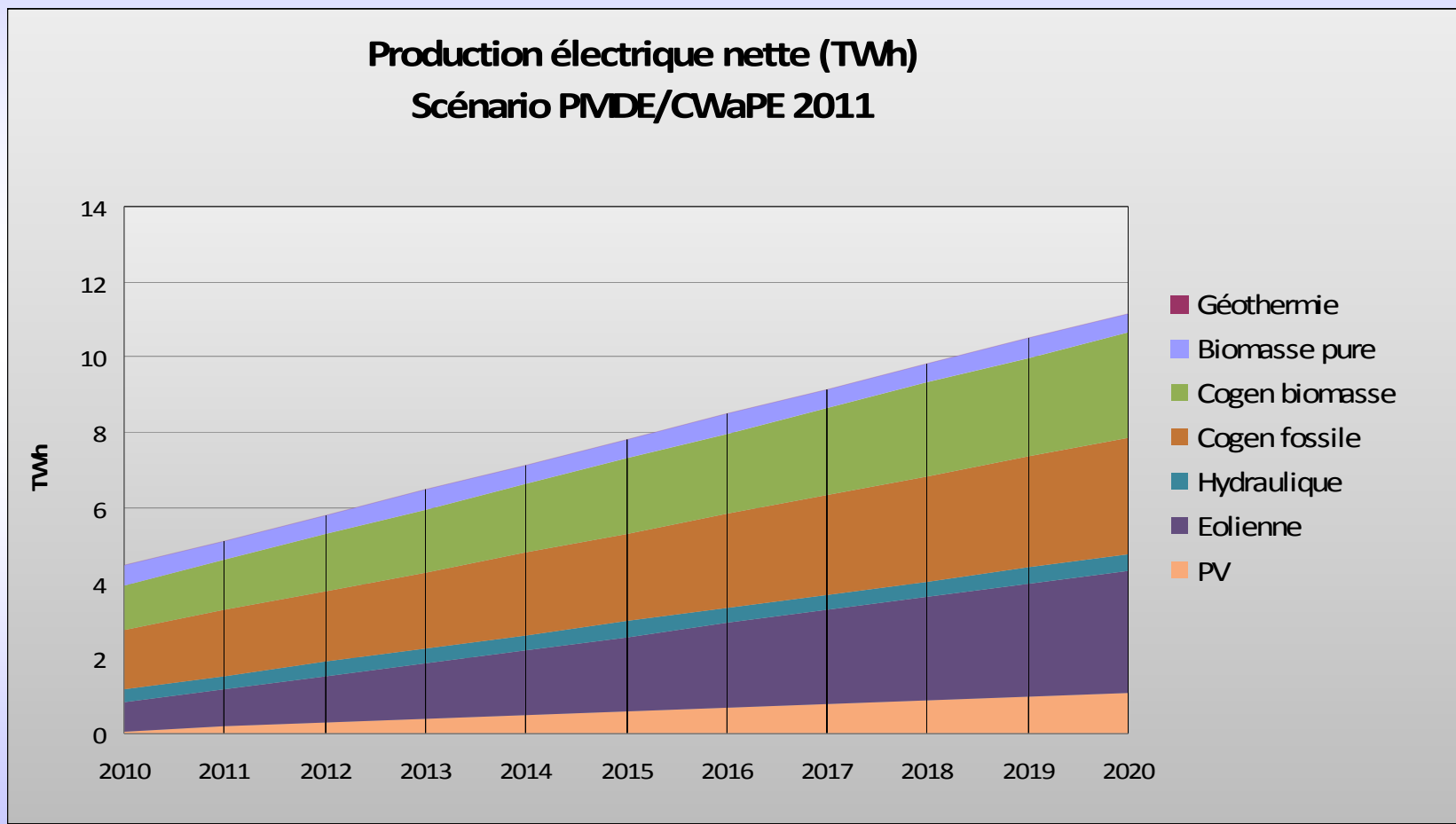
Études relatives au développement de réseaux électriques durables et intelligents

REDI > GT1 > Session 2 > 01 mars 2011

Objectifs de production d'électricité verte horizon 2020

Objectifs de production d'électricité verte à l'horizon 2020 [GWh]	Scénario n°1	Scénario n°2
	PMDE/CWaPE 2011	Edora
Filières		
PV	1 080	1 319
Eolienne	3 250	4 490
Hydraulique	440	479
Cogen fossile	3 104	3 104
Cogen biomasse	2 780	3 428
Biomasse pure	450	1 350
Géothermie	0	166
TOTAL Electricité verte	11 104	14 336
TOTAL Renouvelable	8 000	11 232

Scénario n°1 : PMDE/ CWaPE 2011



Scénario n°1 : PMDE/ CWaPE 2011

Matrice des puissances

(puissances cumulées à l'horizon 2020 exprimées en MW)

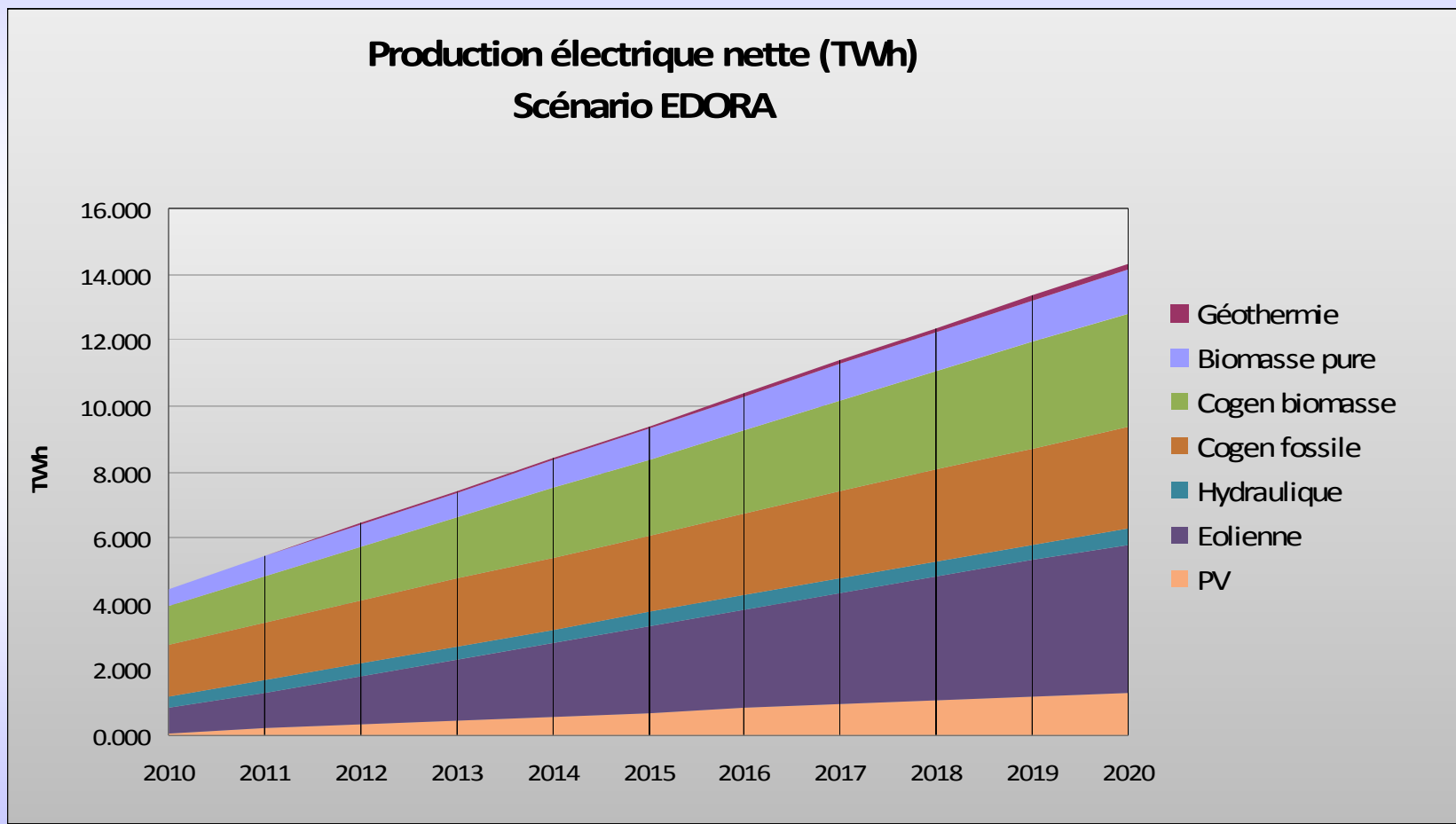
	<= 10 kW	de 10 kW à 100 kW	de 100 kW à 250 kW	de 250 kW à 1 MW	de 1 MW à 5 MW	de 5 MW à 10 MW	de 10 MW à 25 MW	> 25 MW	TOTAL
PV	414	608	50	100	50	50	0	0	1 271
Eolienne	28	28	0	40	1 285	147	0	0	1 529
Hydraulique	0	2	2	6	15	43	60	0	128
Cogen fossile	25	3	14	44	88	107	81	273	636
Cogen biomasse	0	1	1	27	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
<i>en 2010</i>	82	6	4	35	371	146	197	408	1 248

Scénario n°1 : PMDE/ CWaPE 2011

Nombre d'installations
(horizon 2020)

	<= 10 kW	de 10 kW à 100 kW	de 100 kW à 250 kW	de 250 kW à 1 MW	de 1 MW à 5 MW	de 5 MW à 10 MW	de 10 MW 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
<i>en 2010</i>	<i>21 181</i>	<i>110</i>	<i>33</i>	<i>69</i>	<i>200</i>	<i>25</i>	<i>15</i>	<i>12</i>	<i>21 645</i>

Scénario n°2 : Edora



Scénario n°2 : Edora

Matrice des puissances

(puissances cumulées à l'horizon 2020 exprimées en MW)

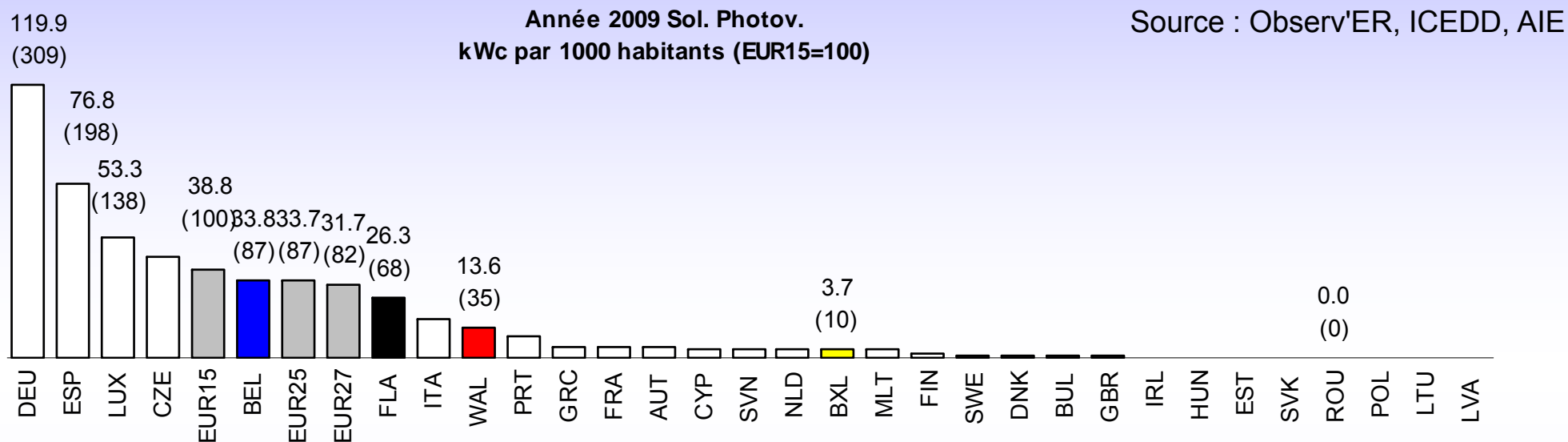
	<= 10 kW	de 10 kW à 100 kW	de 100 kW à 250 kW	de 250 kW à 1 MW	de 1 MW à 5 MW	de 5 MW à 10 MW	de 10 MW à 25 MW	> 25 MW	TOTAL
PV	492	752	62	123	62	62	0	0	1 552
Eolienne	42	42	0	55	1 773	202	0	0	2 114
Hydraulique	0	2	2	7	16	47	64	0	138
Cogen fossile	25	3	14	44	88	107	81	273	636
Cogen biomasse	0	1	1	35	231	49	187	72	576
Biomasse pure	0	0	0	0	4	16	26	145	191
Géothermie	0	0	0	0	5	15	0	0	20
TOTAL	560	800	80	264	2 178	497	358	490	5 227
<i>en 2010</i>	82	6	4	35	371	146	197	408	1 248

Scénario n°2 : Edora

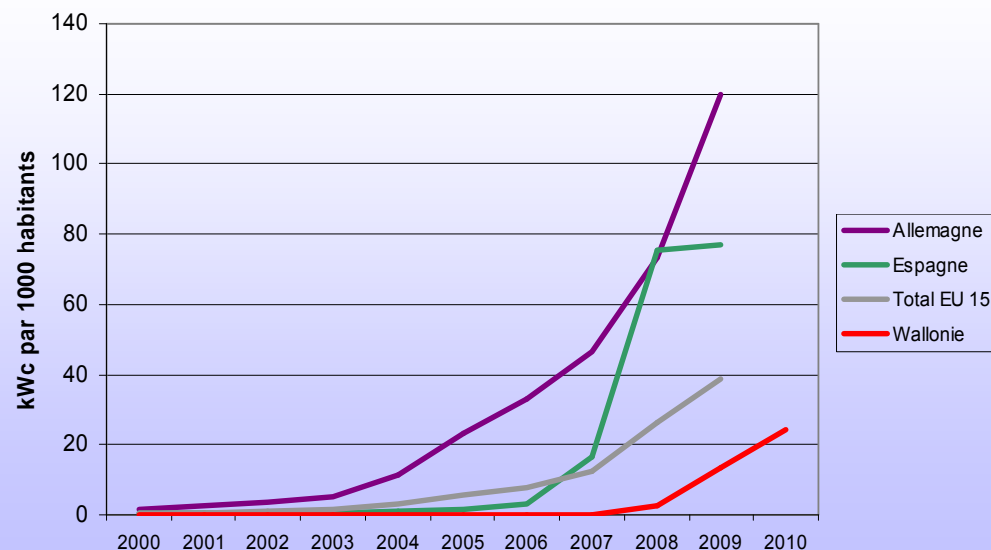
Nombre d'installations
(horizon 2020)

	<= 10 kW	de 10 kW à 100 kW	de 100 kW à 250 kW	de 250 kW à 1 MW	de 1 MW à 5 MW	de 5 MW à 10 MW	de 10 MW à 25 MW	> 25 MW	TOTAL
PV	103 258	7 536	308	164	31	8	0	0	111 305
Eolienne	4 214	847	1	74	578	28	0	0	5 741
Hydraulique	17	35	16	12	6	5	4	0	96
Cogen fossile	25 006	65	103	89	51	17	8	10	25 349
Cogen biomasse	6	18	9	52	117	9	13	3	227
Biomasse pure	0	0	0	0	2	2	2	3	10
Géothermie	0	0	0	0	2	3	0	0	5
TOTAL	132 501	8 500	436	391	788	73	28	16	142 733
<i>en 2010</i>	<i>21 181</i>	<i>110</i>	<i>33</i>	<i>69</i>	<i>200</i>	<i>25</i>	<i>15</i>	<i>12</i>	<i>21 645</i>

PV – Comparaisons européennes et objectif 2020 de la Wallonie



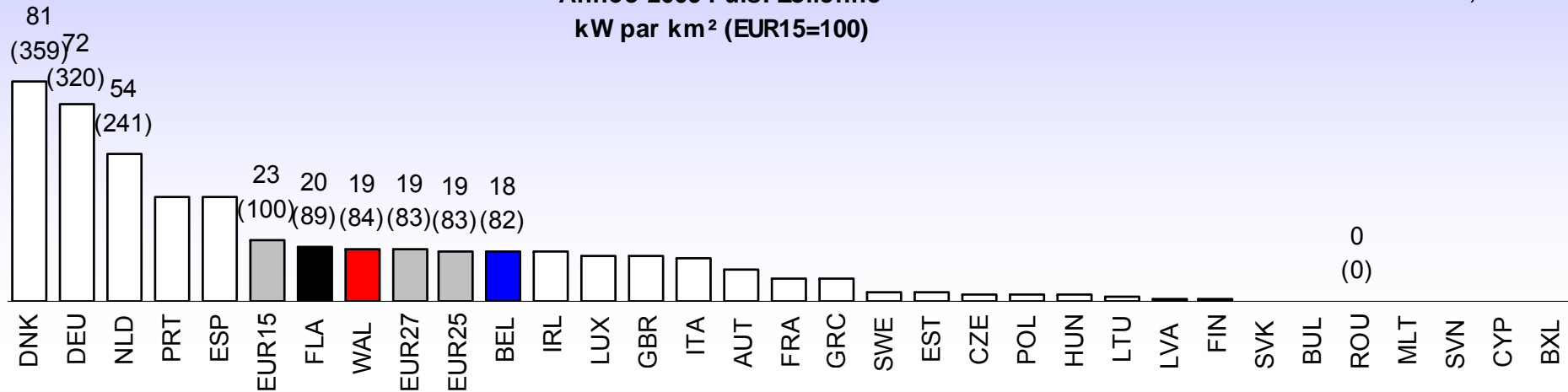
Objectif 2020	Scénario n°1	Scénario n°2	Unité
PV	363	443	kWc / 1000 hab.*
(*) population de référence 2009			



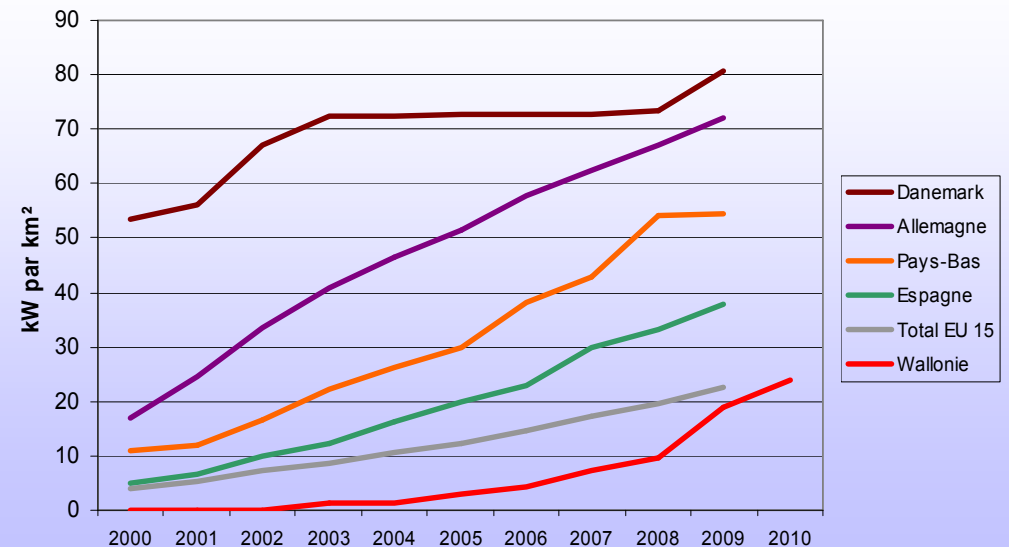
Eolien - Comparaisons européennes et objectifs 2020 de la Wallonie

Année 2009 Puis. Eolienne
kW par km² (EUR15=100)

Source : Observ'ER, ICEDD, AIE



Objectif 2020	Scénario n°1	Scénario n°2	Unité
Eolienne	91	126	kW / km ²



Hypothèses pour construction du parc de production futur

Distribution des productions

Moyenne de % production (Sous-Filière) Parc futur	Gammes de puissance (III)						
Filières (I)	<= 10 kW	10 à 100 kW	100 à 250 kW	250 kW à 1 MW	1 à 5 MW	5 à 10 MW	10 à 25 MW
Cogen biomasse	0%	0%	0%	7%	58%	4%	26%
Cogen fossile	2%	1%	6%	14%	29%	30%	18%
Eolienne	1%	1%	0%	2%	86%	10%	0%
Hydraulique	0%	1%	2%	3%	10%	37%	46%
PV	28%	51%	4%	8%	4%	4%	0%
Biomasse pure	0%	0%	0%	0%	4%	15%	23%

Puissance type

Moyenne de PuissanceType	Gammes de puissance (III)						
Filières (I)	<= 10 kW	10 à 100 kW	100 à 250 kW	250 kW à 1 MW	1 à 5 MW	5 à 10 MW	10 à 25 MW
Cogen biomasse	5	100	200	750	2 000	7 500	12 000
Cogen fossile	1	50	149	548	1 989	7 620	15 918
Eolienne	10	50	200	750	3 500	7 500	12 000
Hydraulique	5	100	200	750	2 000	7 500	12 000
PV	5	100	200	750	2 000	7 500	12 000
Biomasse pure	5	100	200	750	2 000	7 500	12 000

Durée d'utilisation

Moyenne de Durée d'utilisation par défaut	Gammes de puissance (III)						
Filières (I)	<= 10 kW	10 à 100 kW	100 à 250 kW	250 kW à 1 MW	1 à 5 MW	5 à 10 MW	10 à 25 MW
Cogen biomasse	5 445	6 673	6 673	6 673	7 000	7 000	7 000
Cogen fossile	3 000	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500
Eolienne	800	800	1 500	2 015	2 190	2 190	2 190
Hydraulique	2 200	2 200	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000
PV	850	850	850	850	850	850	850
Biomasse pure	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500

Hypothèses pour la répartition des *installations PV futures* à l'horizon 2020

Sur base des informations transmises par la CWaPE, la puissance photovoltaïque a été répartie par code postal sur l'ensemble du territoire wallon.

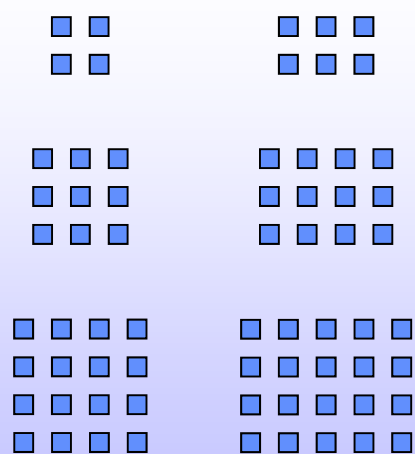
Cette production actuelle répartie par code postal a été multipliée par un facteur adéquat pour obtenir les chiffres des scénarios PMDE/CWaPE_2011 et EDORA pour les puissances < 250 kW. On suppose donc que la distribution de la répartition géographique de puissances photovoltaïques restera inchangée d'ici à 2020.

A défaut d'information sur la localisation des futurs 'parcs' photovoltaïques (puissance >250kW), ceux n'ont pas été localisés et les cartes produites n'en tiennent dès lors pas compte.

Hypothèses pour la répartition des **éoliennes** futures à l'horizon 2020

Les puissances existantes à fin 2010 ont été géolocalisées.

Ces puissances existantes ont alors été déduites du potentiel éolien étudié dans le cadre de la mission ICEDD/APERE réalisée pour le compte d'Elia et ramené à l'échelle du code postal. Nous obtenons alors des un potentiel résiduel par code postal (superficie -> nbre de mâts).



<i>Nbre de mâts par zone</i>	<i>Nbre de champs</i>	<i>Potentiel en mâts</i>
4	48	192
6	52	312
9	23	207
12	22	264
15	41	615
TOTAL	186	1590

Hypothèses pour la répartition des éoliennes futures à l'horizon 2020

Hypothèse suivie, on utilise toutes les zones potentielles et en plaçant :

- 2 éoliennes par zone potentielle (186) et en ajustant la puissance, on retombe sur l'objectif éolien pour le scénario CWaPE.
- 3 éoliennes par zone... objectif EDORA.

Hypothèses pour la répartition des cogénérations fossiles/biomasses futures à l'horizon 2020

Les puissances actuelles (segmentées par classe de puissance et par type (fossile ou biomasse) ont été localisées par code postal

Les puissances potentielles fossiles (étude ICEDD) réparties par code postal, segmentées par classe de puissance et multipliées par un facteur adapté seront ajoutées à l'existant de manière à retrouver les chiffres (hors μ -cogen fossile) des scénarios PMDE/CWaPE_2011 et EDORA.

Hypothèses pour la répartition des cogénérations fossiles/biomasses futures à l'horizon 2020

Pour les μ -cogens fossiles, on fait l'hypothèse que leur répartition future sur le territoire sera comparable à la répartition du PV actuel (mix entre population vs revenus) mais on exclut les codes postaux non desservis par le réseau gaz.

Avec cette nouvelle répartition obtenue, on distribue les 25 000 unités de μ -cogen par codes postaux.

Hypothèses pour la répartition des *installations hydroélectriques futures* à l'horizon 2020

Les puissances actuelles et planifiées (connues à ce jour par l'ICEDD), segmentées par classe de puissance, seront localisées par code postal. Avec ces puissances, on couvre respectivement 99% et 92% des objectifs des scénarios PMDE/CWaPE 2011 et EDORA.

A défaut d'information, le solde de puissance nécessaire pour atteindre ces objectifs ne sera pas localisé.

Résumé des hypothèses prises

PV : uniquement $P < 250$ kW et distribution géographique actuelle inchangée

Eolien : distribution basée sur étude de potentiel et toutes les zones identifiées sont valorisées mais avec un nombre réduit de mâts

Cogénérations fossiles :

- Distribution des μ -cogen semblable à la distribution du PV hors zone dépourvue de réseau gaz
- Distribution basée sur étude de potentiel (consommateurs)

Cogénérations biomasses : Distribution basée sur étude de potentiel (consommateurs)

Hydro : installations fonctionnelles et planifiées couvrent déjà $> 90\%$ du potentiel. Le solde n'a pas été localisé.

Présentation des cartes

2 scénarii :

- PMDE/CWaPE 2011
- EDORA)

3 niveaux de tension selon les puissances installées :

- $P < 250 \text{ kW}$ BT
- $250 \text{ kW} \leq P < 5 \text{ MW}$ MT (hors éoliennes)
- $\geq 5 \text{ MW}$ HT (éoliennes)

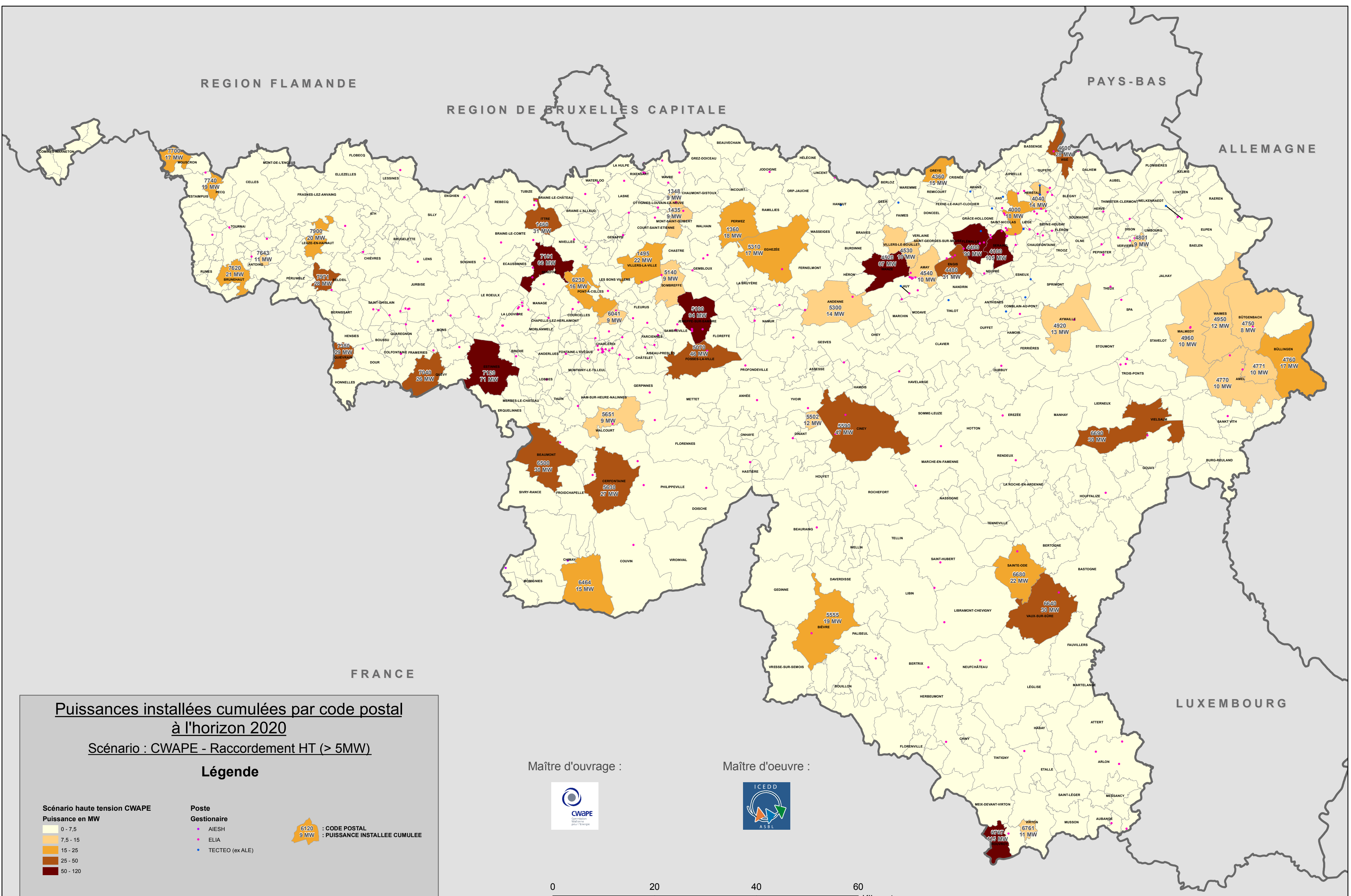
-> 6 cartes

ANNEXE 7: CARTE CWAPE HT 01 MARS 2011

Type	Carte
Date	01/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 2
Intitulé	Carte CWaPE HT 01 mars 2011
Auteur	ICEDD
Statut	Pour réaction



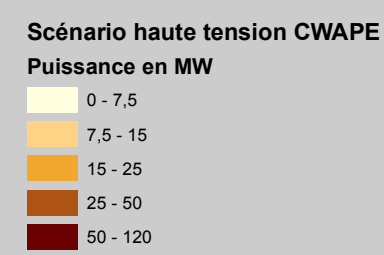
Adobe Acrobat
Document



Puissances installées cumulées par code postal à l'horizon 2020

Scénario : CWAPE - Raccordement HT (> 5MW)

Légende



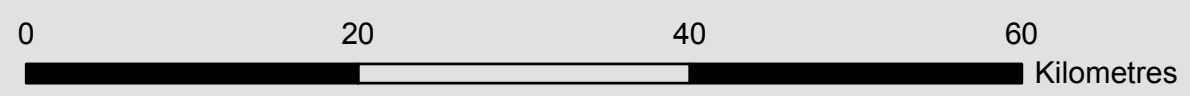
- Poste
Gestionnaire
- AIESH
 - ELIA
 - TECTEO (ex ALE)

6120 : CODE POSTAL
9 MW : PUISSANCE INSTALLEE CUMULEE

Maître d'ouvrage :



Maître d'oeuvre :

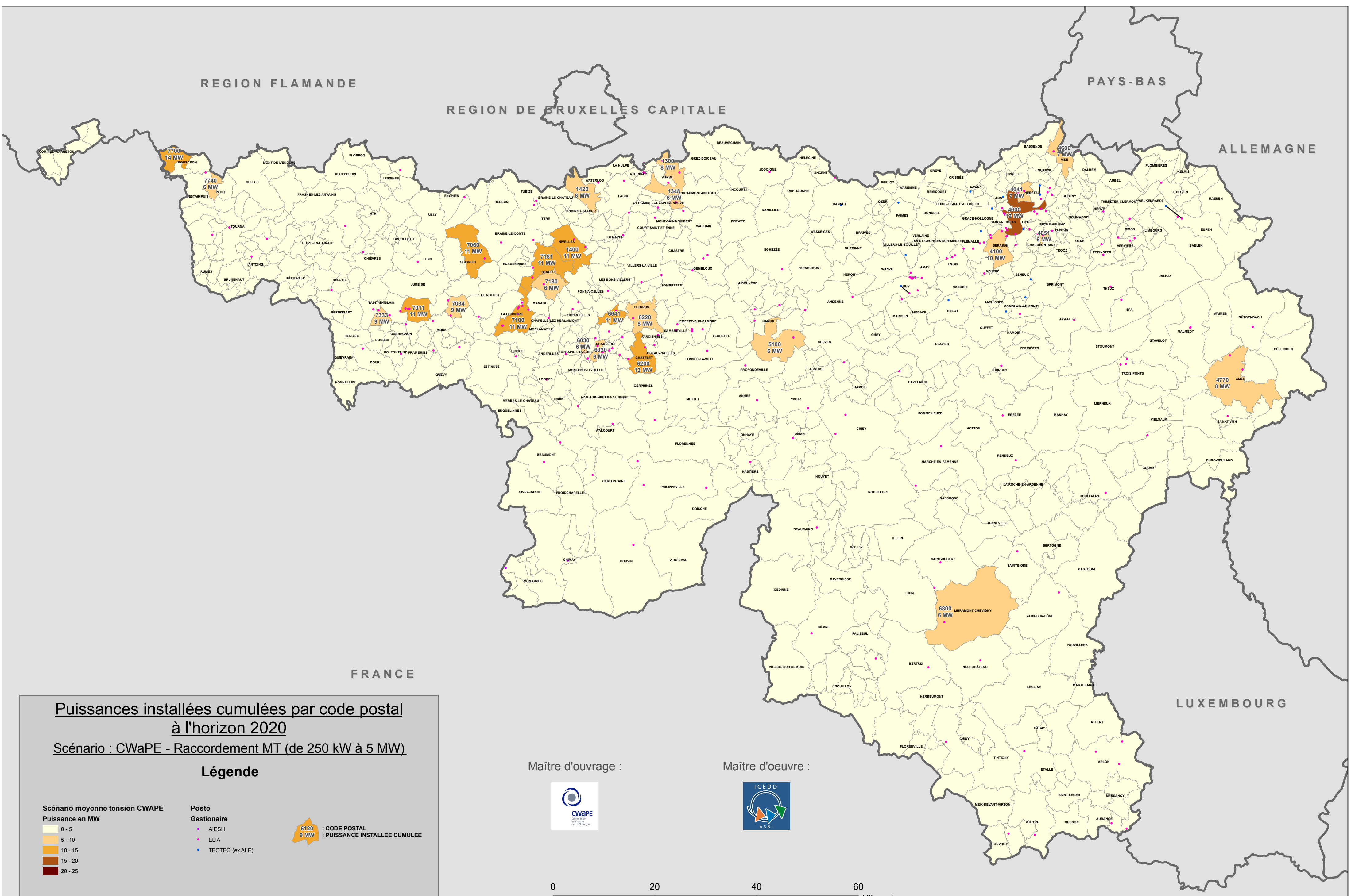


ANNEXE 8: CARTE CWAPE MT 01 MARS 2011

Type	Carte
Date	01/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 2
Intitulé	Carte CWaPE MT 01 mars 2011
Auteur	ICEDD
Statut	Pour réaction



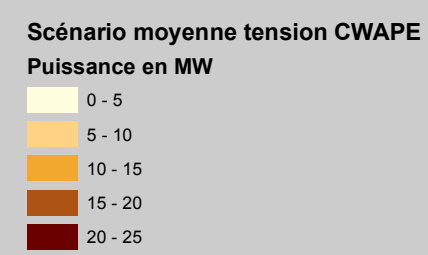
Adobe Acrobat
Document



Puissances installées cumulées par code postal à l'horizon 2020

Scénario : CWaPE - Raccordement MT (de 250 kW à 5 MW)

Légende



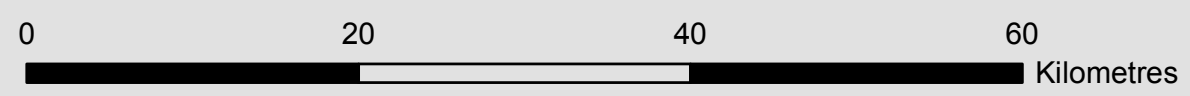
- Poste Gestionnaire
- AIESH
 - ELIA
 - TECTEO (ex ALE)

6120 : CODE POSTAL
9 MW : PUISSANCE INSTALLEE CUMULEE

Maître d'ouvrage :



Maître d'oeuvre :

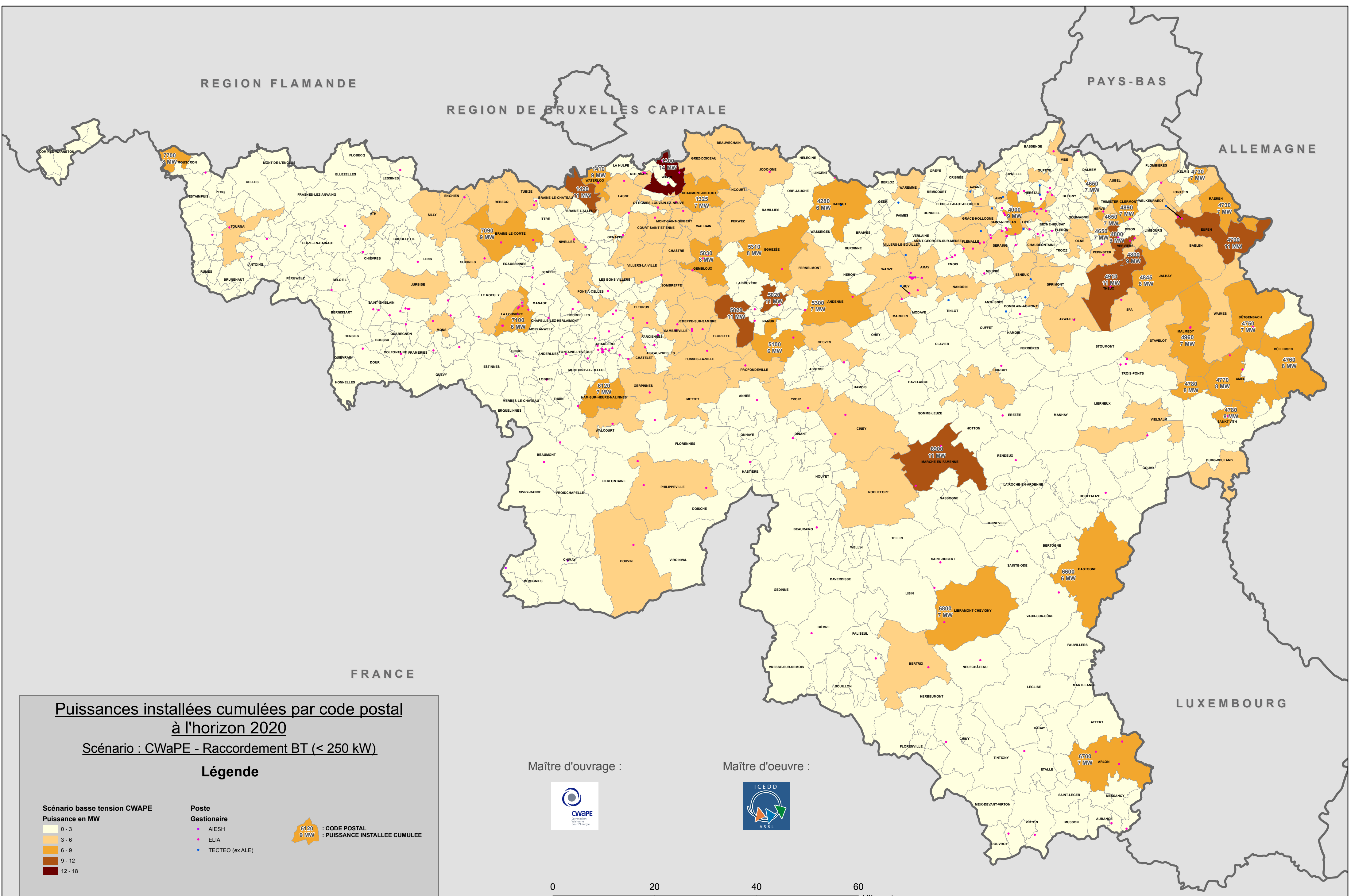


ANNEXE 9: CARTE CWAPE BT 01 MARS 2011

Type	Carte
Date	01/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 2
Intitulé	Carte CWaPE BT 01 mars 2011
Auteur	ICEDD
Statut	Pour réaction



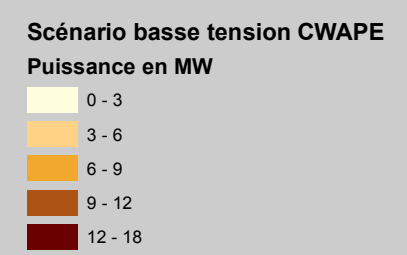
Adobe Acrobat
Document



Puissances installées cumulées par code postal à l'horizon 2020

Scénario : CWaPE - Raccordement BT (< 250 kW)

Légende



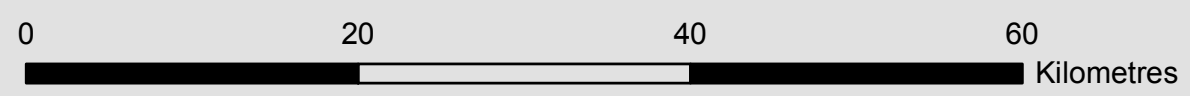
- Poste
Gestionnaire
- AIESH
 - ELIA
 - TECTEO (ex ALE)

6120 : CODE POSTAL
9 MW : PUISSANCE INSTALLEE CUMULEE

Maître d'ouvrage :



Maître d'oeuvre :

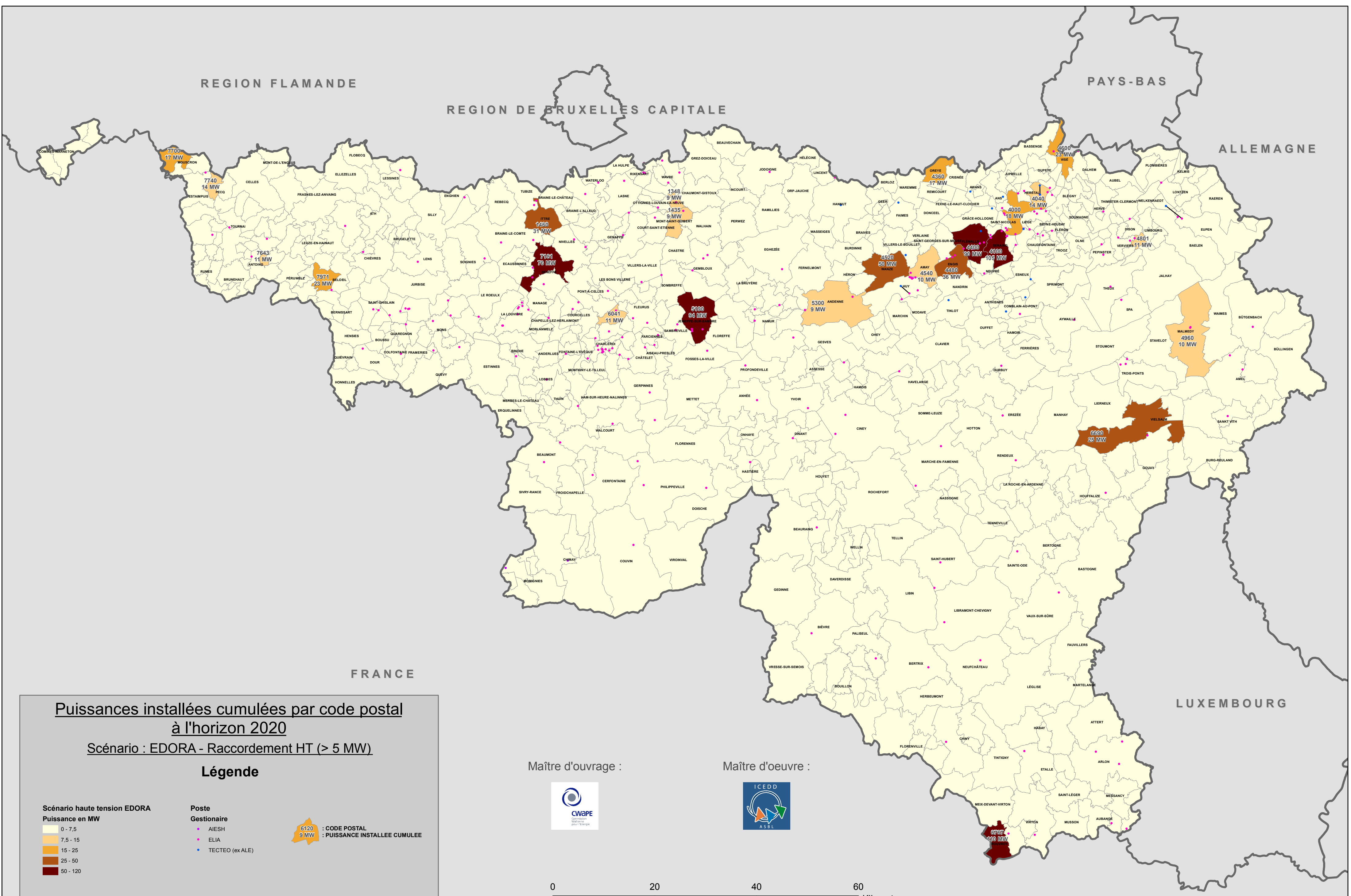


ANNEXE 10: CARTE EDORA HT 01 MARS 2011

Type	Carte
Date	01/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 2
Intitulé	Carte Edora HT 01 mars 2011
Auteur	ICEDD
Statut	Pour réaction



Adobe Acrobat
Document



Puissances installées cumulées par code postal à l'horizon 2020

Scénario : EDORA - Raccordement HT (> 5 MW)

Légende

- Scénario haute tension EDORA**
Puissance en MW
- 0 - 7,5
 - 7,5 - 15
 - 15 - 25
 - 25 - 50
 - 50 - 120

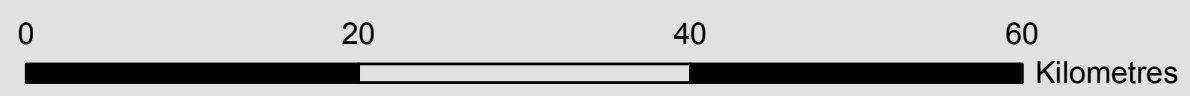
- Poste**
Gestionnaire
- AIESH
 - ELIA
 - TECTEO (ex ALE)

6120 : CODE POSTAL
 9 MW : PUISSANCE INSTALLEE CUMULEE

Maître d'ouvrage :



Maître d'oeuvre :

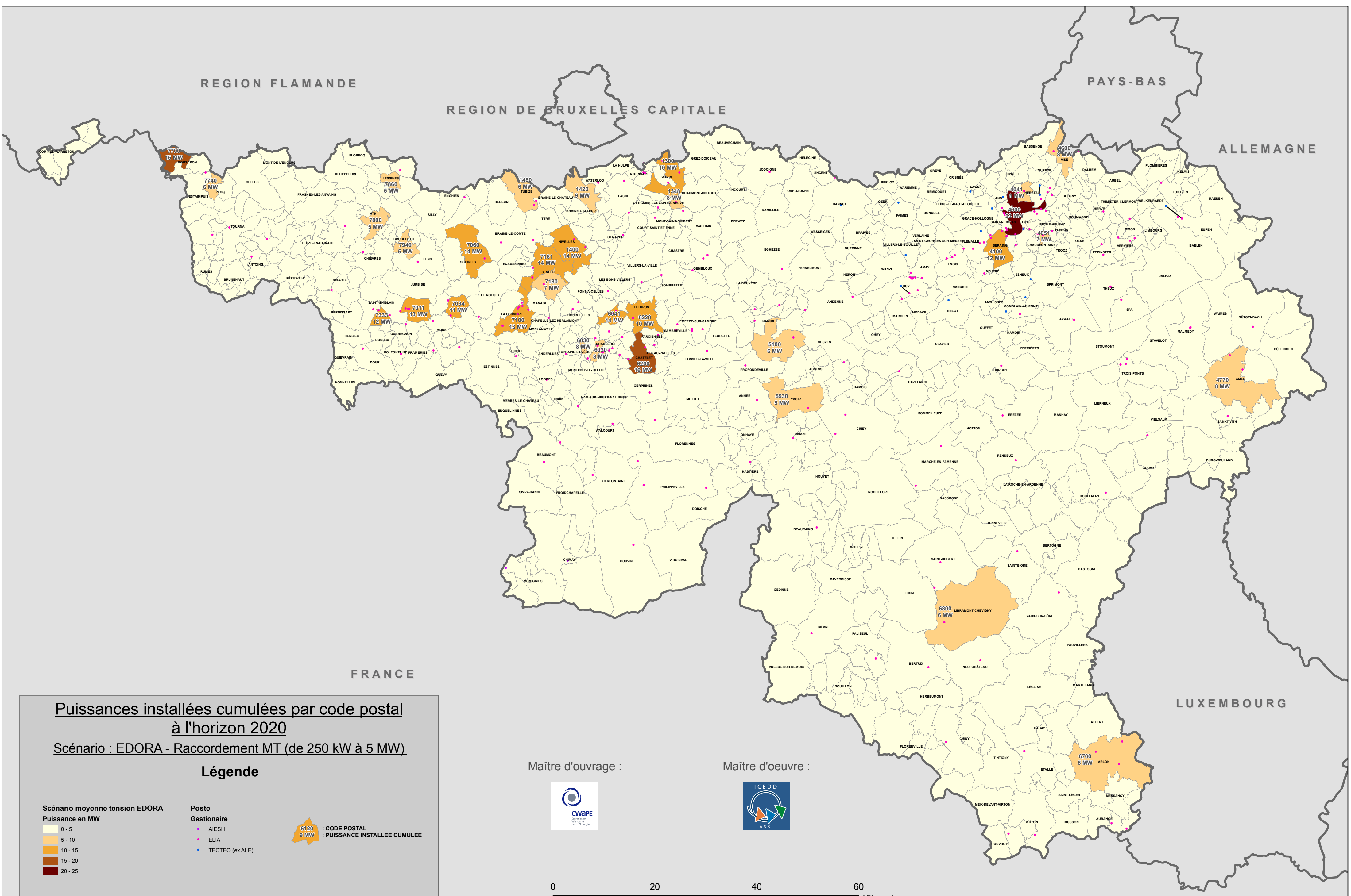


ANNEXE 11: CARTE EDORA MT 01 MARS 2011

Type	Carte
Date	01/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 2
Intitulé	Carte Edora MT 01 mars 2011
Auteur	ICEDD
Statut	Pour réaction



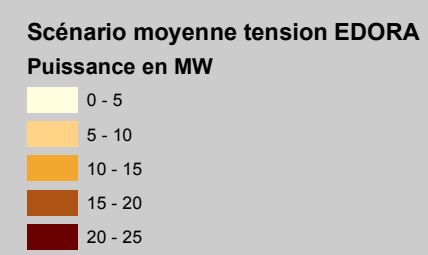
Adobe Acrobat
Document



Puissances installées cumulées par code postal à l'horizon 2020

Scénario : EDORA - Raccordement MT (de 250 kW à 5 MW)

Légende



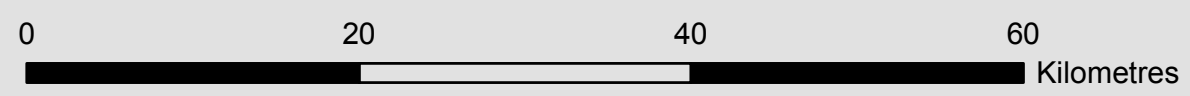
- Poste Gestionnaire
- AIESH
 - ELIA
 - TECTEO (ex ALE)

6120 : CODE POSTAL
9 MW : PUISSANCE INSTALLEE CUMULEE

Maître d'ouvrage :



Maître d'oeuvre :

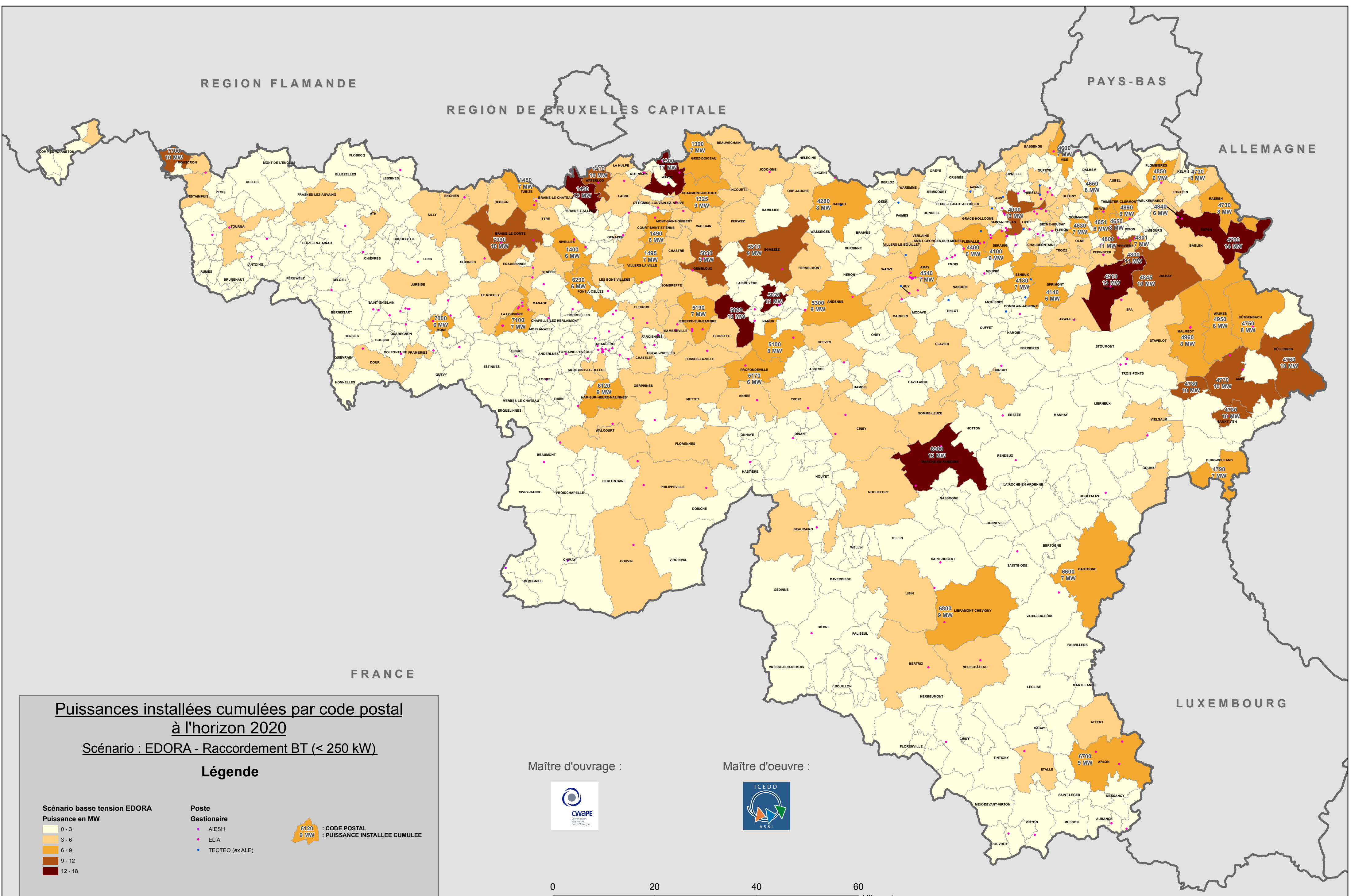


ANNEXE 12: CARTE EDORA BT 01 MARS 2011

Type	Carte
Date	01/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 2
Intitulé	Carte Edora BT 01 mars 2011
Auteur	ICEDD
Statut	Pour réaction



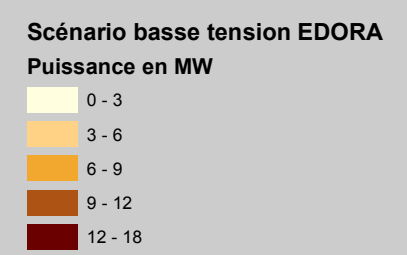
Adobe Acrobat
Document



Puissances installées cumulées par code postal à l'horizon 2020

Scénario : EDORA - Raccordement BT (< 250 kW)

Légende



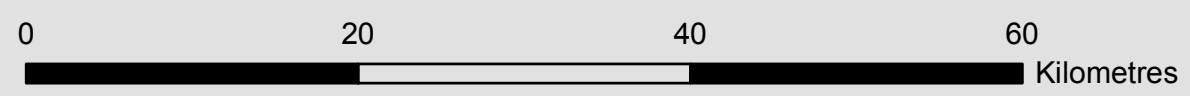
- Poste
Gestionnaire
- AIESH
 - ELIA
 - TECTEO (ex ALE)

6120 : CODE POSTAL
9 MW : PUISSANCE INSTALLEE CUMULEE

Maître d'ouvrage :



Maître d'oeuvre :



ANNEXE 13: PROCÈS-VERBAL

Type	Procès-verbal
Date	15/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 3
Intitulé	Procès-verbal
Auteur	CWaPE
Statut	Approuvé



Procès-verbal – Session 3

Groupe de Travail 1 « Productions décentralisées » - REDI

Date et lieu : 15 mars 2011 (AM), CWaPE

Présences

Acteur	Membre	Organisation
Producteur	Franck GERARD	Edora
	Yvan HELLA	Edora
	Michel VANDERGUCHT	Electrabel
	Raoul NIHART	SPE
Gestionnaire du réseau de distribution	Frédéric LEFEVRE	ORES
	Daniel DEJONG	Tecteo
	Ugo VERMINIO	Tecteo
Gestionnaire du réseau de transport	Stéphane OTJACQUES	Elia
	Fabian GEORGES	Elia
Académique	Damien ERNST	Université de Liège
Consultant	Frédéric JACQUEMIN	ICEDD
	Yves MARENNE	ICEDD
Régulateur	Francis GHIGNY	CWaPE
	Alain VASTEELS	CWaPE
	Frédéric TOUNQUET	CWaPE
	Jean-François SARTIAUX	CWaPE

Ordre du jour

- Approbation du procès verbal de la session précédente
- Présentation de la méthodologie de l'étude ORES (Commune de Flobecq)
- Présentation de la méthodologie de l'étude Tecteo (Poste de Hesbaye)
- Présentation de la méthodologie de l'étude ELIA (Boucle de l'Est)
- Discussion du choix des zones pour la réalisation des études de cas
- Suite des travaux – Agenda (CWaPE)

Procès-verbal

Approbation du procès verbal de la session précédente

Le projet de procès verbal est approuvé en séance, les précisions apportées par Fawaz Al-Bitar (EDORA) au document initial étant acceptées.

INTER-REGIES a adressé à la CWaPE un certain nombre de questions et remarques par courrier. Ce courrier est parcouru en séance. Francis Ghigny précise qu'en ce qui concerne les remarques portant sur l'étude réalisée par l'ICEDD, les sessions précédentes ont apporté les précisions nécessaires. Il rappelle que les résultats concernant la répartition géographique des unités de production décentralisées constituent des projections illustrant une réalisation possible des objectifs de production en 2020 et ne doivent en aucun cas être considérés comme un plan d'équipement. Toutefois, les plans d'adaptation des gestionnaires de réseau devront tenir compte des développements futurs de la production décentralisée.

Concernant la dénomination des niveaux de tension utilisés pour la répartition géographique, Francis Ghigny propose de retenir les termes propres à la tarification (BT, trans BT, MT et trans MT). La dénomination des cartes sera également adaptée en conséquence.

Présentation de la méthodologie de l'étude Tecteo (Poste de Hesbaye)

Voir présentation.

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. 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 présent sur le poste source.

Ugo Verminio présente les résultats de ces simulations, qui démontrent l'existence d'une zone critique durant laquelle la puissance injectée est supérieure à la surcharge admissible du

transformateur (120 % de la puissance nominale). L'ampleur de cette zone critique est également présentée au moyen d'une courbe monotone illustrant le prélèvement horaire net sur une année au niveau du poste. Cette zone représente environ 40 heures par an.

Francis Ghigny considère que ce cas illustre bien pour quelles raisons un projet de production décentralisée peut être refusé, compte tenu des critères d'acceptation actuels. La présentation a permis de montrer l'existence d'un problème dans le cas d'un projet concret, mais a également permis de quantifier l'ampleur de celui-ci, au moyen d'une courbe monotone du prélèvement net.

Stéphane Otjacques insiste sur la faible quantité d'énergie qui est en jeu pendant ces 40 heures et ~~s'étonne que ce projet ait pu être refusé~~[indique que ce cas d'application est à l'origine de la réflexion et la proposition d'un type d'accès dit conditionnel ou flexible](#). Elia indique qu'en outre, la contrainte examinée dans le contexte de la surcharge d'un transformateur est une contrainte thermique. Cela implique qu'un dépassement temporaire des limites d'injection peut être toléré par cet élément du réseau compte tenu de son inertie thermique. Elia rappelle toutefois que la surcharge admissible est définie dans le cas où l'énergie est injectée dans le sens normal (primaire vers secondaire). La valeur de surcharge admissible pourrait être différente dans le cas étudié ici puisque l'énergie remonte sur le plan de tension, du secondaire vers le primaire.

Francis Ghigny remercie Tecteo pour l'étude réalisée et rappelle que l'objet du Groupe de Travail 2 « Consommateurs finals » est de trouver des moyens techniques permettant d'effacer cette zone critique au moyen d'une gestion active de la demande. Une fois les travaux du GT2 suffisamment avancés, une nouvelle session du GT1 « Productions décentralisée » sera organisée de manière à étudier les possibilités de moduler la production.

Il rappelle toutefois que l'étude présentée précédemment au GT1 (réalisation des objectifs de production décentralisée) a bien montré que de nombreuses unités de production, issues majoritairement des filières éolienne et photovoltaïque, devront pouvoir être intégrées au réseau. La discussion sur la modulation de la production ne doit donc intervenir qu'après avoir évalué le potentiel réalisable de consommation différée au moyen d'une gestion active de la demande. Il propose également de se concentrer sur le poste de Croix-Chabot dans le cadre de cette étude de cas.

Yvan Hella indique que les technologies existantes (électronique de puissance) permettent d'envisager une modulation de ~~la~~ [production individuelles actives et réactives](#), contrairement au fonctionnement en « tout ou rien » envisagé actuellement dans le cadre des [accès/raccordements flexibles](#).

Fabian Georges rejoint cet avis et indique que des réflexions sont en cours à ce sujet. Il propose de mettre à disposition des participants des informations sur ce sujet par l'intermédiaire du forum REDI.

Présentation de la méthodologie de l'étude ORES (Commune de Flobecq)

Voir présentation.

Frédéric Lefèvre présente la méthodologie développée par ORES afin d'étudier l'impact du renouvelable sur les réseaux basse tension. Il indique que la réalisation de cette étude 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 à d'autres cas. ORES indique toutefois que les résultats et le retour d'expérience pourront être utilement partagés avec le groupe de réflexion REDI.

Frédéric Lefèvre explique que la méthode développée doit permettre de prendre en compte la particularité des problèmes rencontrés lors d'une intégration importante de productions photovoltaïques dans le réseau de distribution. Ces problèmes ne concernent pas, contrairement au cas précédent, des contraintes thermiques mais bien des phénomènes de surtension et de déclenchement des onduleurs. Il convient donc de disposer d'un modèle permettant d'évaluer le comportement du réseau à un niveau de détail particulièrement élevé, ce qui rend la tâche complexe. Il indique que les problèmes seront également quantifiés sur base d'une courbe monotone de prélèvement net, ce qui montre la complémentarité avec les travaux menés par les groupes de travail REDI.

Yvan Hella salue cette initiative, pionnière en Belgique, qui vise à étudier l'impact de la production décentralisée sur le plan de tension au niveau du réseau de distribution. Il rappelle qu'à son avis les productions photovoltaïques pourraient contribuer au réglage de tension même si elles ne sont pas programmées pour le faire actuellement. Damien Ersnt considère que les deux cas (Tecteo et ORES) sont particulièrement intéressants dans la mesure où ils abordent les deux problèmes fondamentaux que pose ~~nt~~ l'intégration de production décentralisée (surcharge thermique et surtension).

Les participants procèdent à un échange de vue sur la méthode employée et des questions techniques sont adressées à ORES. Frédéric Lefèvre propose de revenir vers les participants afin d'apporter des éléments d'information permettant de répondre à leurs interrogations.

Francis Ghigny rappelle que cette étude est réalisée par ORES qui en fait profiter le groupe de réflexion REDI. Il n'appartient donc pas aux Groupes de Travail d'imposer une méthode particulière à ORES ou de remettre en cause les objectifs poursuivis par la réalisation de cette étude. Il salue enfin l'initiative prise par ORES qui permettra de contribuer et d'alimenter les réflexions actuelles et futures des Groupes de Travail.

Présentation de la méthodologie de l'étude ELIA (Boucle de l'Est)

Voir présentation.

Fabian Georges présente le contexte de la Boucle de l'Est et indique que, contrairement aux autres cas, l'ampleur du problème est plus étendue et ne concerne pas un poste en particulier mais bien une boucle entière de réseau. Les réflexions prendront la forme d'une publication commune ELIA-ORES qui sera présenté à la conférence CIRED en juin 2011. Il indique toutefois que les résultats et les solutions présentées ne pourront être généralisés de facto à l'ensemble du territoire.

Francis Ghigny partage ce dernier point et indique que c'est la méthode qui est le principal élément d'intérêt, en particulier au niveau de l'interaction entre les parties (GRD, GRT et producteur). Il rappelle à cet égard la possibilité d'indemnité de coupure pour les producteurs. Il précise aussi que la situation pourrait être différente selon le type de production (par exemple éolienne ou biomasse). Une possibilité supplémentaire réside dans les tarifs d'injection mais cette piste présente d'autres inconvénients. Ces différentes possibilités pourront être débattues dans le cadre de la quatrième

session du Groupe de Travail « Production décentralisée». Francis Ghigny considère qu'ELIA pourra continuer à apporter une contribution pertinente aux réflexions menées dans le cadre de REDI, raison pour laquelle ils ont été invités à participer aux Groupes de Travail ultérieurs.

Stéphane Otjacques précise que d'autres études sont en cours, certaines au niveau européen. Une de ces études traite de la possibilité de réaliser un « *virtual power plant* » sur base d'un marché organisé avec appels d'offres pour les différents services pouvant être rendus par les différents producteurs.

Frédéric Lefèvre répond à des interventions de participants qui l'interpellent sur l'étendue des réflexions d'ORES. Il informe ceux-ci qu'il s'est limité dans la présentation et les discussions qui ont suivies aux sujets qui concernent directement REDI mais qu'il serait faux de croire qu'ORES ne mène pas une réflexion à long terme qui englobent d'autres problématiques que celles débattues dans le Groupe de Travail.

Yvan HELLA rappelle également l'intérêt de comprendre les évolutions générales au niveau européen qui vont influencer le comportement du réseau électrique wallon et potentiellement son taux d'acceptation des productions décentralisées : comment vont évoluer les niveaux de puissance de court circuit en HT et BT avec la pénétration des productions renouvelables et partant le réglage coordonné de la tension ? les flux sur les réseaux 70 kv et 30 kv sont-ils totalement indépendants des réglages des transformateurs déphaseurs installés aux frontières belges et essentiellement réglés pour favoriser le couplage des prix sur les marchés B, F, G, L, NL ?

Il attire également l'attention sur l'intérêt de visibiliser l'effet potentiel sur les réseaux de la gestion des dispositifs de stockages et déstockages.

Etudes de cas

Sur base des présentations qui ont précédé, Francis Ghigny propose aux participants les études de cas suivantes:

1. Etude de cas « Basse tension » - Commune de Flobecq

ORES est invité à faire partager au groupe de réflexion REDI le retour d'expérience issu de cette étude. Il est toutefois entendu qu'ORES conduira celle-ci selon sa propre méthodologie et qu'il ne revient en aucun cas au groupe de réflexion REDI d'imposer à ORES des contraintes d'ordre méthodologiques ou organisationnelles lors de la réalisation de l'étude de cas.

2. Etude de cas « Transformateur basse tension »

Cas similaire au cas n°3 mais au niveau d'un poste de transformation BT dont on dispose de données de comptage. Frédéric Lefèvre indique que la demande de telles données a déjà été transmise aux services concernés au sein d'ORES et qu'elle est en cours. ORES précise qu'il a retenu un cas semi-urbain de façon à le distinguer du cas de Flobecq. La principale difficulté réside dans la caractérisation de la charge située en aval du poste (nombre et type de raccordements). Cette étude serait réalisée par la CWaPE selon sa propre méthode sur base

des données des gestionnaires de réseau de distribution. La CWaPE invite donc les gestionnaires de réseau de distribution à se manifester s'il dispose de données pertinentes.

3. Etude de cas « Transformateur moyenne tension » - Région de Hesbaye

Tecteo est invité à mener cette étude basée sur le cas du poste de Croix-Chabot, conformément à la présentation faite en séance. A cet effet, il est également demandé à Tecteo de pouvoir fournir un descriptif des prélèvements situés en aval de ce poste, afin d'alimenter les travaux du Groupe de Travail 2 « Consommateurs finals » qui étudiera la réalisation du potentiel d'effacement au moyen d'une gestion active de la charge.

Daniel Dejong indique que Tecteo a la volonté de poursuivre cette étude et qu'il transmettra les informations demandées. Il répond également favorablement à la demande de la CWaPE de faire une brève présentation du cas « Région de Hesbaye » lors de la prochaine réunion plénière du 6 avril.

4. Etude de cas « Réseau de transport » – Boucle de l'Est

Elia est invité à faire bénéficier les participants du retour d'expérience suite aux études menées pour répondre aux problèmes rencontrés dans la boucle de l'Est. La fin de cette étude étant prévue pour le mois de juin, il est demandé à Elia de présenter celle-ci à la troisième réunion plénière du 28 juin 2011.

Stéphane Otjacques confirme qu'Elia présentera le résultat de ses réflexions lors de la troisième réunion plénière.

Suite des travaux - Agenda

Frédéric Tounquet présente l'agenda pour le prochain trimestre :

- 06/04 : réunion plénière
- 26/04 : GT2 « Consommateurs finals » - Session 1
- 10/05 : GT2 « Consommateurs finals » - Session 2
- 24/05 : GT2 « Consommateurs finals » - Session 3
- 07/06 : GT1 « Productions décentralisées » - Session 4
- 28/06 : réunion plénière

Sa présentation comprend les différentes tâches à réaliser par les acteurs pour les 4 études de cas ainsi qu'un tableau-type reprenant les données nécessaires pour caractériser les consommations demandées. Les gestionnaires de réseau de distribution concernés s'engagent à mettre à disposition de la CWaPE les données demandées.

Suite aux questions posées par INTER-REGIES, Francis Ghigny réitère sa demande à Elia de pouvoir disposer de l'étude du potentiel éolien. Il soumet ensuite aux membres un projet d'ordre du jour

pour la réunion plénière du 6 avril prochain. Sous réserve de modification de forme, l'ordre du jour proposé recueille le consentement de tous les participants.

* *
*

ANNEXE 14: RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DURABLES ET INTELLIGENTS - REDI

Type	Présentation
Date	15/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 3
Intitulé	Réseaux électriques durables et intelligents - REDI
Auteur	TECTEO
Statut	Pour information

Réseaux électriques durables et intelligents – REDI

Analyse d'un raccordement d'une nouvelle production décentralisée (Parc Eolien) sur le poste source 70kV de Villers-le-Bouillet (Croix-Chabot)

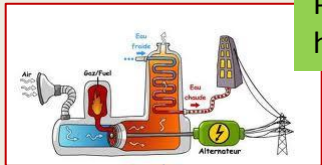
Ugo Verminio

Plan de l'exposé

- Analyse de la situation actuelle
 - Schéma de principe
 - Réseau 70kV
 - Graphes de charges
- Nouveau parc éolien
 - Situation géographique
 - Schéma de principe
 - Graphes de charges + analyse
 - Zone critique
 - Raccordement Où?

Situation actuelle

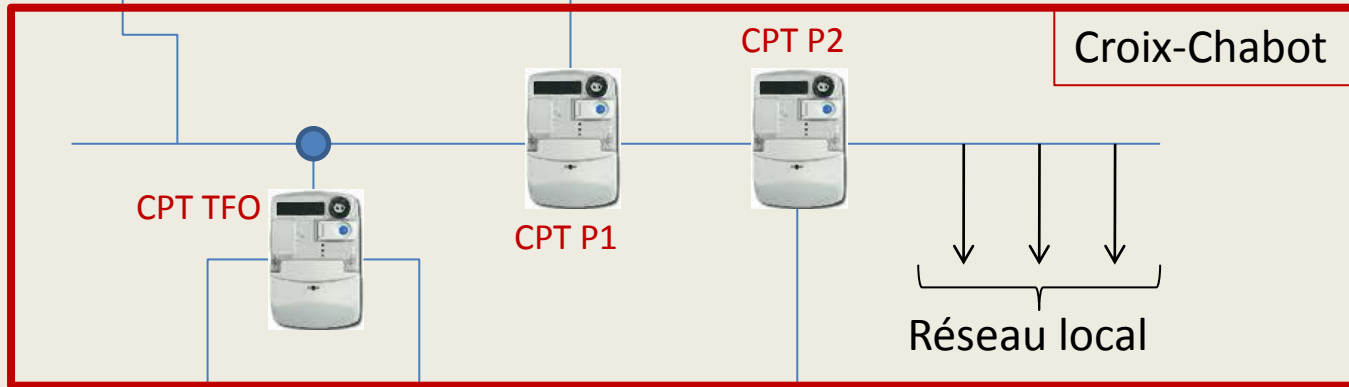
Schéma de principe



Prod. décent. (cogen, hydraulique) 20kW



Parc Eolien
8 x 1,5MVA = 12MVA



TFO n°1

TFO n°2

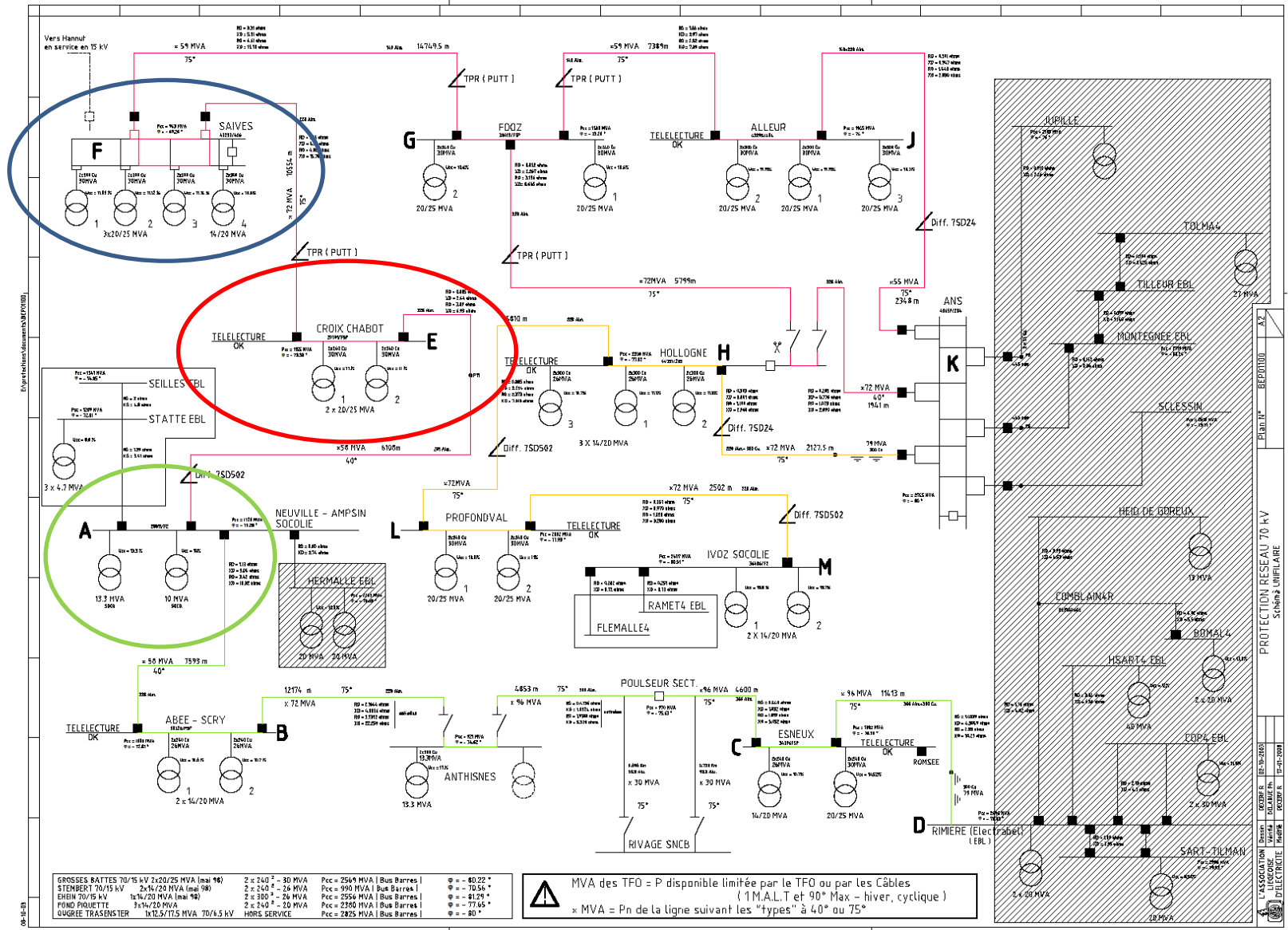
2x 25MVA

Tfo n°1 en charge
Tfo n°2 en secours

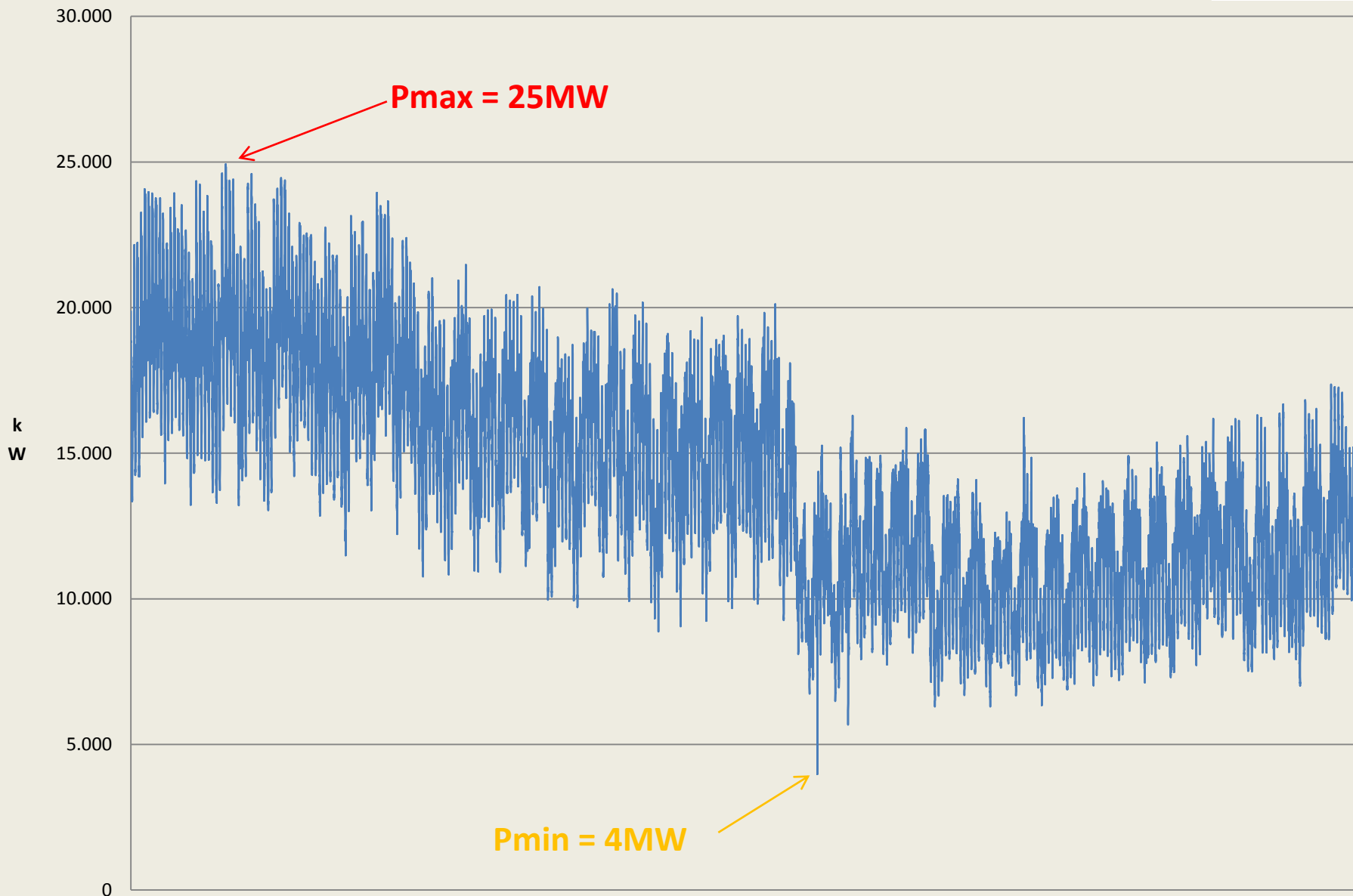
Parc Eolien
5 x 2,5MVA = 12,5MVA



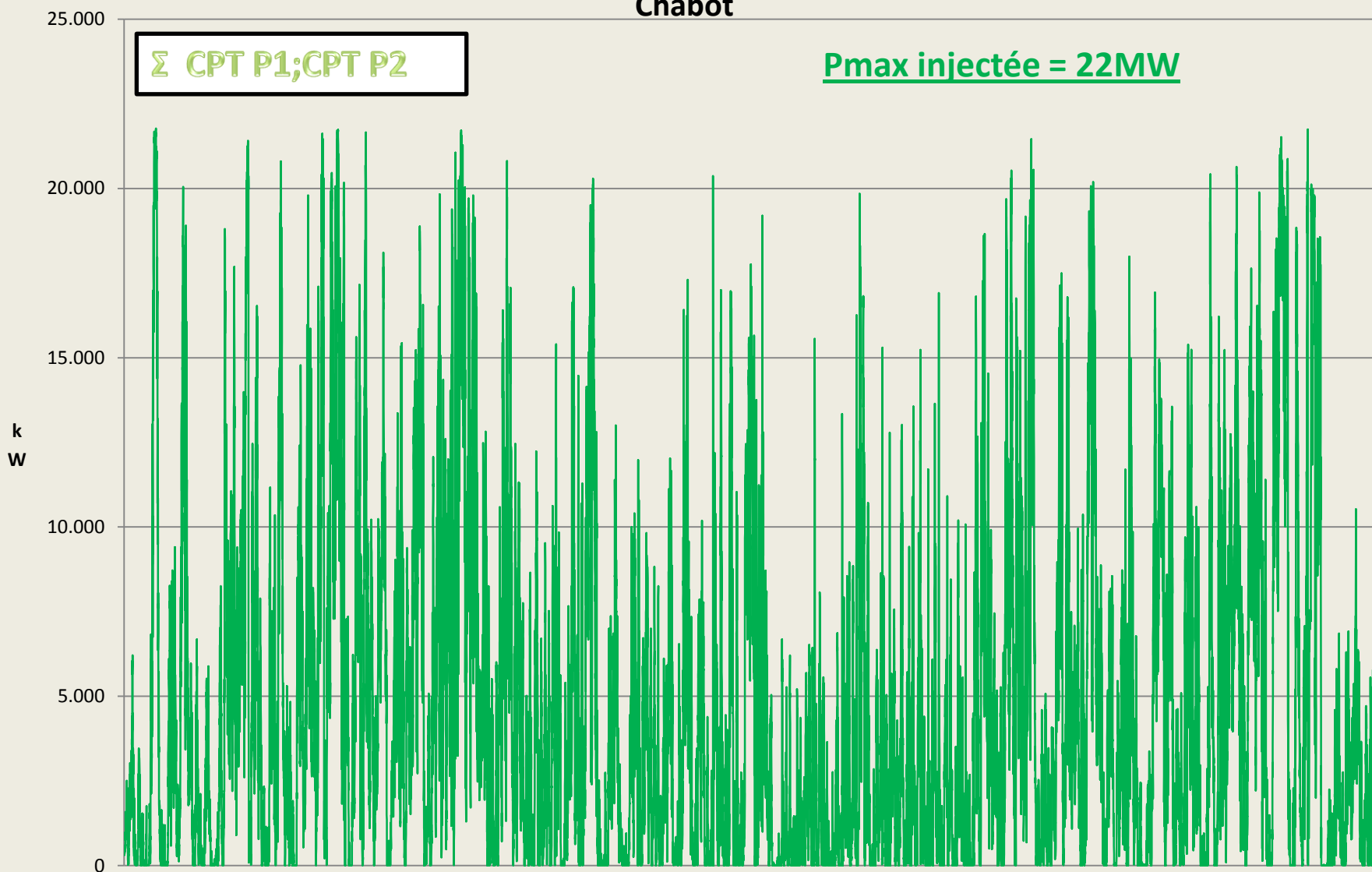
Configuration actuelle réseau 70kV



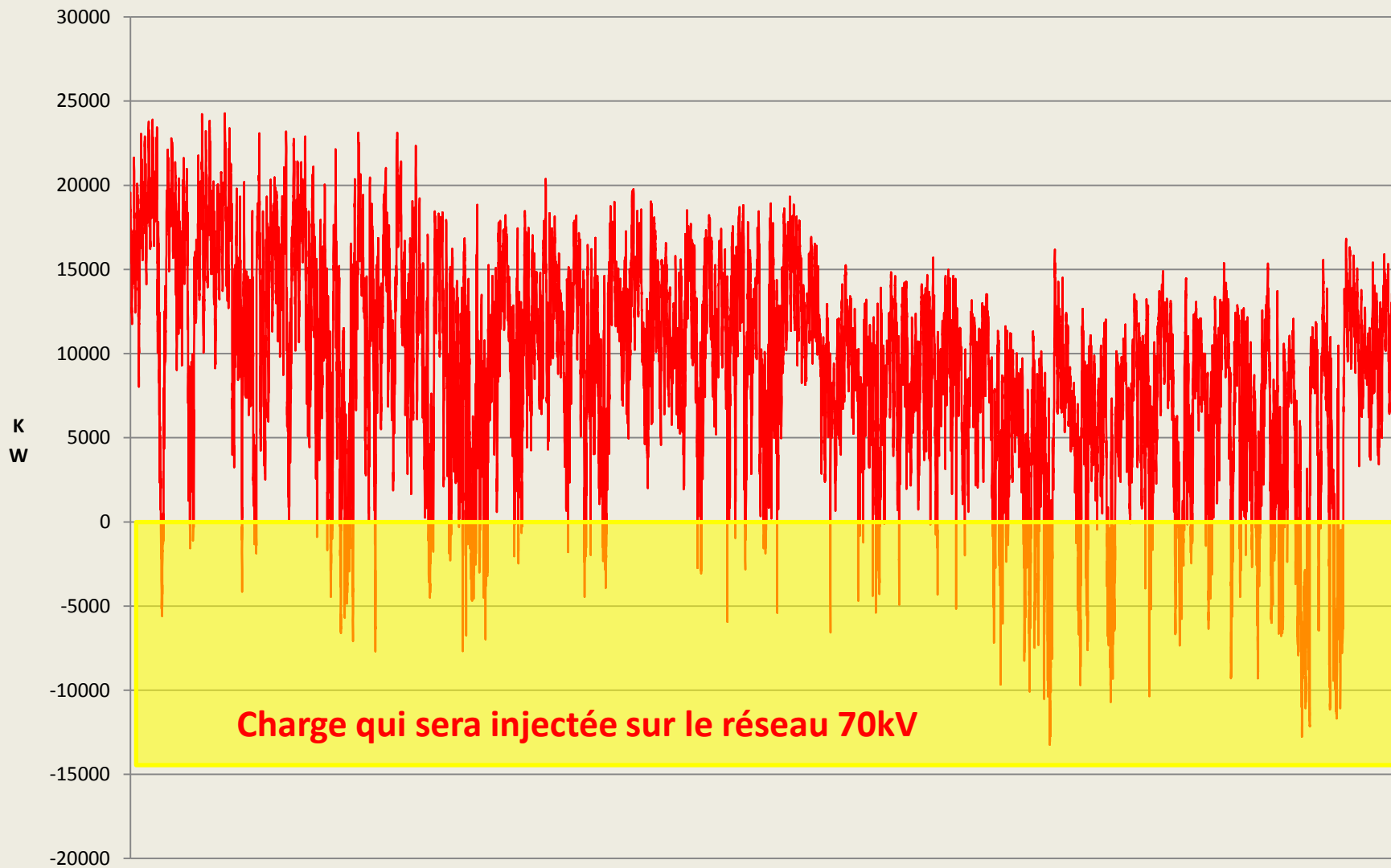
Puissance de Prélèvement pour l'année 2010 au poste 70kV de Croix-Chabot



Σ Productions décentralisées locales pour l'année 2010 au poste 70kV de Croix-Chabot



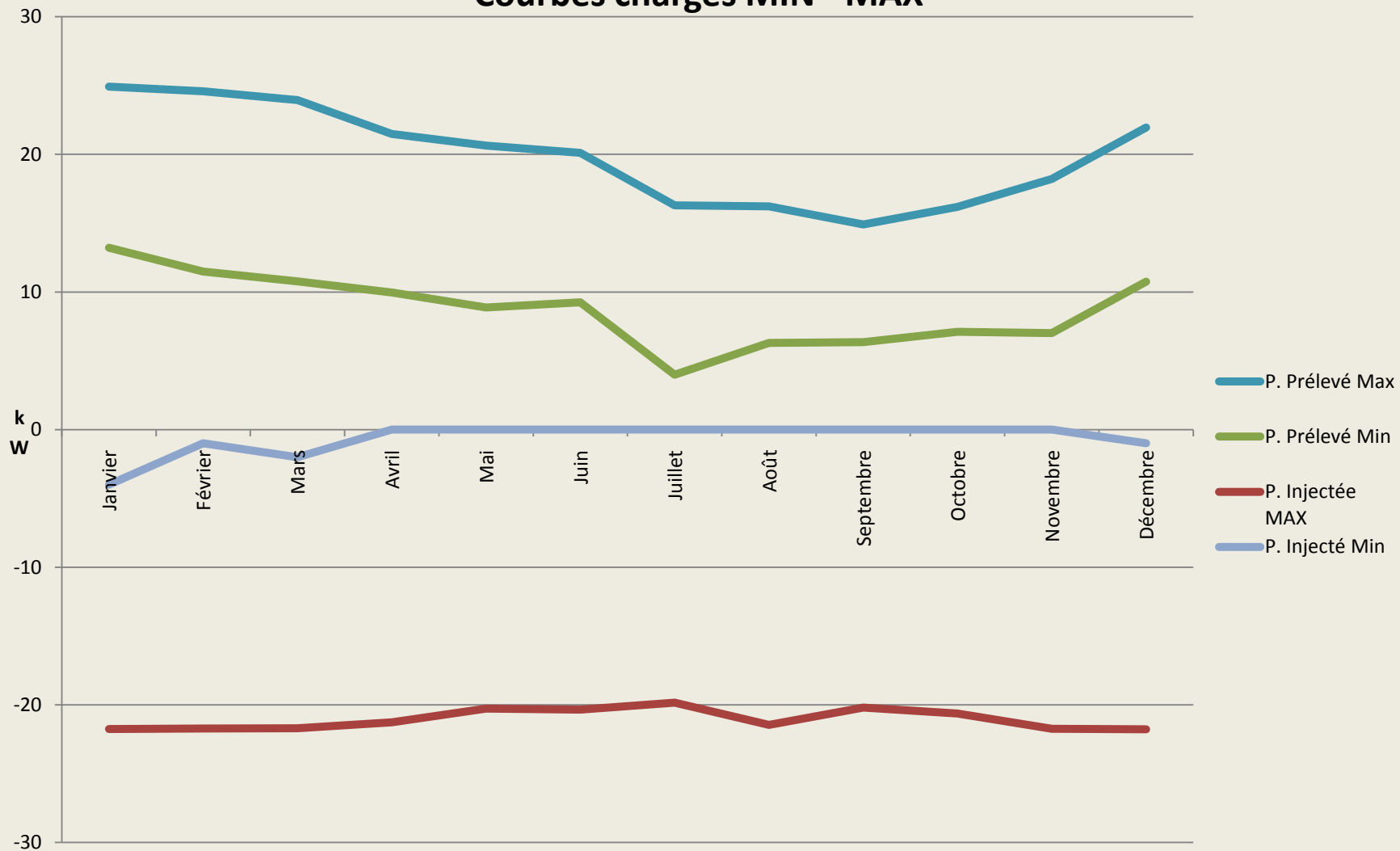
Δ entre Puissance prélevée et Puissance injectée pour l'année 2010 au poste 70 kV de Croix-Chabot



Courbes charges MIN - MAX

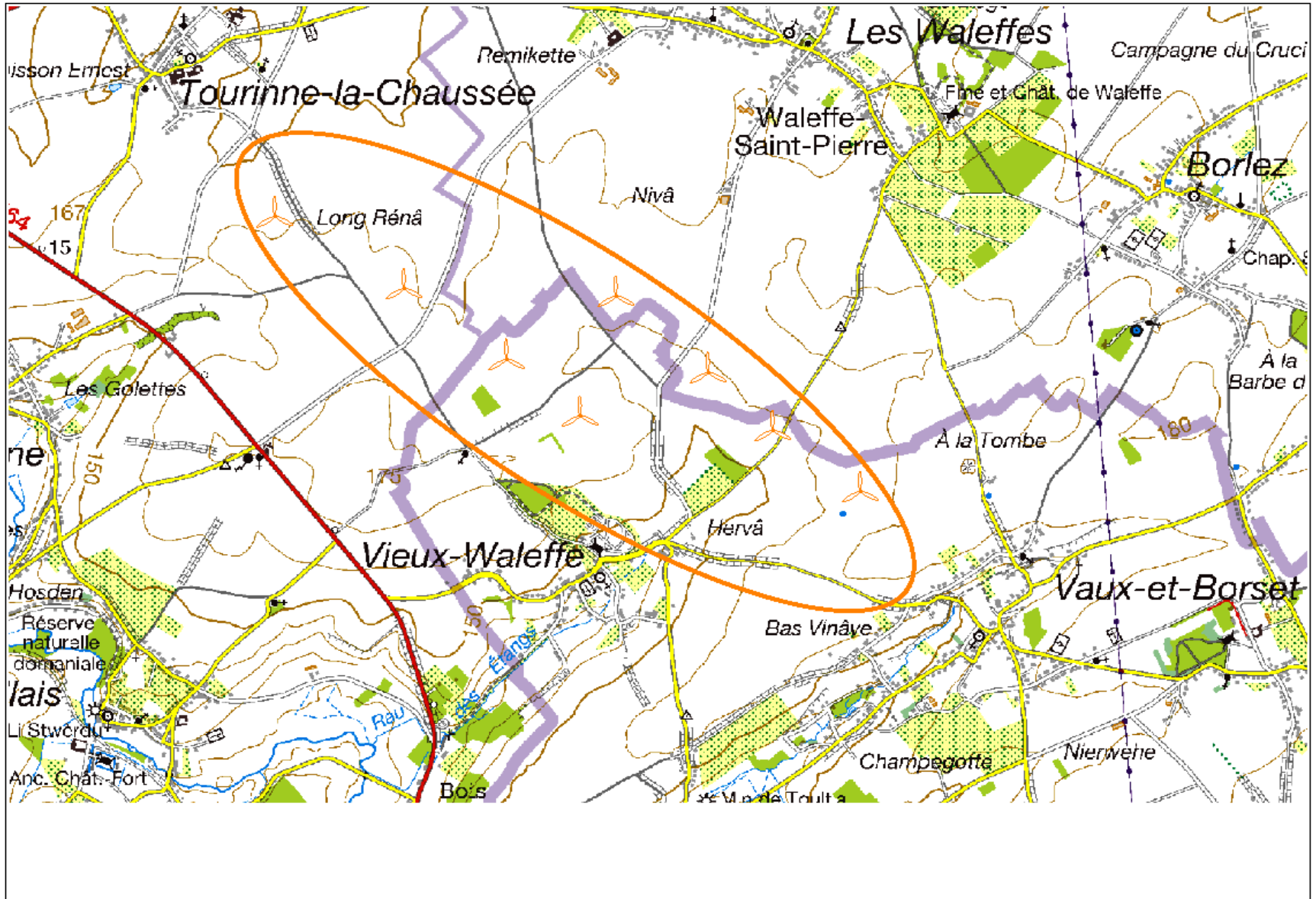
Prélèvement [MVA]

Injection [MVA]



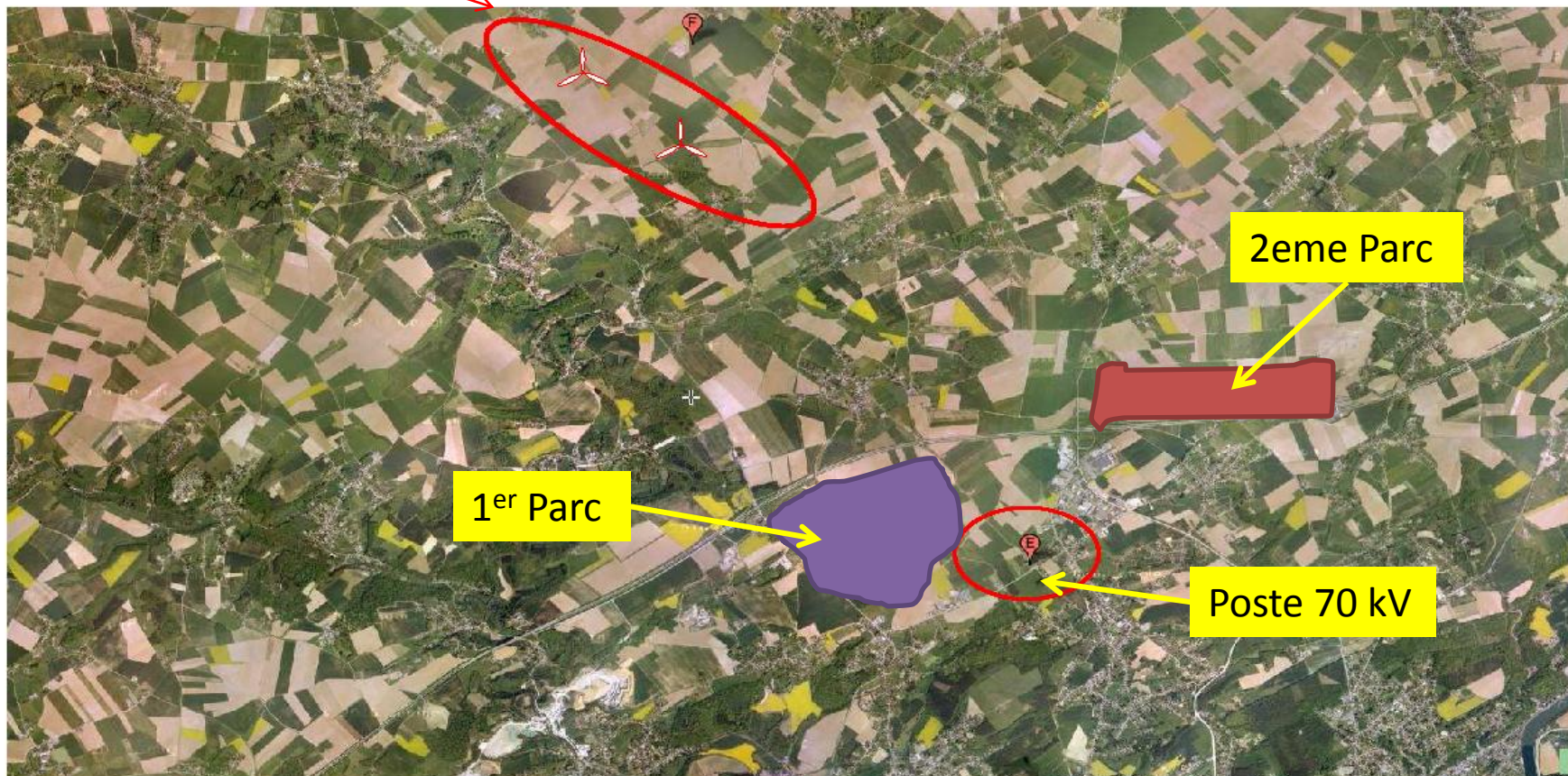
Nouveau parc éolien de
8 machine de 3,3 MVA
entre les communes de :
Les Waleffes
Vieux-Waleffes
Vaux et Borset

Nouvelle demande d'implantation



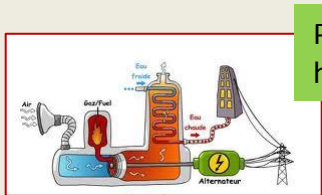
Vue géographique

Futur implantation



Situation future

Schéma de principe



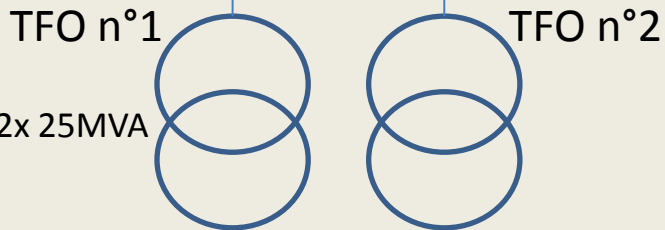
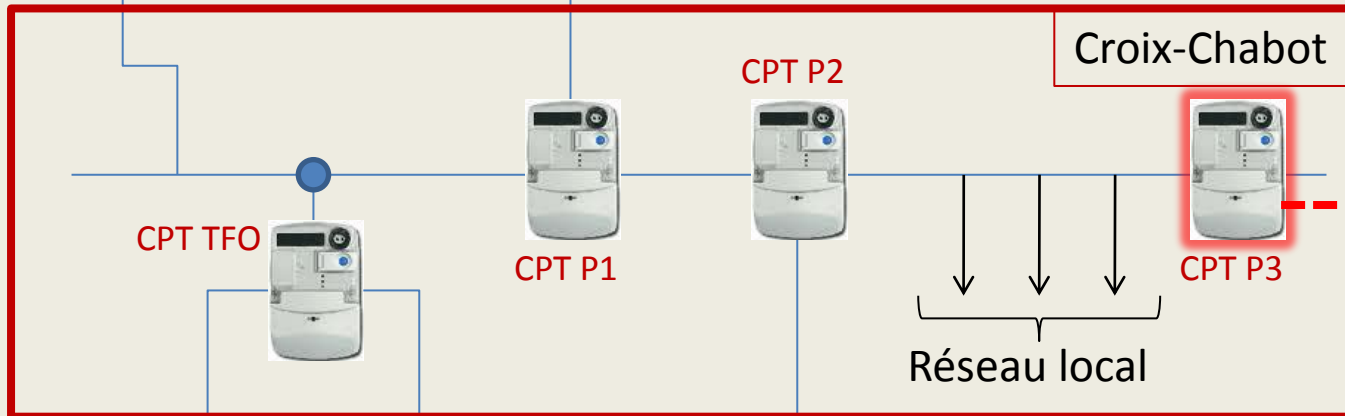
Prod. décent. (cogen, hydraulique) 20KW



Parc Eolien
8 x 1,5MVA = 12MVA



Parc Eolien
8 x 3,3MVA



TFO n°1

TFO n°2

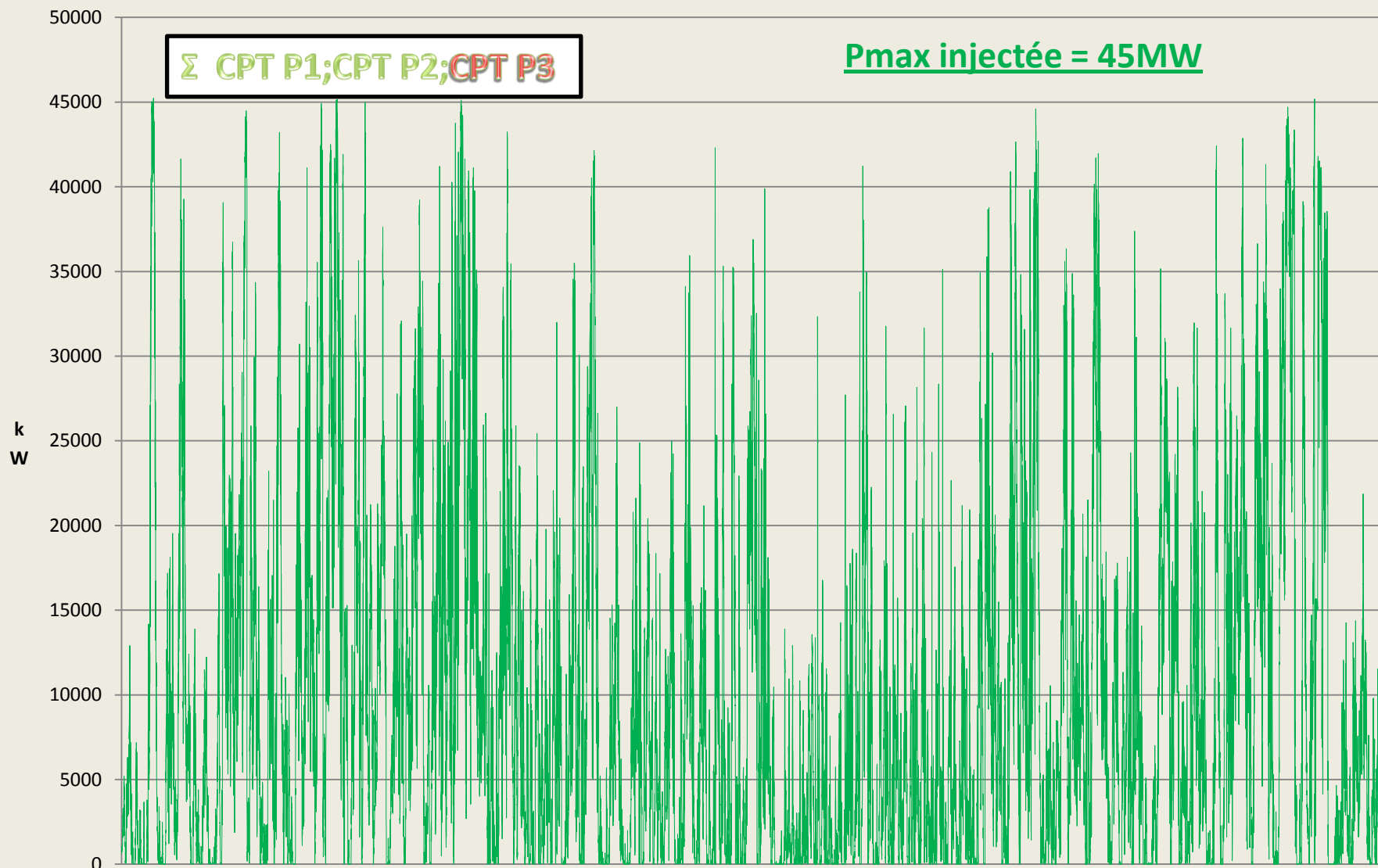
2x 25MVA

Tfo n°1 en charge
Tfo n°2 en secours

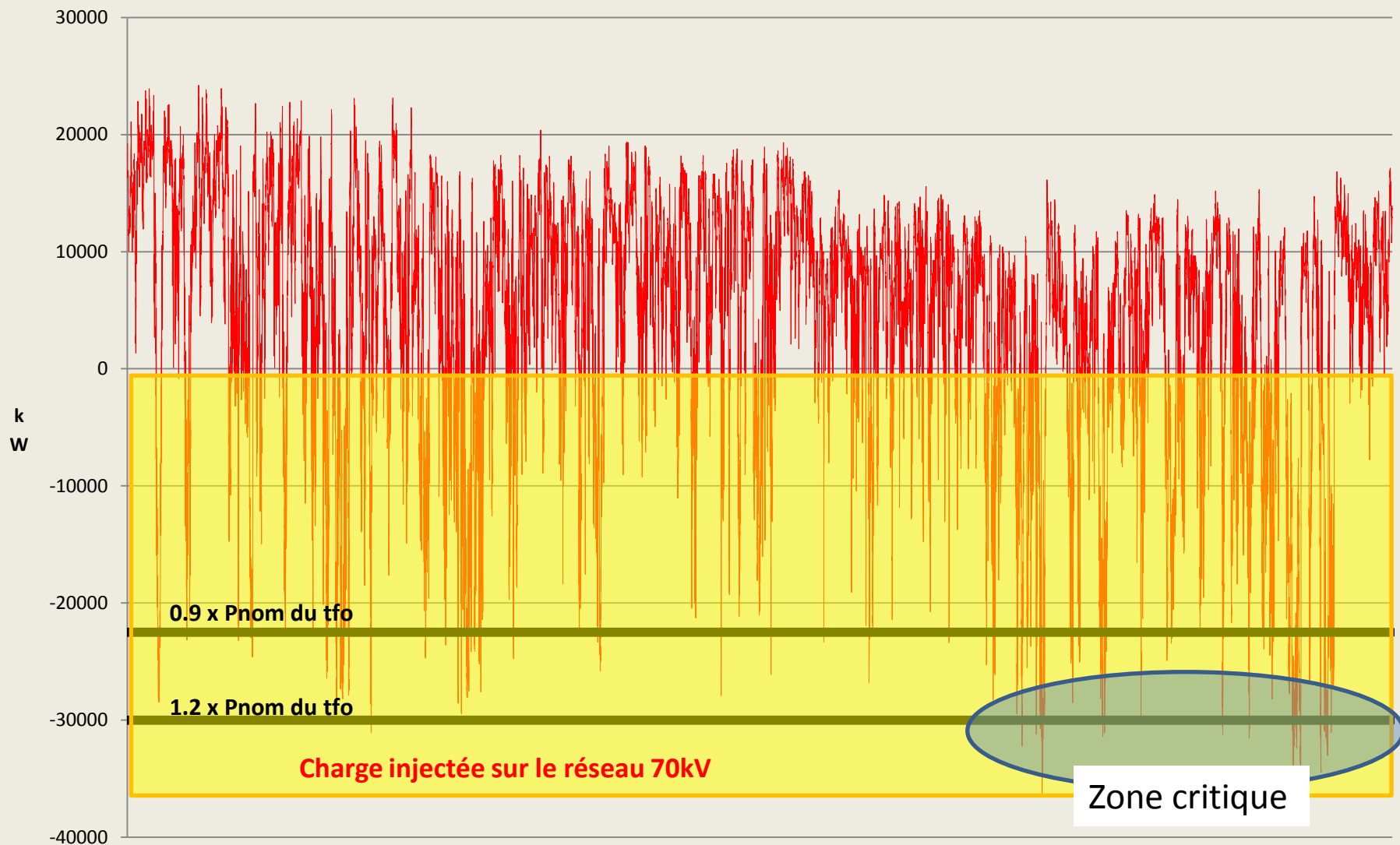
Parc Eolien
5 x 2,5MVA = 12,5MVA

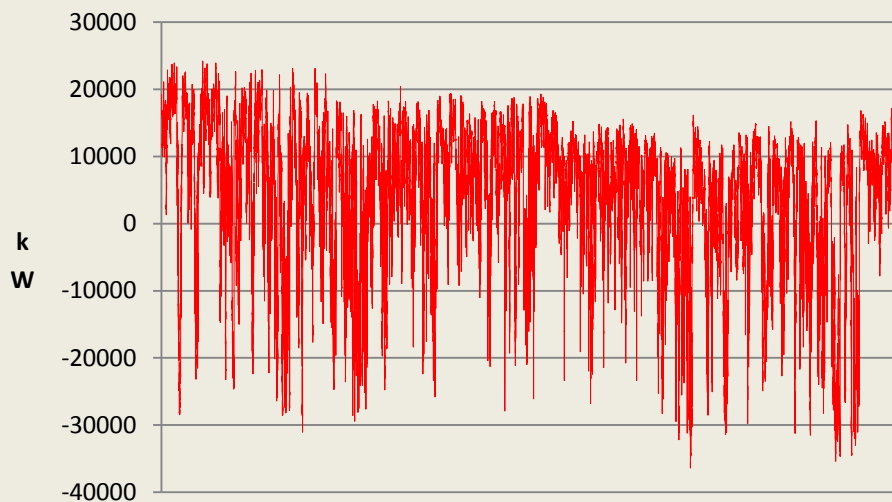


Σ Productions locales + new Parc éolien



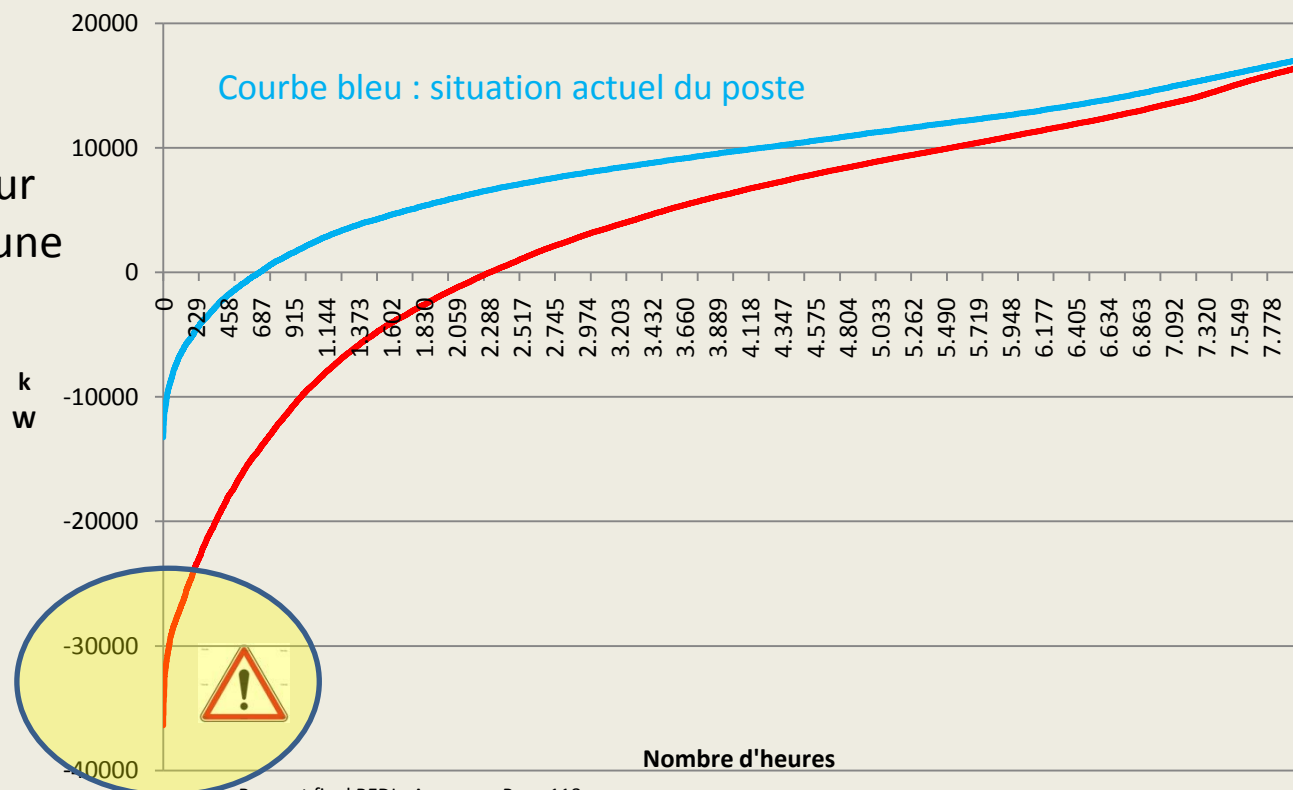
Δ P. prélèvement - P. Injection





Prélèvement horaire net sur un an du poste 70 kV

La puissance est injecté sur le réseau 70 kV pendant une période de 2.300 heures

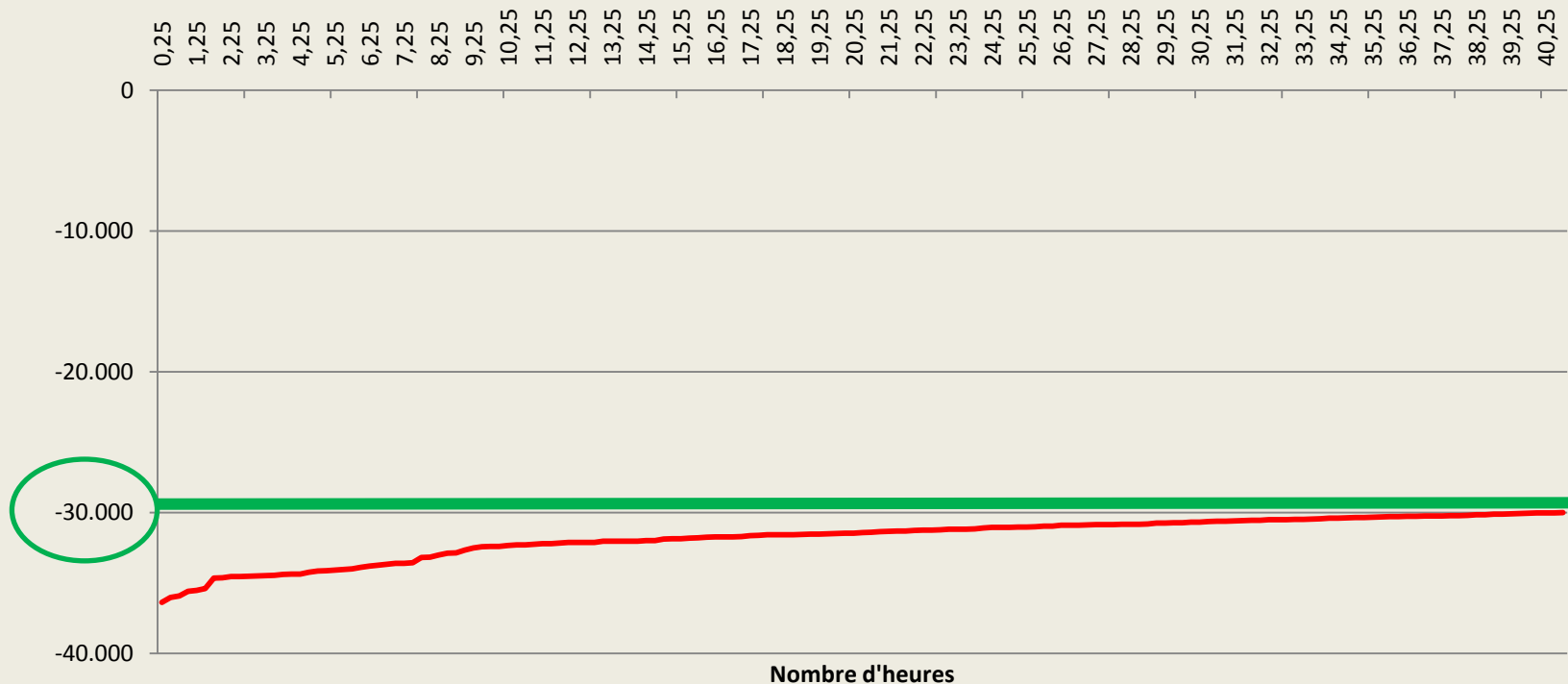


Zone critique

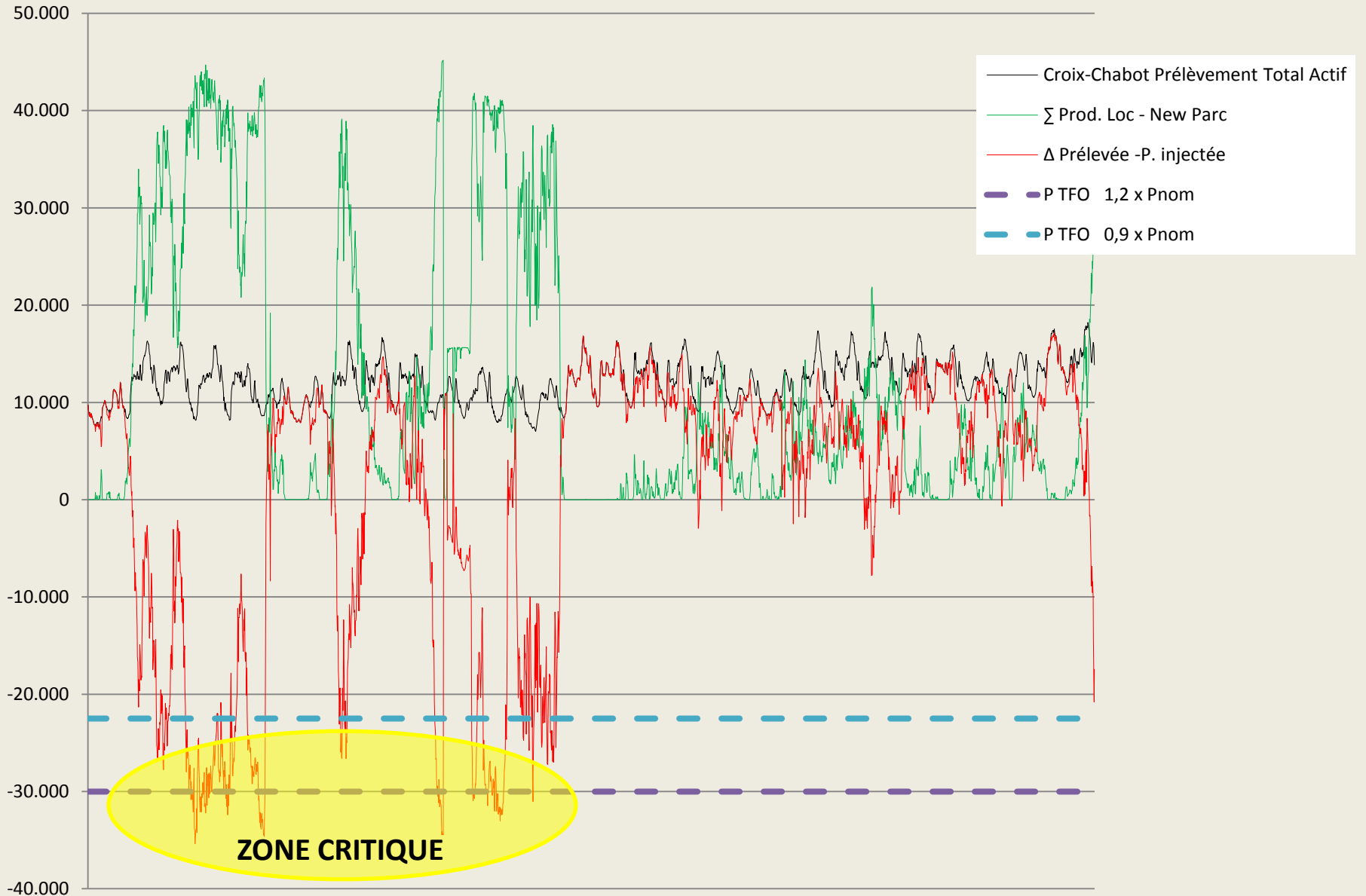
Le delta entre la puissance prélevée et la puissance injectée dépasse la limite admissible du transformateur installé dans le poste 70 kV

Ce dépassement se situe dans le second semestre de l'année 2010

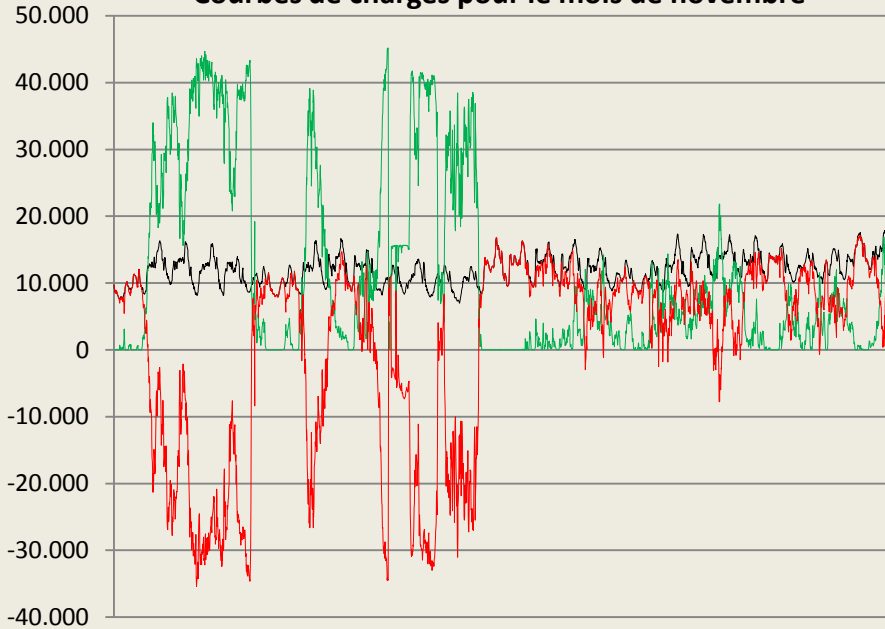
Il représente un dépassement pendant ± 40 heures



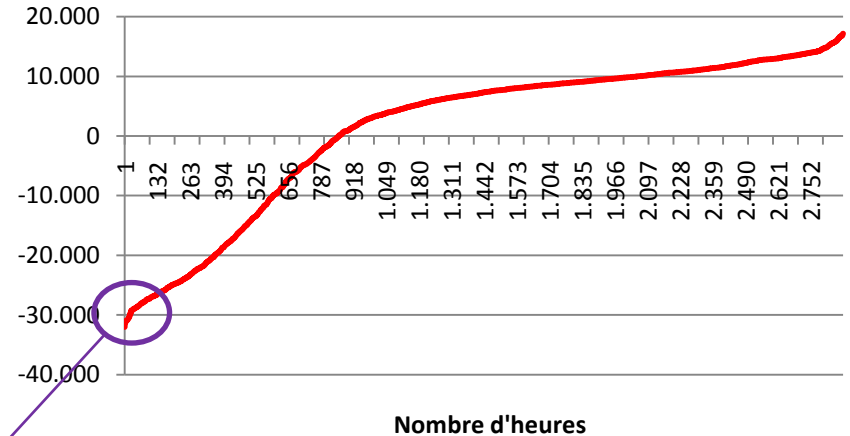
Considérons le mois de novembre pour « zoomer » une partie de cette zone critique



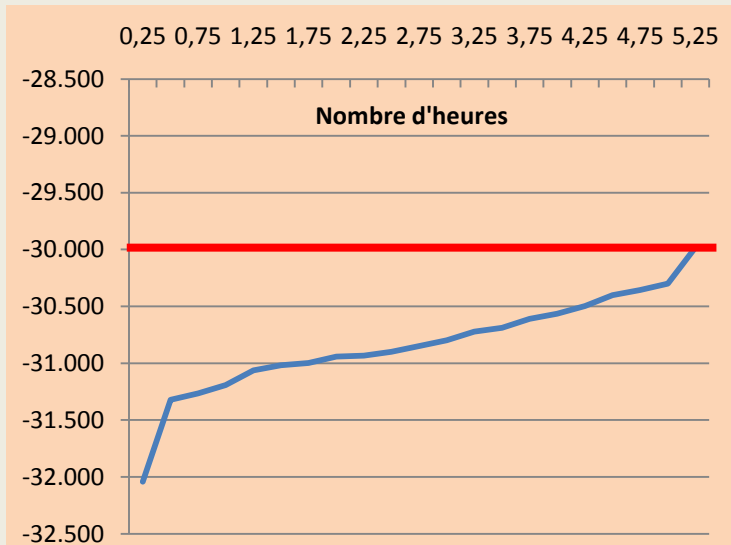
Courbes de charges pour le mois de novembre



Prélèvement net mensuel



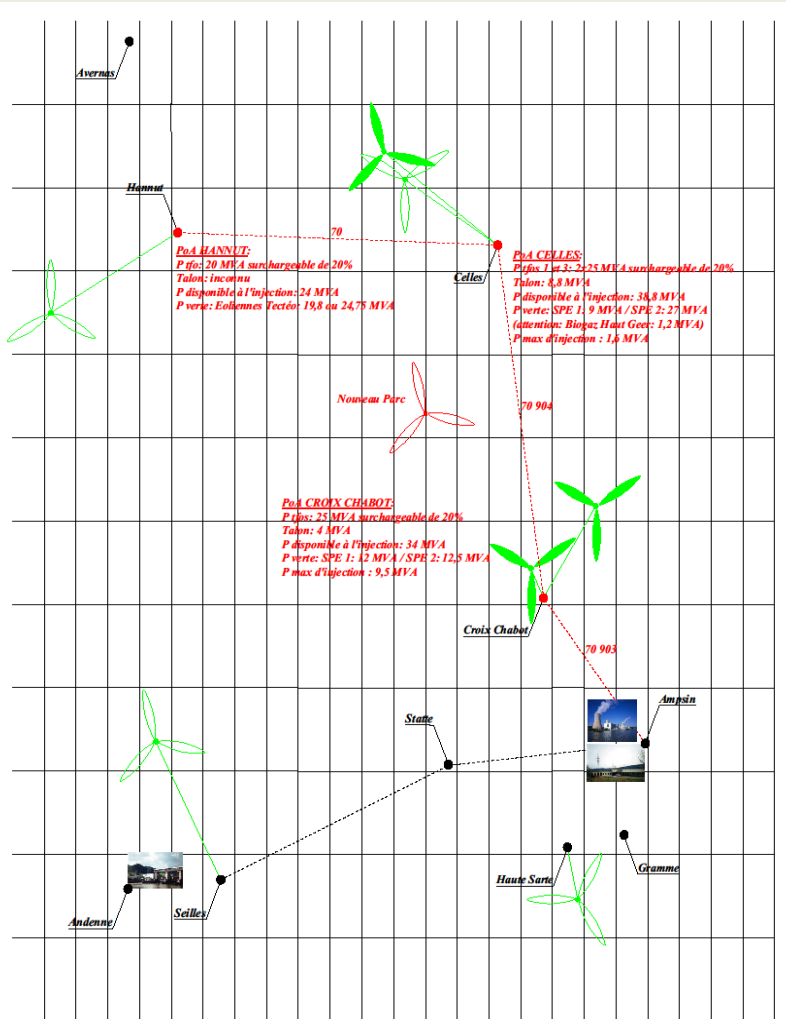
La puissance est injecté sur le réseau 70 kV pendant une période de 820 heures



Cette puissance dépasse la limite admissible pour le transformateur pendant ± 5 heures

Pas de possibilité de raccorder ce nouveau parc éolien sur ce poste !

Quelles sont les autres possibilités ?



Poste 70 kV à Waremme : pas de possibilité également étant donné un parc déjà en activité et une réservation de puissance pour un second

Poste 70 kV à Ampsin (ELIA) : pas de possibilité également, reste 2MVA d'après les informations d'ELIA

Merci pour votre attention

ANNEXE 15: IMPACT DU RENOUVELABLE SUR LES RÉSEAUX BT

Type	Présentation
Date	15/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 3
Intitulé	Impact du renouvelable sur les réseaux BT.
Auteur	ORES
Statut	Pour information

ORES



OPÉRATEUR DES RÉSEAUX GAZ & ÉLECTRICITÉ

Impact du renouvelable sur les réseaux BT

Modélisation sur base d'une
étude de cas à Flobecq

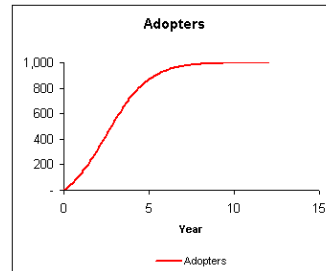
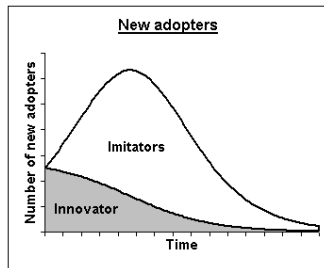
Olgan Durieux – Frédéric Lefèvre

- Contexte
- Objectifs des simulations
- Moyens mis en œuvre
- Méthodologie

Contexte

Diffusion du PV sur les réseaux BT (1/2)

- **Modèle de diffusion de Bass** $\frac{f(t)}{1 - F(t)} = p + qF(t)$
 - Fonction de probabilité (p = innovation et q = imitation)
 - Communément utilisé pour diffusion d'une technologie



- **Modèle de Bass généralisé** $\frac{f(t)}{1 - F(t)} = (p + qF(t))x(t)$
 - Permet d'intégrer paramètres évoluant dans le temps

- Modèle de Bass appliqué au PV sur réseaux BT
 - **Données au 31.08.2010 extrapolées au 31.12.2010**

Régressions permettent d'estimer taux de pénétration à LT à $\pm 26\%$ EAN BT ($\pm 18\%$ en Hainaut occ.)

- **Modèle généralisé pour intégrer évolution rentabilité**
 - Améliore sensiblement corrélation des résultats (\rightarrow vitesse de diffusion)
 - Coût, incitants, etc \rightarrow sur base du constat pour 2007-2011, prévisions pour 2012 et TIR 5,5% à partir de 2013 (cf. ajustements)

$\pm 5\%$ EAN BT concernés en 2020

Contexte

Projet de la commune de Flobecq (1/2)

- Préfinancement de panneaux PV par asbl paracommunale “Collines sous Levant”;
 - **Cible annoncée : 280-300 installations (de 3 à 5 kW_C)**
 - **Taux de pénétration de l’ordre de ± 17-18%**
- 80 premiers cas identifiés (contrat signés)
- Planning serré (fin des installations pour fin 2011)

- Opportunités pour ORES
 - **Mise en place d'un modèle de simulation répliquable**
 - **Impacts sur gestion réseau / pilotage des charges**
 - **Evaluation du coût d'adaptation des réseaux BT**
 - **Apport pour participation REDI**
 - **(Test de Smart Metering segmenté)**
 - **(Impact du PV / SM sur habitudes de consommation)**
- Environ 34 départs BT concernés (réseau rural)

Objectifs des simulations

- Caractériser le réseau de Flobecq, définir les portions de réseau à problèmes et quantifier l'ampleur des problèmes éventuels
- Valider les résultats de la modélisation sur base de mesures sur le terrain
- Développer des solutions alternatives au renforcement du réseau
- Si possible, extrapoler les résultats ailleurs

- Utilisation de NEPLAN © (logiciel utilisé par ORES pour modéliser et simuler les réseaux)
 - Réseaux BT (données Netgis consolidées par plans de repérage et visites sur le terrain)
 - Intégration des installations PV existantes et planifiées (via infos asbl paracommunale)
 - Utilisation de la bibliothèque NEPLAN complétée des éléments développés conjointement avec les autres GRD mixtes au niveau de Laborelec

Moyens mis en oeuvre

Comptage via smart metering segmenté

- Installation de compteurs électroniques pour mesures quart horaires (compteurs "gris" et "vert")
 - **Énergie active / réactive dans chaque sens et pour chaque tarif**
 - **U, I, $\cos \varphi$ sur chaque phase**
 - **Fréquence**
 - **Puissance active / réactive sur chaque phase**

Méthodologie

Approche par étapes successives
afin de réduire volume de simulations

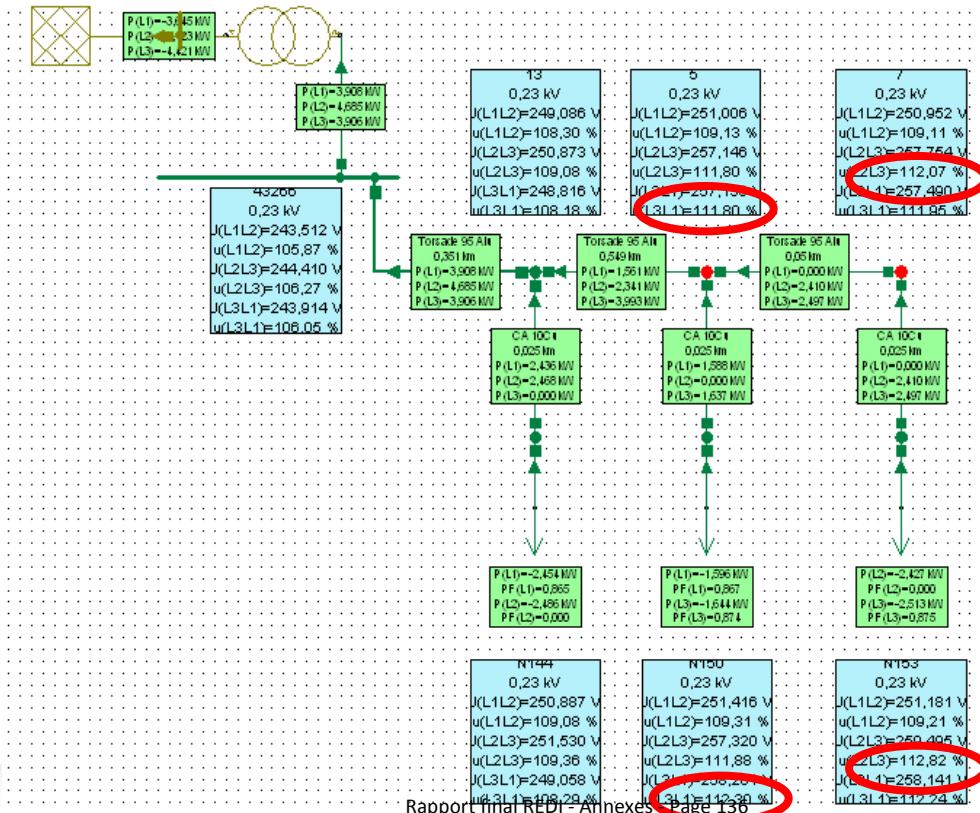
- Du pire cas théorique (« worst case ») ...
 - **Pas de consommation sur le réseau et puissance nominale injectée**
- ... en affinant peu à peu les hypothèses ...
 - **Prise en compte du talon de charge de la saison concernée (profil cabine ou SLP)**
 - **Répartition des installations sur le réseau**
- ... pour tendre vers la réalité de terrain
 - **Prise en compte de la charge quart horaire**
 - **Prise en compte de la pointe quart horaire saisonnière des panneaux compte tenu de leur orientation**

(NB : pas d'influence sur décision d'investissement à ce stade)

Méthodologie

Exemple de simulation « worst case » (1/2)

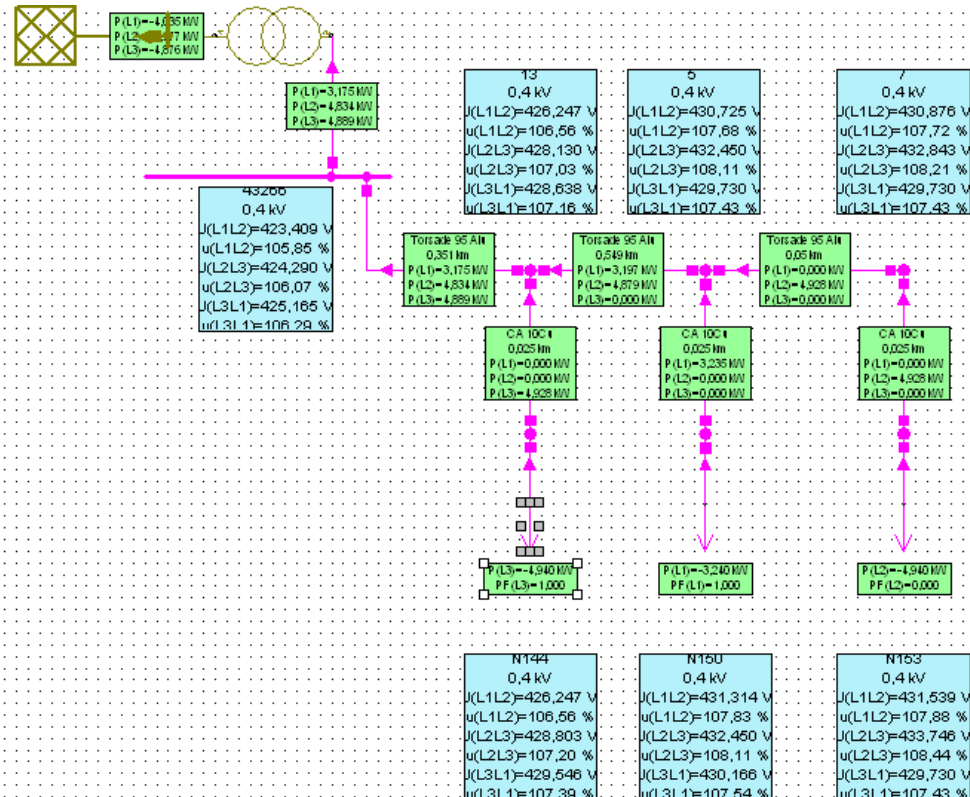
- Cabine 43266 « Aulnoit », 230 V, circuit 95² Alu torsadé
- À la deuxième installation identifiée (900 m), la tension chez le client est de 112,30% Un



Méthodologie

Exemple de simulation « worst case » (2/2)

- Idem mais si en 400 V (cabine « Aulnoit », circuit 95² Alu torsadé)
→ le problème de surtension n'apparaît pas



- Identification des portions de réseau à problème
 - **Localisation, type de réseau et taux de pénétration concerné**
- Quantification des problèmes
 - **Volume horaire concerné**
 - **Correction min et max de charge à apporter et courbe monotone de la correction de charge**
- Initiation réflexion quant aux solutions à apporter

- Comparaison des résultats qualitatifs et quantitatifs de la modélisation aux mesures effectuées
 - **Adaptation modèle et bibliothèque NEPLAN**
 - **Validation modèle**
 - **Validation pertinence des solutions éventuellement mises en œuvre**
- 3 années de mesures prévues

Merci pour votre attention.

ANNEXE 16: IMPACT DU RENOUVELABLE SUR LES RÉSEAUX BT

Type	Présentation
Date	15/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 3
Intitulé	Impact du renouvelable sur les réseaux BT.
Auteur	ELIA
Statut	Pour information

Active Network Management

Une étude de faisabilité dans « la boucle de l'est »

Elia - Ores

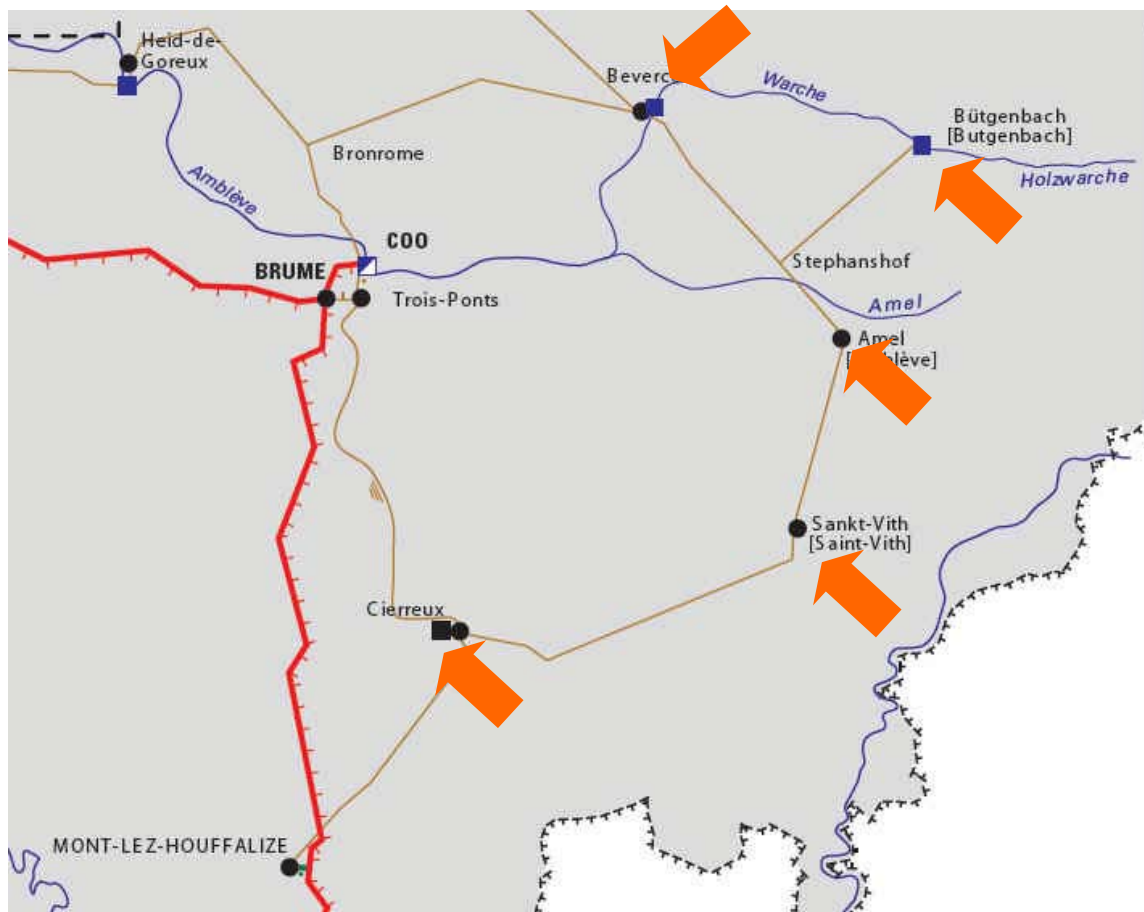


Powering a world in progress

Agenda

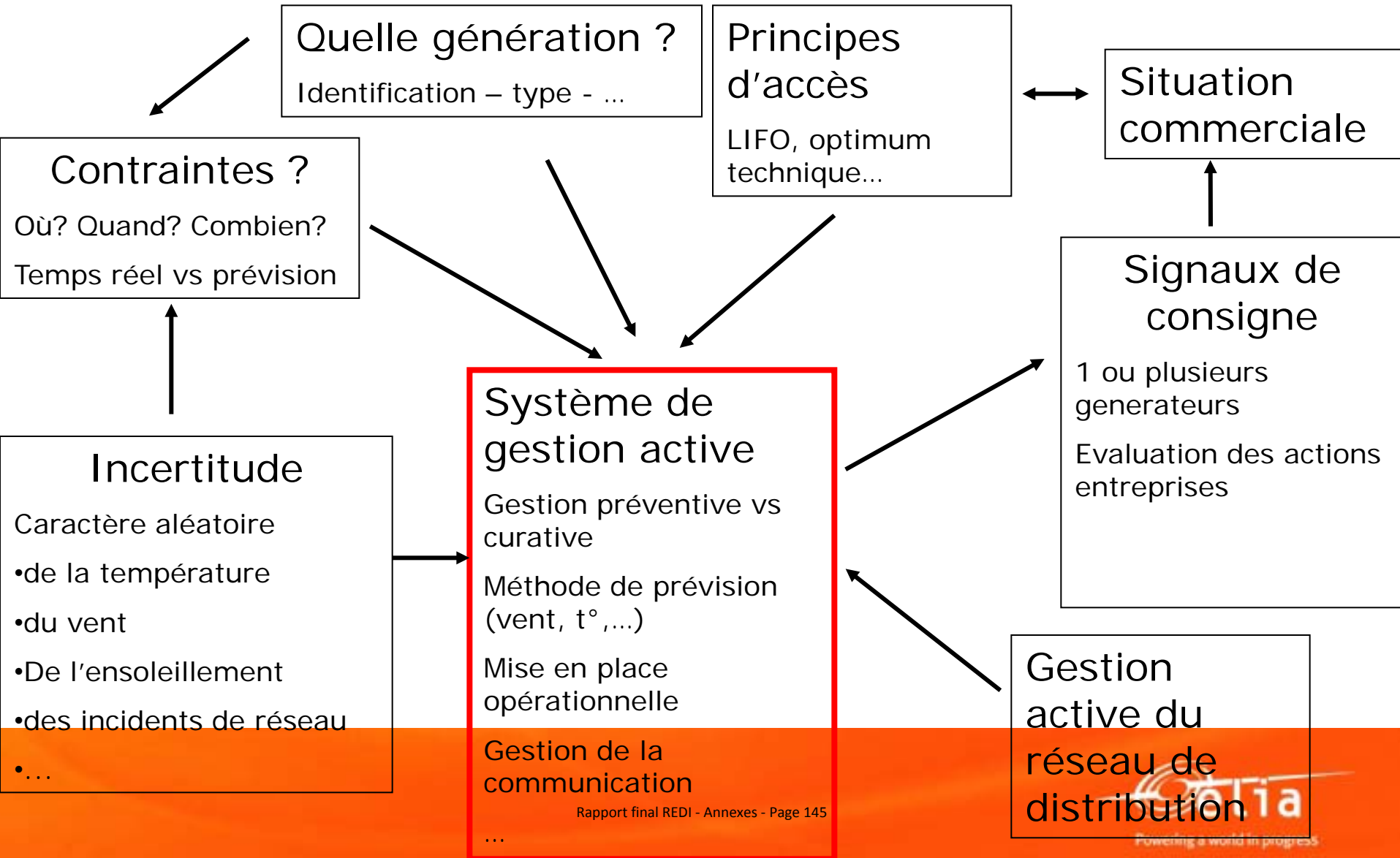
- ❑ **La problématique de la boucle de l'est en très court**
- ❑ **La gestion active des congestions "*high level*"**
- ❑ **L'étude de faisabilité en cours**

La problématique de la boucle de l'est



- ❑ Raccordement d'unités de productions décentralisées
- ❑ Capacité du réseau limitée (historiquement développé en cohérence avec la consommation locale)
- ❑ Quel potentiel de raccordement grâce à une gestion active du réseau ?

La gestion active des congestions



Etude de faisabilité en cours

- **Subdivision de l'étude en 4 parties :**

- **1) Power System Analysis**

- - établissement du modèle de réseau
- - analyse load flow
- - détermination des facteurs de sensibilité
- - ...

- **2) Outline design of an ANM scheme**

- - définition des zones ANM
- - choix du principe d'accès (LIFO, Optimum technique, ...)
- - ...

- **3) Curtailment Assessment**

- ➤ évaluation de la production annuelle d'énergie potentielle supplémentaire et restrictions correspondantes
- ➤ Impact sur candidats producteurs
- ➤ Lien éventuel avec les renforcements du réseau à envisager

- **4) Specification for deployment**

- **Timing : fin de l'étude prévue Q2-2011**

- **Présentation d'un papier commun ELIA-ORES à la CIRED 2011**

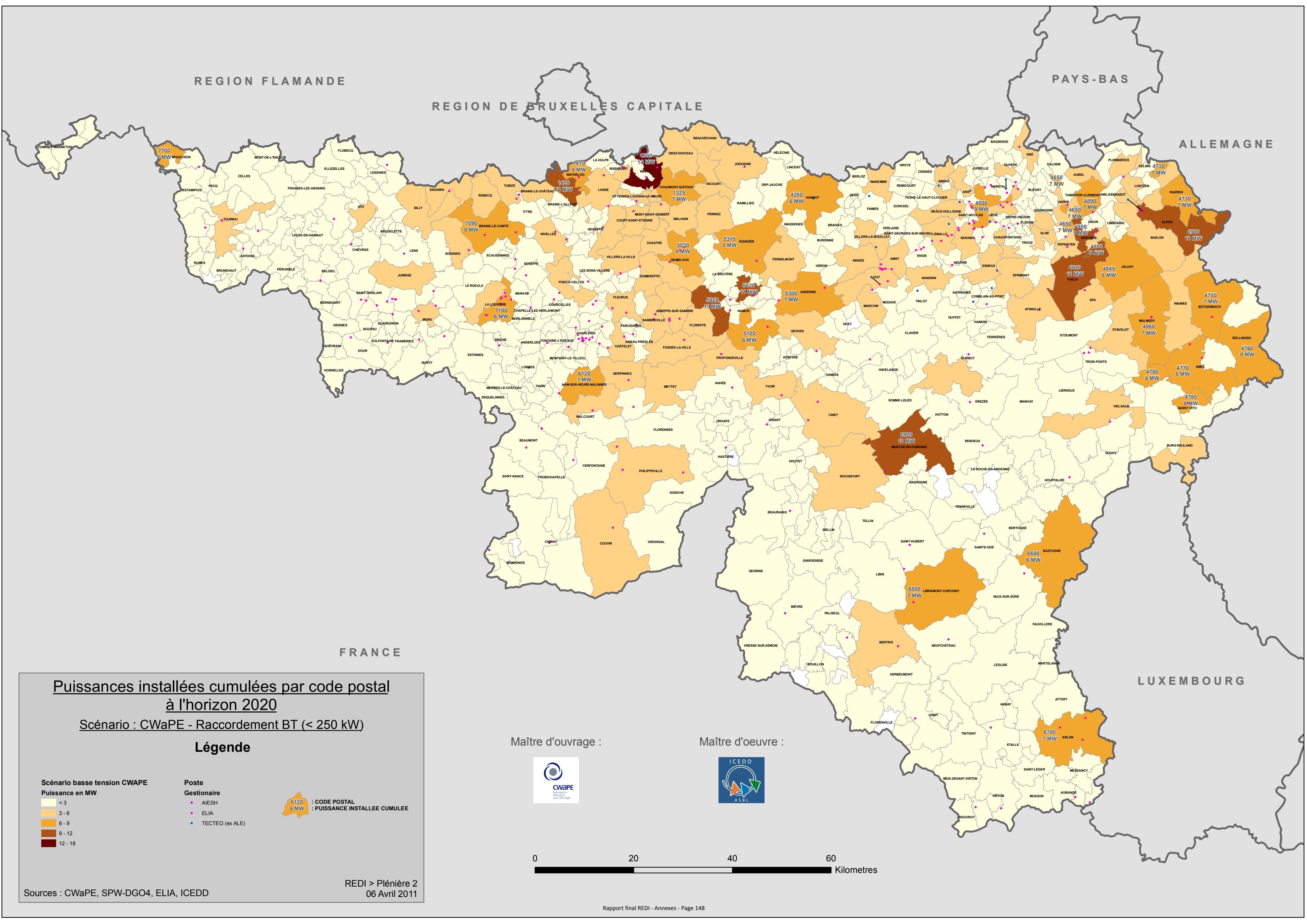
- **Ne pourra pas être généralisée de facto à l'ensemble du territoire**

ANNEXE 17: BAZ-CWAPÉ-BT

Type	Carte
Date	15/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 3
Intitulé	BAZ-CWAPÉ-BT
Auteur	ICEDD
Statut	Pour information



Adobe Acrobat
Document



Puissances installées cumulées par code postal à l'horizon 2020

Scénario : CWaPE - Raccordement BT (< 250 kW)

Légende

- Scénario basse tension CWAPE**
Puissance en MW
- < 3
 - 3 - 6
 - 6 - 9
 - 9 - 12
 - 12 - 18

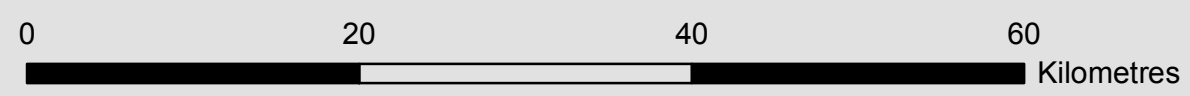
- Poste Gestionnaire**
- AIESH
 - ELIA
 - TECTEO (ex ALE)

6120 : CODE POSTAL
 9 MW : PUISSANCE INSTALLEE CUMULEE

Maître d'ouvrage :



Maître d'oeuvre :

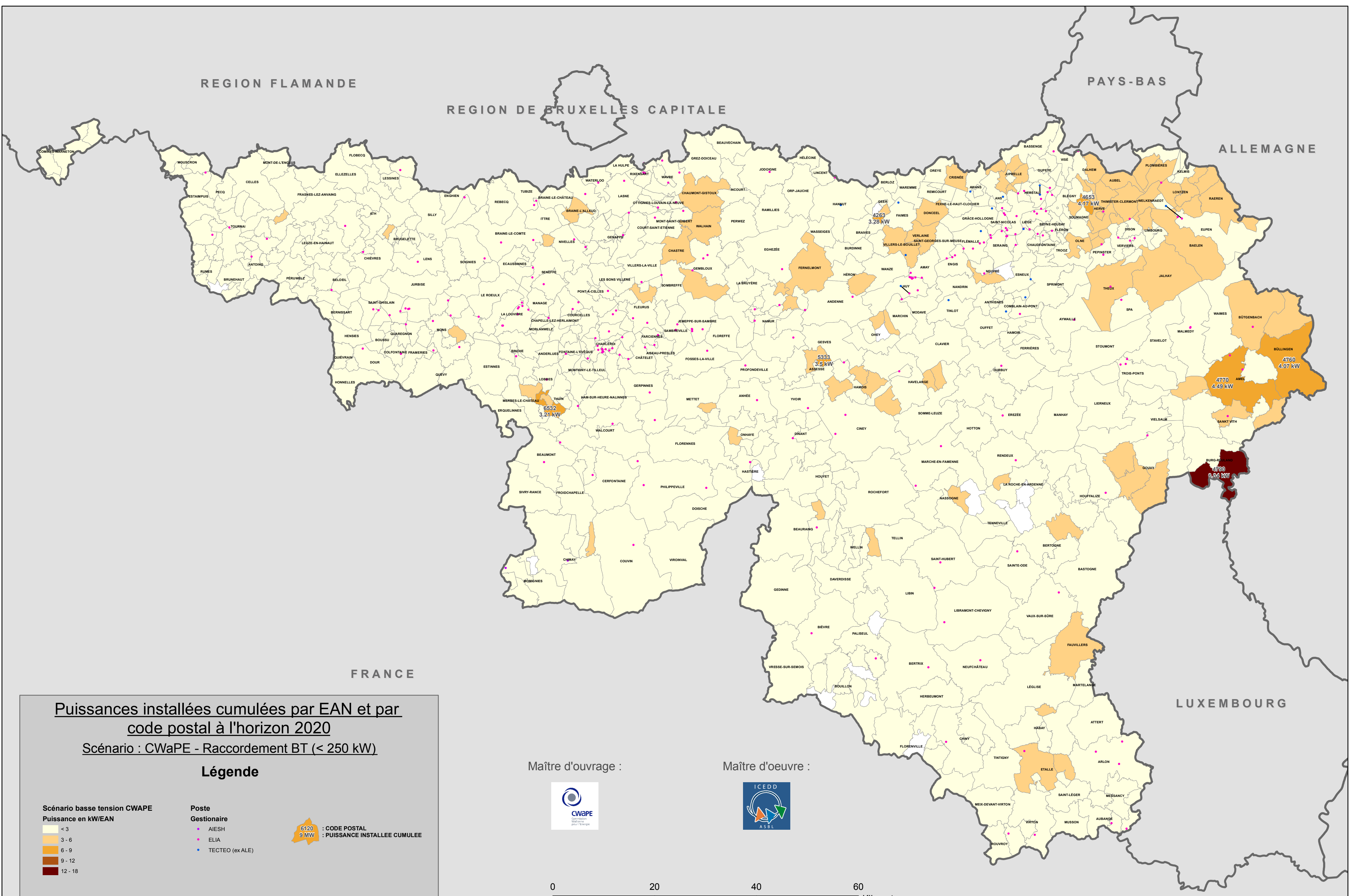


ANNEXE 18: BAZ-CWape-BT-EAN

Type	Carte
Date	15/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 3
Intitulé	BAZ-CWape-BT-EAN
Auteur	ICEDD
Statut	Pour information



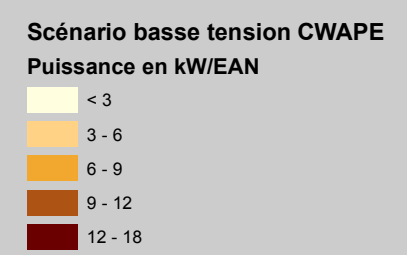
Adobe Acrobat
Document



Puissances installées cumulées par EAN et par code postal à l'horizon 2020

Scénario : CWaPE - Raccordement BT (< 250 kW)

Légende



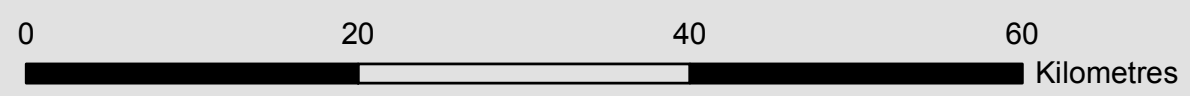
- Poste
Gestionnaire
- AIESH
 - ELIA
 - TECTEO (ex ALE)

6120 : CODE POSTAL
9 MW : PUISSANCE INSTALLEE CUMULEE

Maître d'ouvrage :



Maître d'oeuvre :

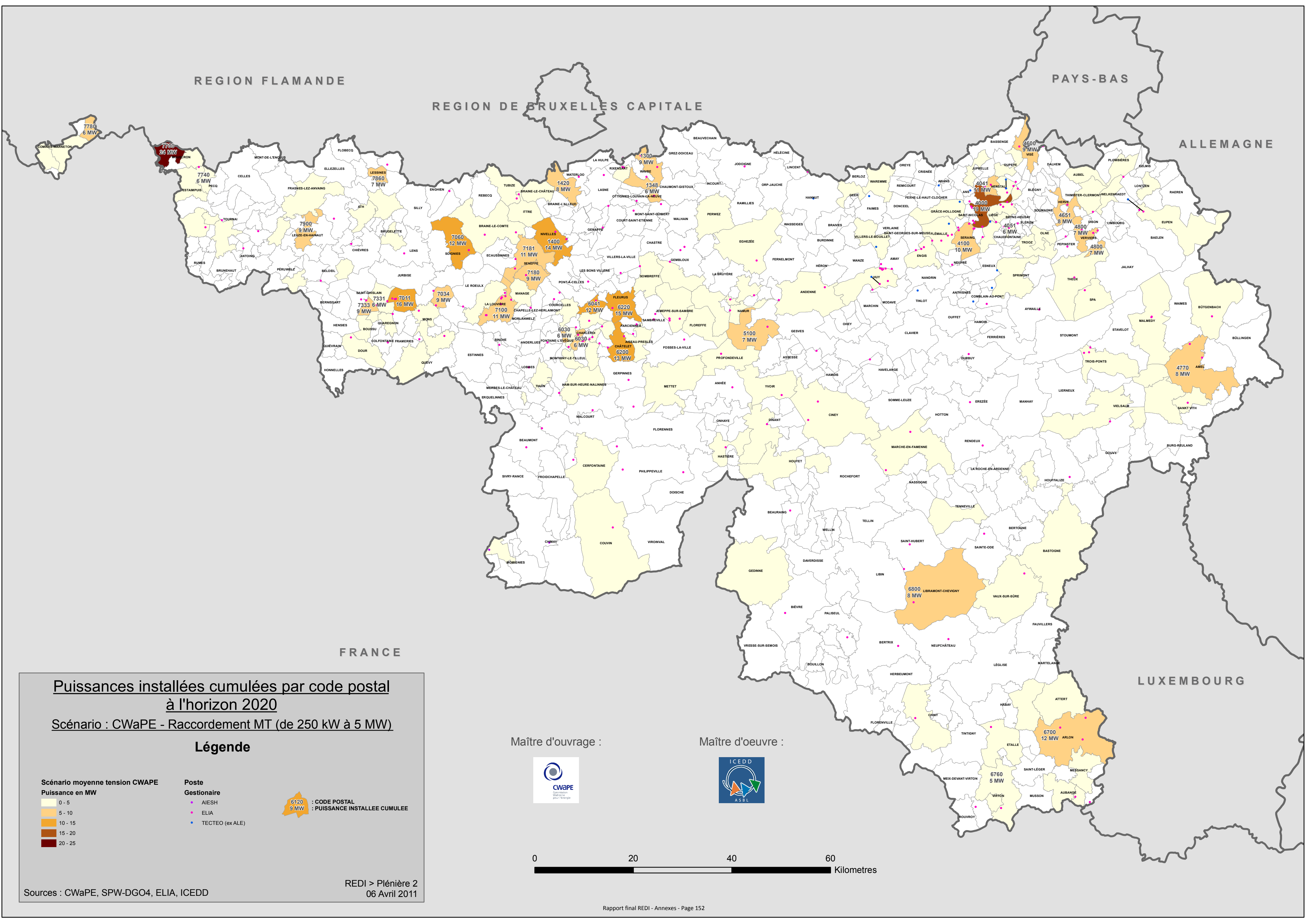


ANNEXE 19: BAZ-CWAPÉ-MT

Type	Carte
Date	15/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 3
Intitulé	BAZ-CWAPÉ-MT
Auteur	ICEDD
Statut	Pour information



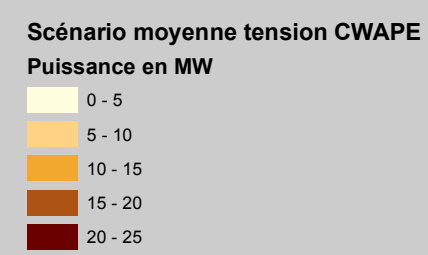
Adobe Acrobat
Document



Puissances installées cumulées par code postal à l'horizon 2020

Scénario : CWaPE - Raccordement MT (de 250 kW à 5 MW)

Légende



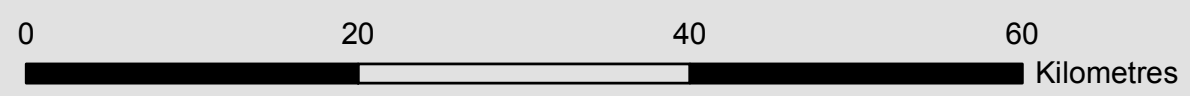
- Poste Gestionnaire
- AIESH
 - ELIA
 - TECTEO (ex ALE)

6120 : CODE POSTAL
9 MW : PUISSANCE INSTALLEE CUMULEE

Maître d'ouvrage :



Maître d'oeuvre :



Sources : CWaPE, SPW-DGO4, ELIA, ICEDD

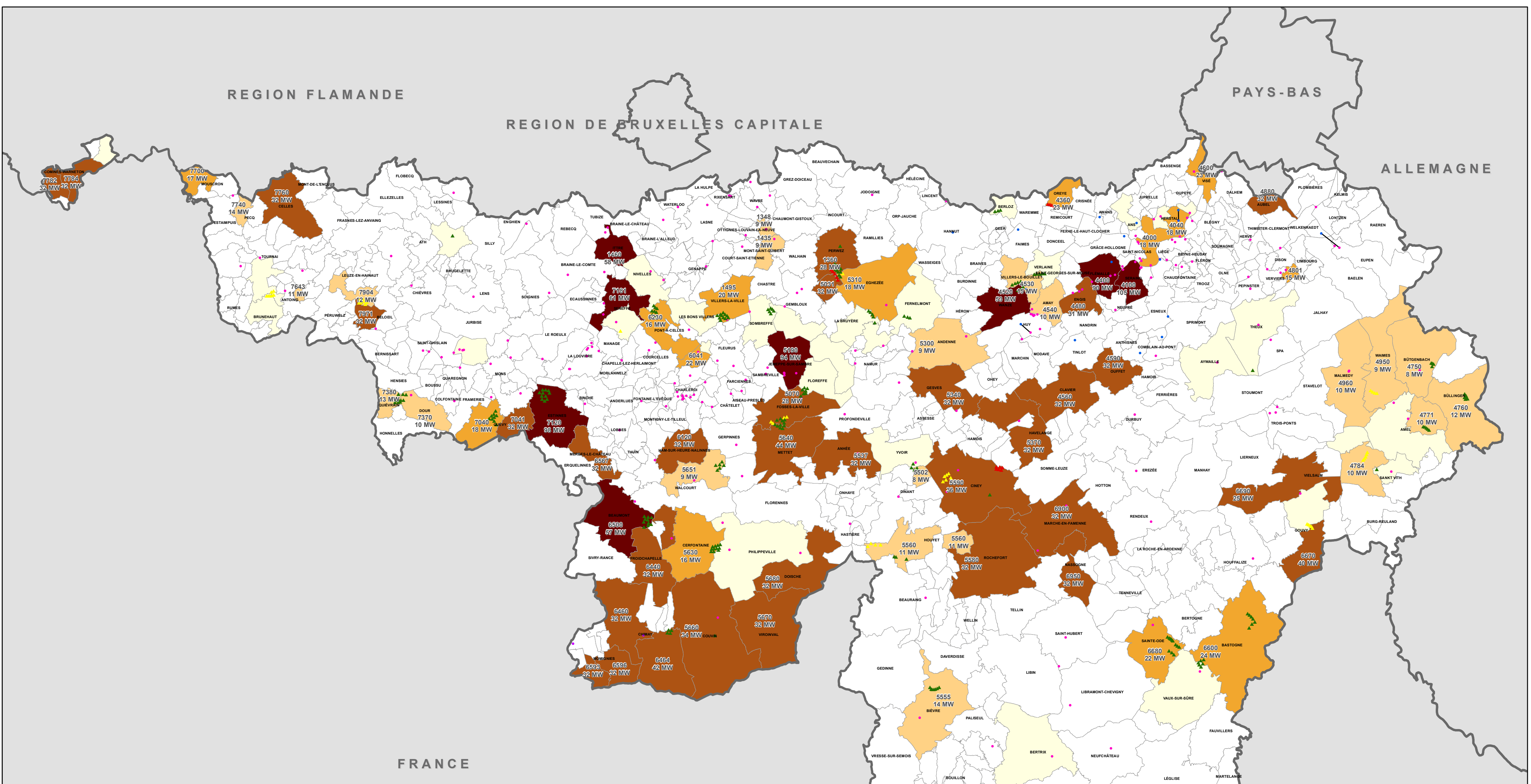
REDI > Plénière 2
06 Avril 2011

ANNEXE 20: BAZ-CWAPÉ-TRANS-MT

Type	Carte
Date	15/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 3
Intitulé	BAZ-CWAPÉ-TransMT
Auteur	ICEDD
Statut	Pour information



Adobe Acrobat
Document



Puissances installées cumulées par code postal à l'horizon 2020

Scénario : CWAPE - Raccordement Trans MT (> 5MW)

Légende

- Scénario haute tension CWAPE**
Puissance en MW
- < 7,5
 - 7,5 - 15
 - 15 - 25
 - 25 - 50
 - 50 - 110

- Poste**
Gestionnaire
- AIESH
 - ELIA
 - TECTEO (ex ALE)
- Eolienne**
Etat d'avancement
- ▲ Parcs en fonction
 - ▲ Permis octroyés
 - ▲ Recours en cours

6120 : CODE POSTAL
 9 MW : PUISSANCE INSTALLEE CUMULEE

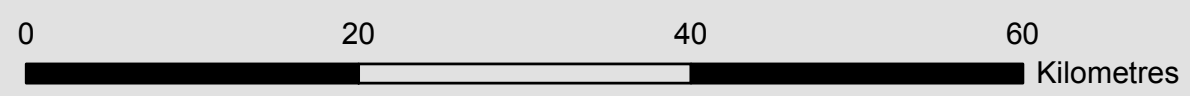
Sources : CWaPE, SPW-DGO4, ELIA, ICEDD

REDI > Plénière 2
 06 Avril 2011

Maître d'ouvrage :



Maître d'oeuvre :

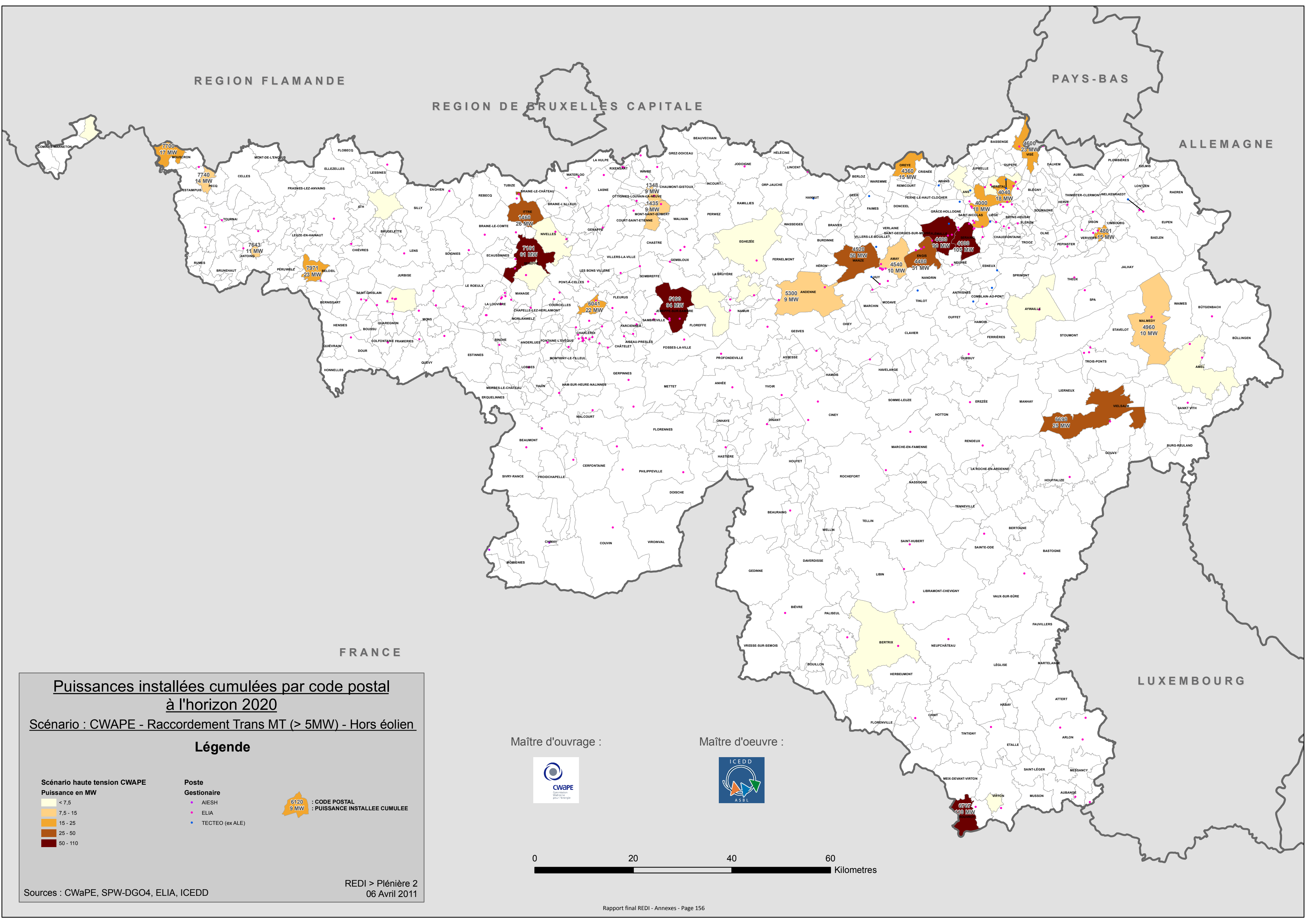


ANNEXE 21: BAZ-CWaPE-TransMT-Hors Eolien

Type	Carte
Date	15/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 3
Intitulé	BAZ-CWaPE-TransMT-Hors Eolien
Auteur	ICEDD
Statut	Pour information



Adobe Acrobat
Document



REGION FLAMANDE

REGION DE BRUXELLES CAPITALE

PAYS-BAS

ALLEMAGNE

FRANCE

LUXEMBOURG

Puissances installées cumulées par code postal à l'horizon 2020

Scénario : CWAPE - Raccordement Trans MT (> 5MW) - Hors éolien

Légende

Scénario haute tension CWAPE
Puissance en MW

- < 7,5
- 7,5 - 15
- 15 - 25
- 25 - 50
- 50 - 110

Poste
Gestionnaire

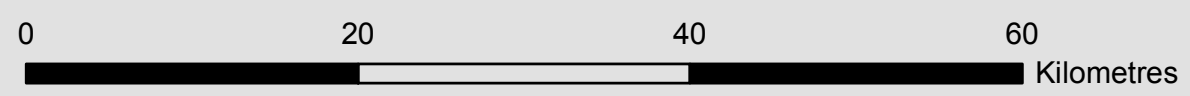
- AIESH
- ELIA
- TECTEO (ex ALE)

6120 : CODE POSTAL
9 MW : PUISSANCE INSTALLEE CUMULEE

Maître d'ouvrage :



Maître d'oeuvre :



Sources : CWaPE, SPW-DGO4, ELIA, ICEDD

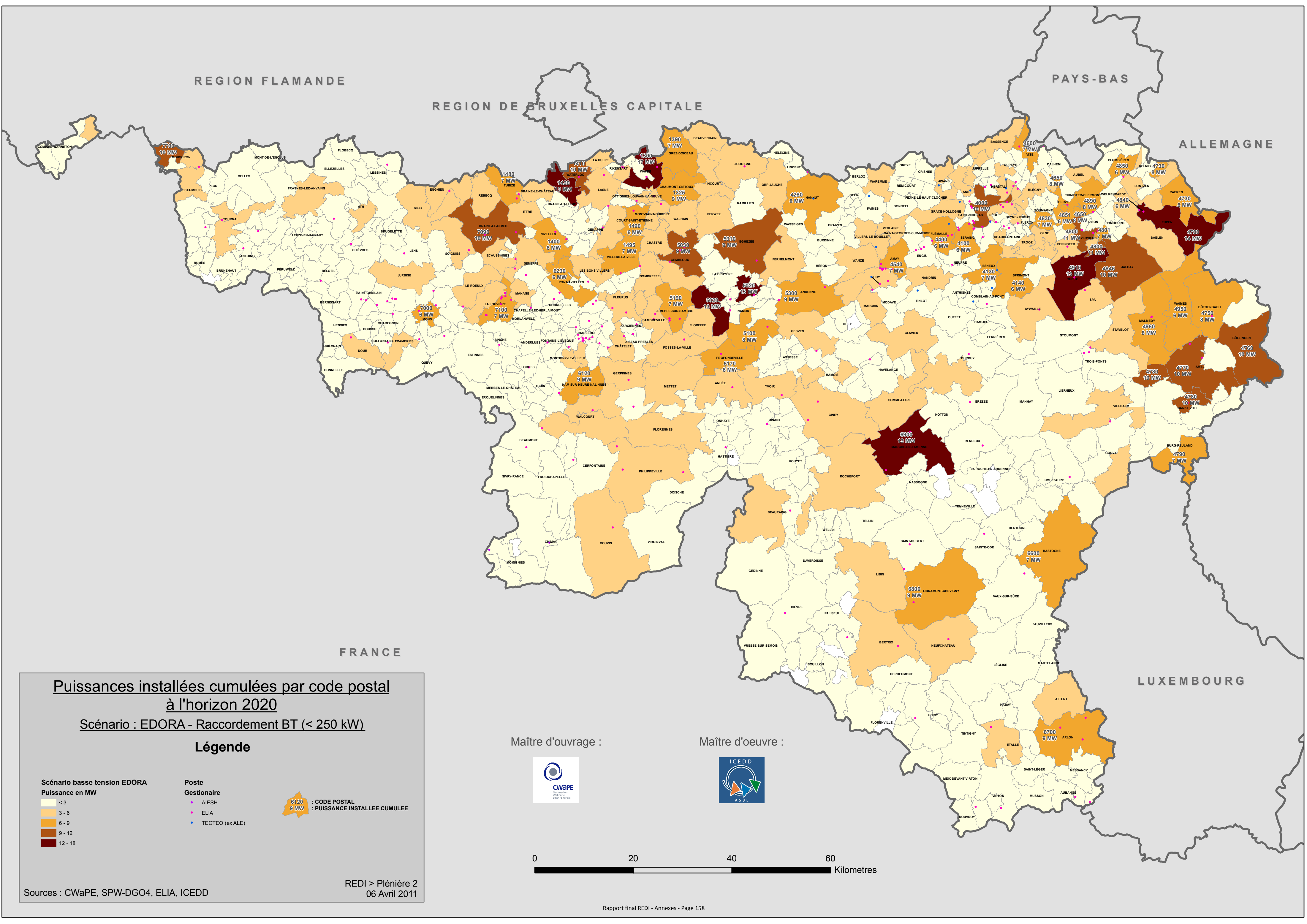
REDI > Plénière 2
06 Avril 2011

ANNEXE 22: BAZ-EDORA-BT

Type	Carte
Date	15/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 3
Intitulé	BAZ-Edora-BT
Auteur	ICEDD
Statut	Pour information



Adobe Acrobat
Document



Puissances installées cumulées par code postal à l'horizon 2020

Scénario : EDORA - Raccordement BT (< 250 kW)

Légende

- Scénario basse tension EDORA**
Puissance en MW
- < 3
 - 3 - 6
 - 6 - 9
 - 9 - 12
 - 12 - 18

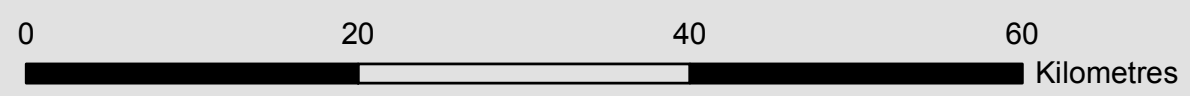
- Poste**
Gestionnaire
- AIESH
 - ELIA
 - TECTEO (ex ALE)

6120 : CODE POSTAL
 9 MW : PUISSANCE INSTALLEE CUMULEE

Maître d'ouvrage :



Maître d'oeuvre :

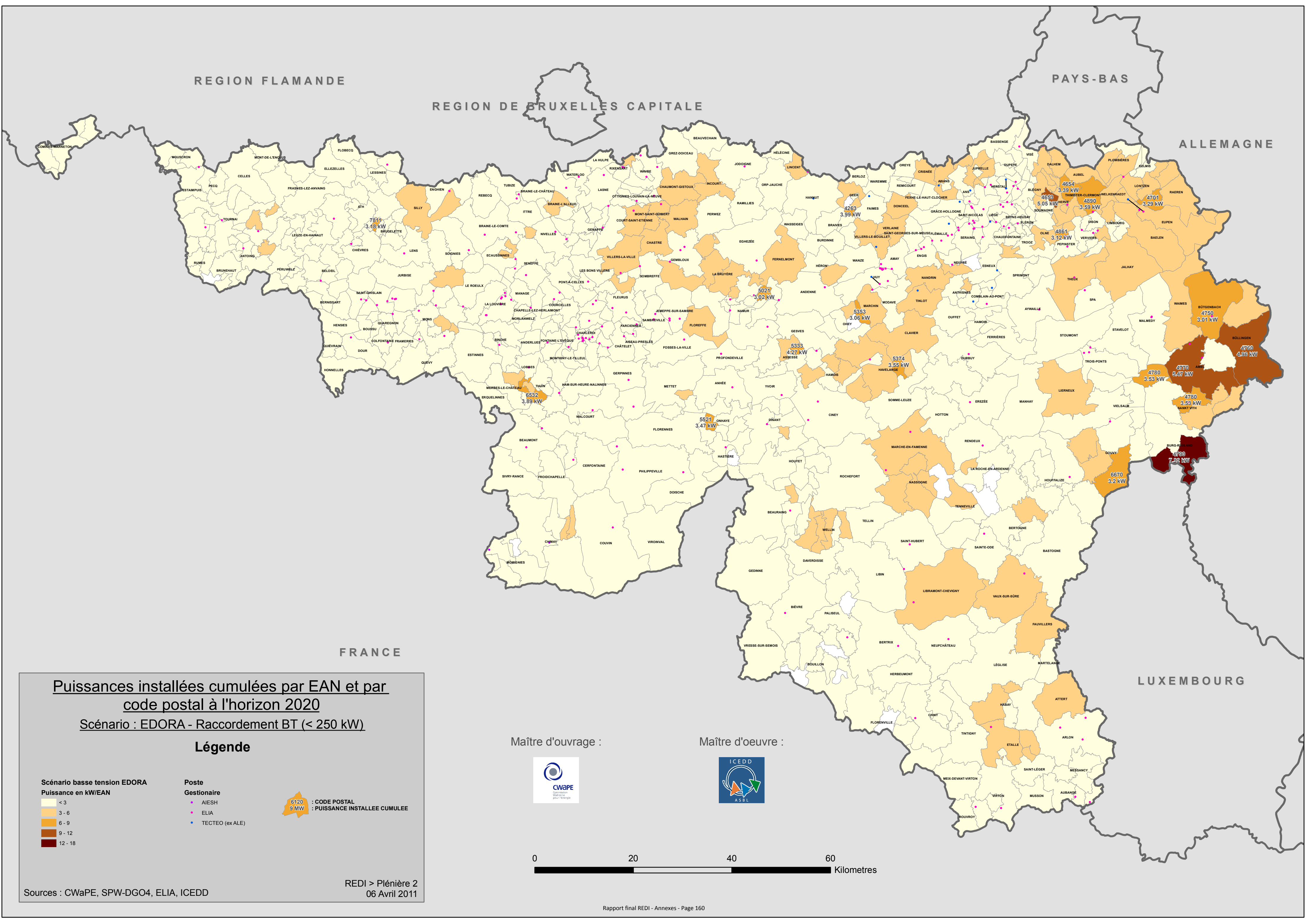


ANNEXE 23: BAZ-EDORA-BT-EAN

Type	Carte
Date	15/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 3
Intitulé	BAZ-Edora-BT-EAN
Auteur	ICEDD
Statut	Pour information



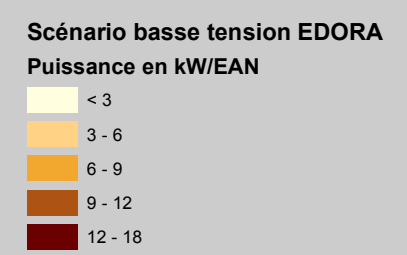
Adobe Acrobat
Document



Puissances installées cumulées par EAN et par code postal à l'horizon 2020

Scénario : EDORA - Raccordement BT (<math>< 250\text{ kW}</math>)

Légende



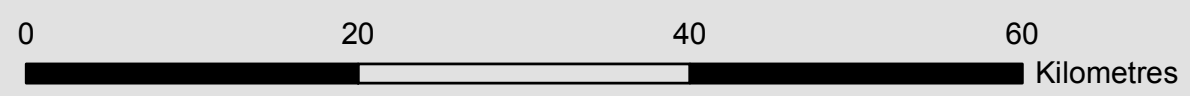
- Poste Gestionnaire
- AIESH
 - ELIA
 - TECTEO (ex ALE)

6120 : CODE POSTAL
9 MW : PUISSANCE INSTALLEE CUMULEE

Maître d'ouvrage :



Maître d'oeuvre :

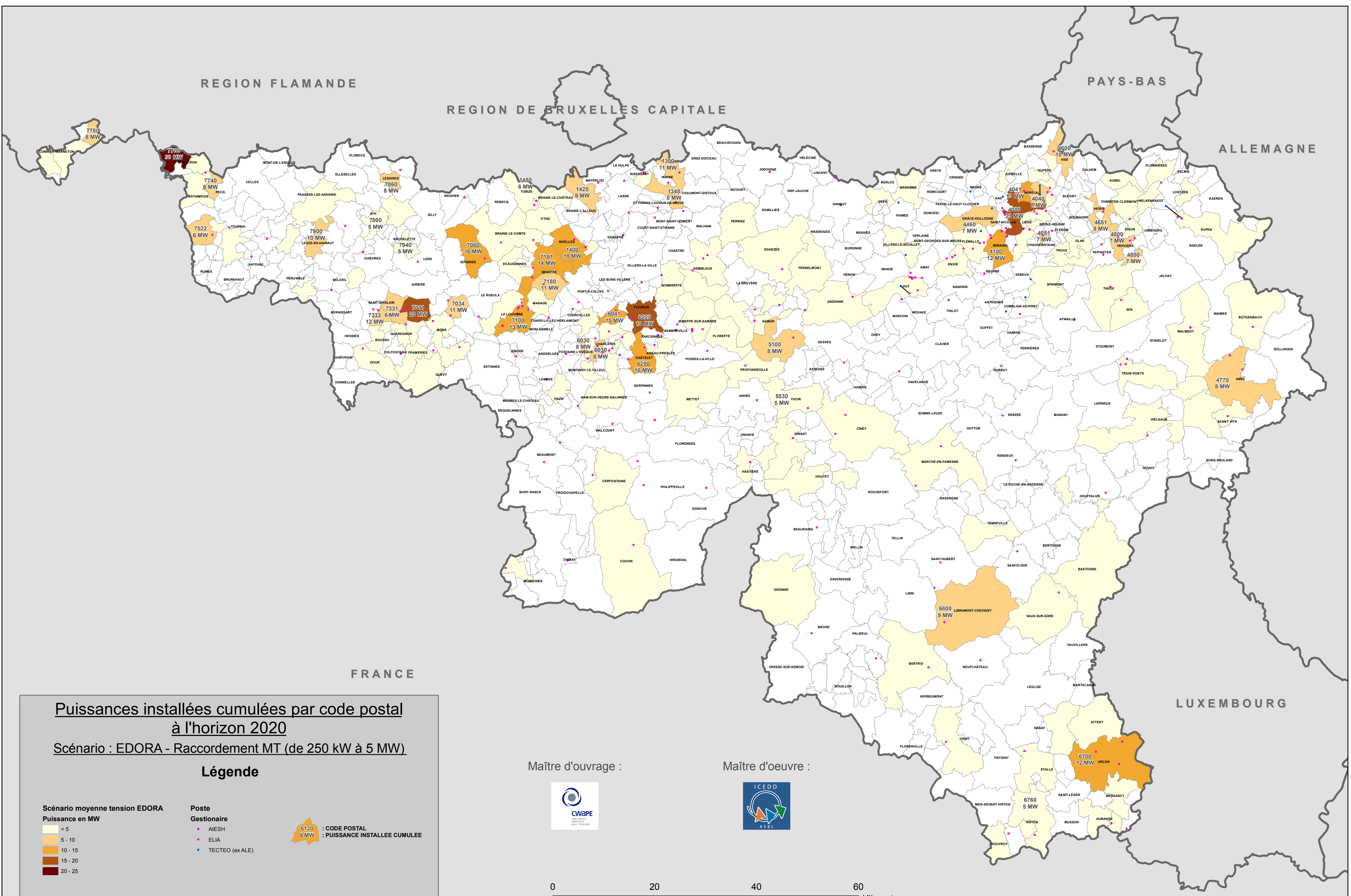


ANNEXE 24 : BAZ-EDORA-MT

Type	Carte
Date	15/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 3
Intitulé	BAZ-Edora-MT
Auteur	ICEDD
Statut	Pour information



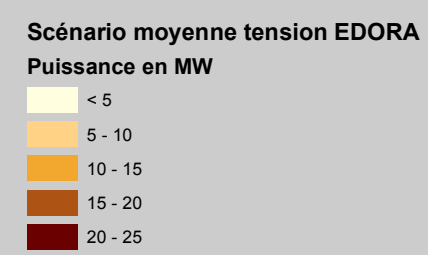
Adobe Acrobat
Document



Puissances installées cumulées par code postal à l'horizon 2020

Scénario : EDORA - Raccordement MT (de 250 kW à 5 MW)

Légende



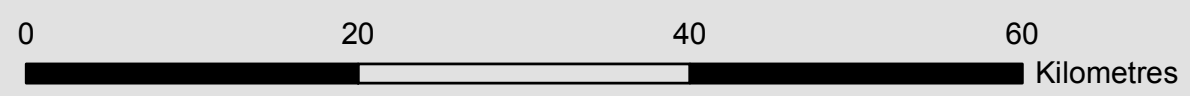
- Poste Gestionnaire
- AIESH
 - ELIA
 - TECTEO (ex ALE)

6120 : CODE POSTAL
9 MW : PUISSANCE INSTALLEE CUMULEE

Maître d'ouvrage :



Maître d'oeuvre :

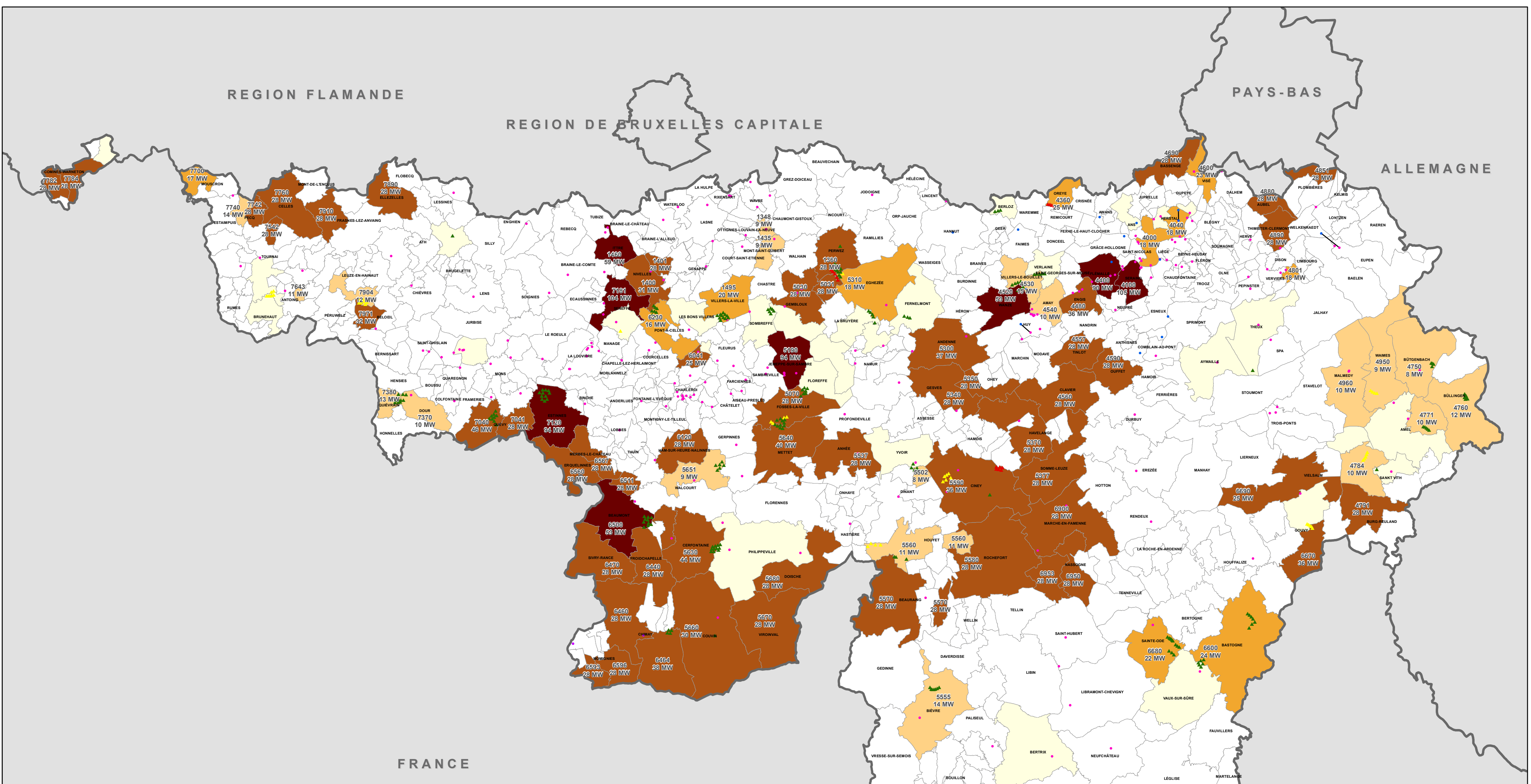


ANNEXE 25: BAZ-EDORA-TRANSMT

Type	Carte
Date	15/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 3
Intitulé	BAZ-Edora-TransMT
Auteur	ICEDD
Statut	Pour information



Adobe Acrobat
Document



Puissances installées cumulées par code postal à l'horizon 2020

Scénario : EDORA - Raccordement Trans MT (> 5MW)

Légende

- Scénario haute tension EDORA**
Puissance en MW
- < 7,5
 - 7,5 - 15
 - 15 - 25
 - 25 - 50
 - 50 - 110

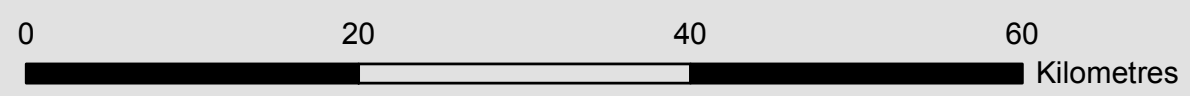
- Poste**
Gestionnaire
- AIESH
 - ELIA
 - TECTEO (ex ALE)
- Eolienne**
Etat d'avancement
- ▲ Parcs en fonction
 - ▲ Permis octroyés
 - ▲ Recours en cours

6120 : CODE POSTAL
 9 MW : PUISSANCE INSTALLEE CUMULEE

Maître d'ouvrage :



Maître d'oeuvre :

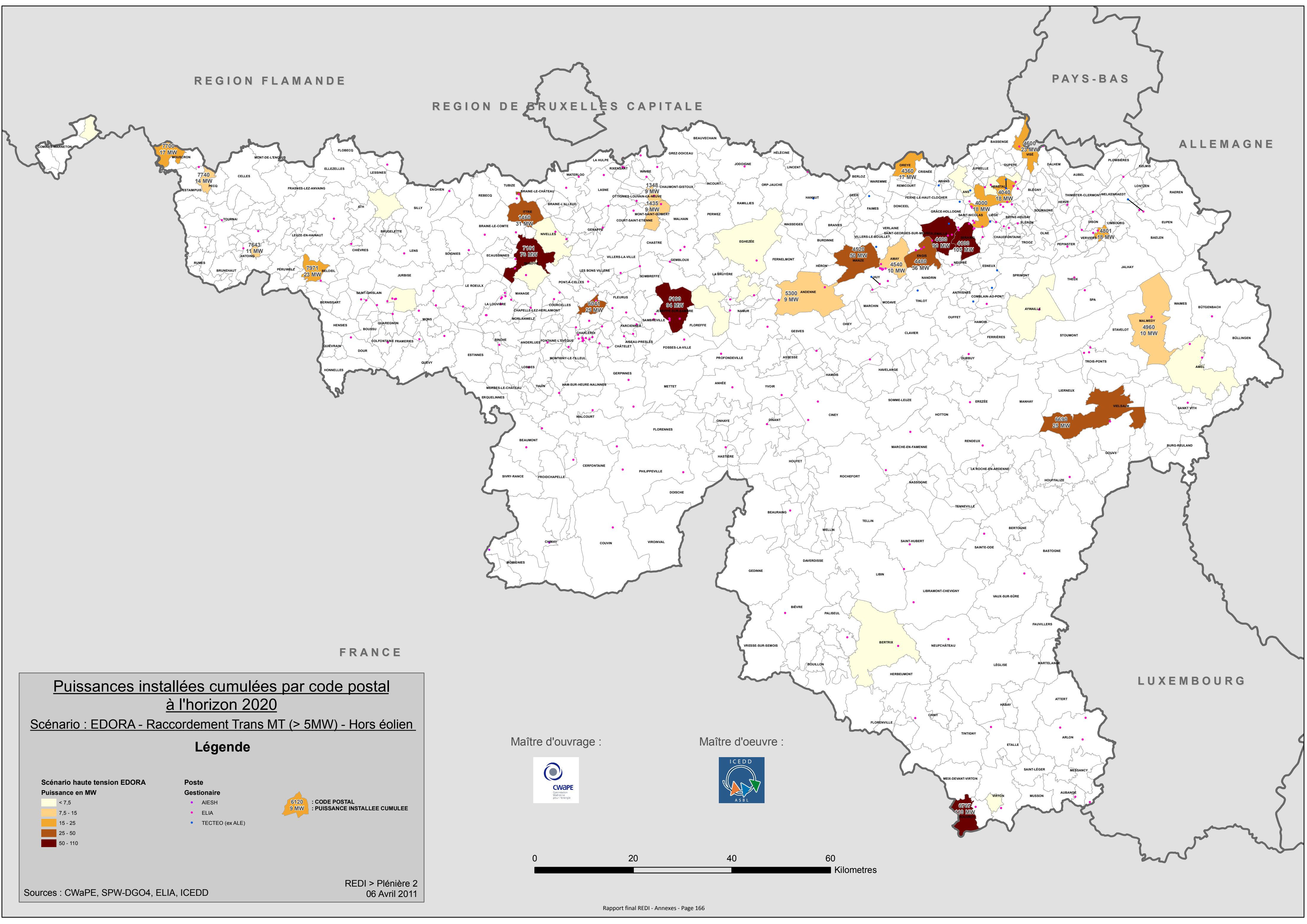


ANNEXE 26: BAZ-EDORA-TRANSMT-HORS EOLIEN

Type	Carte
Date	15/03/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 3
Intitulé	BAZ- Edora-TransMT-Hors Eolien
Auteur	ICEDD
Statut	Pour information



Adobe Acrobat
Document



REGION FLAMANDE

REGION DE BRUXELLES CAPITALE

PAYS-BAS

ALLEMAGNE

FRANCE

LUXEMBOURG

Puissances installées cumulées par code postal à l'horizon 2020

Scénario : EDORA - Raccordement Trans MT (> 5MW) - Hors éolien

Légende

- Scénario haute tension EDORA
Puissance en MW
- < 7,5
 - 7,5 - 15
 - 15 - 25
 - 25 - 50
 - 50 - 110

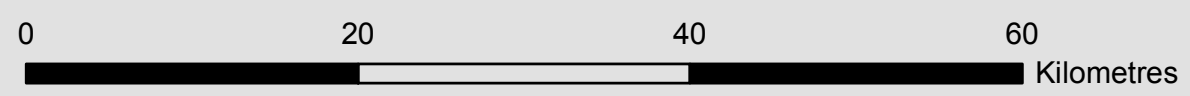
- Poste
Gestionnaire
- AIESH
 - ELIA
 - TECTEO (ex ALE)

6120 : CODE POSTAL
9 MW : PUISSANCE INSTALLEE CUMULEE

Maître d'ouvrage :



Maître d'oeuvre :



Sources : CWaPE, SPW-DGO4, ELIA, ICEDD

REDI > Plénière 2
06 Avril 2011

ANNEXE 27: PROCÈS-VERBAL

Type	Procès-verbal
Date	06/09/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 4
Intitulé	Procès-verbal
Auteur	CWaPE
Statut	Approuvé



Procès-verbal – Session 4

Groupe de Travail 1 « Productions décentralisées » - REDI

Date et lieu : 6 septembre 2011 (AM), CWaPE

Présences

Acteur	Membre	Organisation
Producteur	Noémie LAUMONT	Edora
	Bruno VAN ZEEBROECK	Edora
	Michel VANDERGUCHT	Electrabel
	Raoul NIHART	SPE
Gestionnaire du réseau de distribution	Frédéric LEFEVRE	ORES
	Olgan DURIEUX	ORES
	Michel PAQUE	Tecteo
	Nicky PIRARD	Tecteo
	Ugo VERMINIO	Tecteo
Gestionnaire du réseau de transport	Stéphane OTJACQUES	Elia
	Vanessa DE WILDE	Elia
Région Wallonne	Muriel HOOGSTOEL	Service public de Wallonie (DGO4)
Régulateur	Francis GHIGNY	CWaPE
	Stéphane RENIER	CWaPE
	Frédéric TOUNQUET	CWaPE
	Jean-François SARTIAUX	CWaPE

Ordre du jour

Examen des différents aspects concernant les accès flexibles en cas de raccordement d'unités de production sur le réseau.

- Introduction - Note de réflexion sur les raccordements flexibles (CWaPE)
- Point de vue des Gestionnaires de réseau de distribution
- Point de vue des Producteurs décentralisés
- Gestion active du réseau (Présentation par ELIA)
- Réactions et commentaires

Procès-verbal

Approbation du procès verbal de la session précédente

Le projet de procès verbal est approuvé en séance, compte tenu des précisions apportées par Messieurs Stéphane OTJACQUES (ELIA) et Yvan HELLA (EDORA) au document initial.

Introduction – Note de réflexion sur les raccordements flexibles (Francis GHIGNY)

Voir note de réflexion et projet d'annexe au contrat de raccordement.

Francis GHIGNY précise que les discussions concernant les accès flexibles ont débuté avant les travaux de REDI et ont continué pendant ceux-ci avec Synergrid d'une part et le cabinet du Ministre Nollet d'autre part. La note telle que présentée aujourd'hui résume la position de la CWaPE sur ce point. Les dispositions relatives aux raccordements flexibles feront l'objet d'une adaptation de la législation dans le cadre de la transposition du 3^{ème} paquet, prévue d'ici la fin de l'année.

Michel PAQUE (TECTEO) précise que les gestionnaires de réseau réunis en Synergrid n'ont pas exprimé de position officielle à la proposition de la CWaPE avant cette réunion. Il présentera le point de vue de Synergrid en la matière et considère qu'il subsiste certains aspects où les avis divergent.

Raoul NIHART (FEBEG) indique qu'il découvre les dispositions relatives au raccordement flexible. Il défendra la position de la Febeg à cet égard, notamment le sentiment que les producteurs décentralisés seront lésés par cette mesure. Toutefois, il reconnaît que le raccordement flexible pourrait être nécessaire pour réaliser une intégration accrue des productions décentralisées. Il s'interroge également sur les contraintes que cela implique pour les nouveaux entrants.

Noémie LAUMONT (EDORA) présentera l'état des réflexions d'EDORA ainsi qu'une liste de questions. Elle précise qu'il ne s'agit pas à ce stade d'une position officielle, mais bien d'une première réaction suite à la réception des documents de séance.

Pour Stéphane OTJACQUES (Elia), les conditions pour garantir la rentabilité d'une installation en raccordement flexible ne doivent pas uniquement être liées à une limite dans le temps de la flexibilité offerte sans compensation financière. Il considère qu'il existe des alternatives pour

valoriser cette flexibilité, et de cette manière garantir un niveau suffisant de rentabilité, grâce à de nouveaux mécanismes de marché par exemple.

Présentation du point de vue des GRD (Synergrid)

Voir présentation.

Michel PAQUE (TECTEO) soulève une série de questions : quelle sera la capacité d'accueil maximale d'un poste à considérer ? Quelle taille d'installation minimum à considérer pour pouvoir appliquer la notion de flexibilité (250 kVA en suivant le règlement technique) ? Si des indemnités sont à payer par les GRD, celles-ci seront-elles définies comme des OSP (Obligations de Service Public) ?

En conclusion, il souligne les points suivants :

- les raccordements flexibles sont utiles si les producteurs sont incités à implanter leurs installations dans des zones où les raccordements sont possibles
- Les raccordements flexibles devraient être permanents
- L'indemnisation éventuelle devrait constituer une obligation de service public
- Ces raccordements doivent être issus de choix politiques

Il indique également que les montants en jeu semblent faibles à l'heure actuelle.

Francis GHIGNY répond qu'il rejoint la plupart des conclusions de Synergrid. Celles-ci ont alimenté la note de réflexion soumises aux participants, reflet d'une concertation entre Synergrid et la CWaPE, à savoir :

- avantager les installations là où le réseau le permet
- Continuer à investir sur le réseau
- Pertes minima en cas d'accès flexibles
- Pas de limite au nombre d'installations à raccorder (le premier raccordement en mode traditionnel ; le second avec un accès flexible peu limité, les suivants éventuels avec un accès flexible toujours plus limité)
- Egalement envisager l'accès flexible pour certaines installations existantes qui présentent des avantages en termes de flexibilité de production (biomasse notamment)
- Le coût de la compensation doit être répercuté dans les tarifs mais le renforcement du réseau doit rester une priorité

Stéphane OTJACQUES (ELIA) confirme que son organisation est solidaire avec la position exprimée par Synergrid. Les raccordements flexibles sont un moyen nécessaire à court terme mais ne suffiront pas à plus long terme. Il faudra donc éviter que cette solution transitoire n'entrave des solutions futures plus prometteuses (nouveaux mécanismes de marché) mais qu'au contraire, elle incite à les adopter.

Pour Frédéric LEFEVRE (ORES), l'indemnisation doit être à charge de l'acteur (GRD ou GRT) dont le réseau contient la contrainte.

Pour Noémie LAUMONT (Edora), il faut être attentifs à ce que la répercussion des coûts au moyen des tarifs de distribution appliqués par les GRD n'introduise pas de distorsion de marché d'un point de vue géographique (Zones plus étendues et moins peuplées), à l'instar de ce qui se fait avec les tarifs d'injection actuellement, et pose la question de la compétence des régulateurs dans cette matière (tarifaire ?) ? Fédéral ou régional ou les deux ?

Francis GHIGNY répond que les contrats de raccordement ainsi que leurs annexes sont de la compétence de la CWaPE. Pour ce qui est des éléments qui servent de base au calcul de l'indemnisation, la CREG pourrait être amenée à intervenir. Quoiqu'il en soit, la CWaPE considère que le mécanisme d'indemnisation doit tenir compte du manque à gagner du producteur et doit pouvoir être répercuté dans les tarifs.

Frédéric LEFEVRE (ORES) précise que si l'indemnisation constitue une OSP, cela restera une compétence de la CWaPE. De plus, il rappelle qu'un gestionnaire de réseau sera toujours favorisé à réaliser des investissements au lieu d'indemniser, compte tenu des modalités de rémunération du capital investi dans les gestionnaires de réseau.

Olgan DURIEUX (ORES) précise que d'autres éléments techniques peuvent amener à un renforcement du réseau (par exemple, l'augmentation de la puissance de court-circuit et donc la modification du matériel existant). Pour Croix-Chabot, par exemple, la mise en parallèle de deux transformateurs au poste source a un impact sur la puissance de court-circuit et donc sur la (in)compatibilité avec le matériel utilisé sur le réseau de distribution et sur l'exploitation de ces réseaux.¹

Stéphane OTJACQUES (Elia) insiste que de nouveaux mécanismes de marché (notamment flexibilité en terme de gestion de l'équilibre, de balancing et pour les ARP) devront absolument être examinés avant de réaliser certains investissements nécessitant de très longs délais.

Francis Ghigny précise que la position de la CWaPE quant aux raccordements flexibles est justement d'inciter les gestionnaires de réseau à évaluer l'opportunité de recourir à d'autres sources de flexibilité, par une meilleure utilisation des outils qu'ils ont à disposition ou en sollicitant des services auprès de tiers.

Stéphane OTJACQUES (Elia) considère qu'un tel mécanisme permettrait également de rencontrer d'autres préoccupations de manière cohérente et efficace (gestion de l'équilibre).

¹ Complément d'information à l'attention des participants du GT1 : le matériel du réseau de distribution a été dimensionné en fonction de la puissance de court-circuit apportée par le réseau du GRT en l'absence de productions décentralisées et en fonction du mode d'exploitation convenu avec Elia. La mise en parallèle de 2 transformateurs sur un même jeu de barres MT peut conduire à une augmentation de puissance de court-circuit trop élevée pour le matériel du réseau de distribution. En outre, dépasser les niveaux de puissance de court-circuit est inacceptable sur le plan de la protection des biens et des personnes. Par ailleurs, l'exploitation d'un poste HT/MT avec 2 transformateurs et couplage barres ouvert peut être incompatible avec l'exploitation en place du réseau de distribution et nécessiterait de nombreuses modifications structurelles, y compris chez certains clients.

Présentation du point de vue de la FEBEG

Voir présentation.

Raoul NIHART (SPE) insiste sur les moyens raisonnables à mettre en œuvre pour raccorder les nouvelles installations ainsi que sur le fait, pour les gestionnaires de réseau, d'être pro-actifs (anticipation des projets).

Elia et ORES précisent qu'ils sont demandeurs d'informations quant aux nouvelles installations. Raoul NIHART répond que les groupements de producteurs ainsi que le gouvernement peuvent apporter des précisions quant aux projets futurs.

Francis GHIGNY précise que le mécanisme de raccordement flexible pour toute nouvelle installation couplé à une indemnisation après 5 ans poussera les gestionnaires de réseau à investir.

La FEBEG considère qu'à terme, toute nouvelle installation doit pouvoir bénéficier d'un raccordement de plein droit, la congestion structurelle (fréquente et/ou à long terme) devant idéalement être évitée par des investissements dans le réseau. FEBEG précise en outre, qu'en cas de raccordement flexible, l'indemnisation du producteur devrait débuter dès la mise en service de l'installation et non après une période de 5 ans, d'autant que ce sont les premières années de production qui impactent le plus le business plan d'un projet. Raoul NIHART demande si la période de flexibilité non indemnisée envisagée débute à la mise en service ou lors de la demande de raccordement.

Stéphane OTJACQUES insiste sur la nécessité pour le gestionnaire de réseau de disposer d'un engagement ferme du producteur pour faire débiter ce délai.

Pour Francis GHIGNY, cette période de 5 ans maximum peut être discutée et débiterait à la signature du contrat de raccordement.

Raoul NIHART (SPE) insiste pour que le taux de flexibilité soit exprimé en volume et non en temps, ce que Francis GHIGNY confirme.

Frédéric LEFEVRE et Olgan DURIEUX (ORES) insistent tous deux sur la définition du principe d'accès avant de définir les éventuelles indemnités et plaident pour la mise en place d'un mécanisme simple et conservatif dans le temps.

Francis GHIGNY précise aussi que le taux de flexibilité envisagé pourra avoir une influence sur la localisation du projet.

Pour Michel PAQUE (TECTEO), la flexibilité devrait s'appliquer aussi aux installations en situation d'auto-production : dans le cas de l'auto-production, l'énergie produite et auto-consommée implique une diminution de la charge et donc une diminution du talon de consommation.

Présentation du point de vue d'Edora

Voir présentation.

Noémie LAUMONT (Edora) introduit sa présentation en précisant qu'EDORA s'inscrit très certainement dans la réflexion sur les mécanismes de flexibilité, puisque ceux-ci permettront dans un premier temps d'accueillir une quantité croissante de production renouvelable sur le réseau plus rapidement (plus et plus vite). Elle rappelle que la directive européenne précise bien que seule la sécurité du réseau peut justifier le recours au mécanisme de raccordement flexible.

Elle pointe les conclusions du dernier rapport de l'EIA, qui stipule que toutes les installations de production présentes sur le réseau (mécanisme de mutualisation), tant existantes que nouvelles, devraient participer à la flexibilité quelle que soit la filière. A son sens, l'effacement constitue un service au réseau, qui devrait être rémunéré à ce titre.

Noémie LAUMONT pose une série de questions à l'occasion de sa présentation, dont celle de l'objectivation et de l'arbitrage des critères (quand, combien, à quelles conditions...), ou celle de la discrimination entre nouveaux projets et existants. La CWaPE y répondra.

Stéphane RENIER (CWaPE) intervient pour préciser que la période de 5 ans envisagée peut être réduite si les travaux d'adaptation sont déjà repris dans le plan d'adaptation du réseau considéré. Ces 2 éléments sont donc bien entre les mains de la CWaPE.

Présentation Elia « Gestion active du réseau »

Voir présentation.

Présentation par Elia des différentes solutions de raccordement flexibles envisagées dans le cas de la Boucle de l'Est.

ANNEXE 28: PROJET D'ANNEXE AU CONTRAT DE
RACCORDEMENT.

Type	Présentation
Date	06/09/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 4
Intitulé	Projet d'annexe au contrat de raccordement.
Auteur	CWaPE
Statut	Pour réaction

**Annexe au contrat de raccordement, relative à l'injection d'électricité par l'URD
dans le réseau de distribution – Flexibilité de l'accès en cas de congestion**

Révision du projet de SYNERGRID du 21/03/2011

PREAMBULE

Le GRD a examiné, en concertation avec le gestionnaire du réseau de transport et, le cas échéant, avec les gestionnaires de réseau de distribution situés en amont, la demande d'autorisation de raccordement de l'unité de production ou des unités de production décentralisée(s) au réseau moyenne tension, objet du présent contrat de raccordement, en tenant compte, entre autres, de la configuration actuelle des réseaux concernés, des travaux décrits dans les plans d'adaptation approuvés, de la capacité d'injection déjà allouée et de la demande d'électricité.

Compte tenu de cette analyse, il apparaît que la demande de raccordement introduite par l'URD ne pourrait pas, en principe, être satisfaite, et ce en raison d'une (de) situation(s) de congestion potentielles sur le réseau qui ne peut être corrigée dans l'immédiat (*à préciser au cas par cas*). Toutefois, afin de promouvoir les énergies renouvelables et d'accepter sur le réseau la plus grande capacité de production décentralisée possible, le GRD propose une alternative à l'URD, au travers de la présente annexe contractuelle. Cette alternative constitue la seule possibilité pour autoriser ce raccordement. Elle consiste à assurer, lorsque les conditions d'exploitation des réseaux l'exigent, la réduction voire l'interruption de la puissance produite par l'unité de production décentralisée de l'URD raccordée au réseau du GRD, à de strictes conditions techniques et selon un régime de responsabilité particulier, décrits ci-après.

En signant la présente annexe, l'URD marque son accord explicite sur toutes les dispositions qu'elle contient, indispensables à une exploitation et à un développement sûrs, fiables et efficaces des réseaux concernés.

OBJET

1. La présente annexe au contrat de raccordement n° est d'application au raccordement des unités de production de l'URD décrites au contrat de raccordement, ci-après dénommées ensemble « installation de production ». La présente annexe suit le sort de ce contrat de raccordement.
2. L'installation de production de l'URD peut être constituée d'une ou de plusieurs unités de production d'électricité. Les caractéristiques techniques de cette installation de production sont mentionnées dans l'annexe 1 à la présente annexe.

CONDITIONS TECHNIQUES

3. L'URD est autorisé à produire de l'électricité au moyen de son installation de production sous les conditions suivantes:

- l'installation de production doit satisfaire aux prescriptions du Règlement technique distribution ainsi qu'aux prescriptions Synergrid et aux normes auxquelles ces différents documents se réfèrent; en cas de contradiction entre ces différentes dispositions, l'URD demande au GRD de désigner celle qui est applicable dans le respect de la primauté du Règlement technique distribution sur les normes et autres prescriptions techniques Synergrid;
- l'URD installe les équipements nécessaires pour limiter l'injection à tout moment à la puissance d'injection maximale au point de raccordement définie dans le contrat;
- le GRD peut à tout moment et sans avertissement préalable, lorsque les conditions de réseau l'exigent, envoyer une consigne à l'URD, afin que celui-ci réduise ou arrête sa production ; le GRD s'engage à envoyer une consigne à l'URD dès que les conditions d'exploitation du réseau le permettent, permettant à l'URD de redémarrer l'installation de production ou d'augmenter à nouveau le niveau de production ;
- afin de pouvoir exécuter la consigne transmise par le GRD, l'URD installe et contrôle, à ses frais, le bon fonctionnement, préalablement à la mise en service de son installation, des systèmes de télémessure, télésignalisation et de télécommande requis par le GRD, décrits en annexe 2 de la présente annexe ; ces systèmes doivent permettre l'exécution de la consigne transmise par le GRD endéans un délai maximal fixé en annexe 2 prenant cours dès réception de la consigne par l'URD (*note : ce délai sera généralement égal ou inférieur à 15 minutes. Il peut différer selon les situations*);
- l'URD place, à ses frais, un système de délestage instantané de l'installation de production, décrit à l'annexe 2 à la présente annexe, pouvant être activé à distance par le GRD ; ce système ne sera utilisé qu'en cas de non exécution ou d'exécution tardive ou partielle de la consigne transmise par le GRD ou en cas de mise en péril de la stabilité du système électrique;
- la bonne exécution d'un ordre de réduction ou d'interruption de production étant critique pour la sécurité du réseau, le GRD organisera périodiquement, en collaboration avec le gestionnaire de réseau amont, un contrôle de la chaîne complète de réception et de mise en œuvre de ces ordres. Le contrôle sera annoncé à l'URD au plus tard la semaine précédente (S-1) et confirmé la veille (J-1). Le contrôle consistera en l'envoi par le GRD d'un set de production puis en la vérification de la bonne exécution par l'installation de l'URD dans le délai prévu. Chaque partie prend en charge ses propres frais inhérents à ces contrôles périodiques.

COMPENSATION

4. Le GRD estime la fréquence des réductions et limitations à un maximum deheures par an, ce qui correspond à un maximum de % du temps au cours d'une année civile. Le GRD réduit le coût du raccordement facturé à l'URD à concurrence de ce pourcentage.

Tout dépassement de ce plafond estimé fera l'objet d'une indemnisation en faveur de l'URD qui est fixée et calculée conformément à l'article 5 ci-dessous.

5. Durant la période nécessaire au renforcement du réseau qui est spécifiée dans le plan d'adaptation (échéance prévue le) pour autant que cette période ne dépasse pas cinq ans à compter de la conclusion du présent contrat de raccordement, l'URD ne peut prétendre à aucune indemnisation financière de quelque nature que ce soit (en ce compris l'énergie non vendue, la perte de certificats verts, les éventuelles pénalités en cas de déséquilibre de l'ARP,...) de la part du GRD, en cas de réduction partielle ou totale de la capacité de production de son installation de production, exécutée conformément aux dispositions de la présente annexe et dans les limites de l'estimation visée à l'article 4. Si, durant cette période, le nombre d'heures estimé pour ces réductions et limitations est dépassé, les quantités d'électricité non produites, au-delà de ce nombre d'heures estimé, et les certificats verts y-afférents, donneront lieu aux mêmes indemnisations que celles prévues à l'article 6 ci-dessous et selon les mêmes modalités.
6. Au-delà du délai visé à l'article 5 ci-dessus, le GRD dédommagera financièrement l'URD pour réparation du préjudice découlant d'une part de l'impossibilité de valoriser l'électricité (ci-après « indemnisation électricité »), produite et nominée, à la suite d'une telle réduction de la capacité de production et d'autre part à compenser la valeur des certificats verts qui n'auront pas pu être octroyés durant cette période (ci-après « indemnisation CV »). L'« indemnisation CV » est toujours due si l'unité de l'URD produit à partir d'énergie éolienne, solaire ou hydraulique au fil de l'eau compte tenu de l'impossibilité de stocker ces énergies. Dans les autres cas (biomasse, barrage...) cette « indemnisation CV » n'est due que pour les périodes d'interruption supérieures à 6 heures.

L'« indemnité électricité » est calculée et transmise mensuellement par l'URD au moyen de la déclaration reprise en annexe..... L'indemnité est fixée d'une part sur base des quantités nominées non produites pour la période considérée (ou, en l'absence de nomination, sur base des moyenne des 4 derniers quarts d'heure avant l'interruption ou la réduction) et d'autre part sur base du prix moyen de l'électricité durant les journées considérées tel que publié sur..... *références marché spot, bourse.....* « L'indemnité CV » est également calculée et transmise mensuellement par l'URD au GRD au moyen de la même déclaration. Elle est fixée d'une part sur base des quantités nominées non produites (ou, en l'absence de nomination, sur base des moyenne des 4 derniers quarts d'heure avant l'interruption ou la réduction) pour la période considérée et d'autre part sur base du prix moyen du certificat vert publié par la CWaPE pour la période concernée et du taux d'octroi du mois précédent.

Les indemnités sont payables une fois par an. En cas de désaccord de la part du GRD quant aux données et montants repris dans une déclaration mensuelle, il en informe l'URD dans les quinze jours calendrier en lui demandant d'y apporter les corrections qu'il indique. Le GRD ne peut contester la durée des interruptions / limitations que s'il dispose d'un archivage suffisamment probant des consignes adressées à l'URD. En cas de désaccord persistant entre les deux parties, le GRD paye sans délai l'incontestablement dû et prend toutes les mesures utiles pour que le différend relatif au solde soit réglé de façon diligente conformément aux modalités de résolution des litiges prévues dans le contrat de raccordement.

RESPONSABILITES ET SANCTIONS

7. Sans préjudice des articles 8 à 10 ci-après, l'URD est entièrement et totalement responsable, vis-à-vis du GRD et de tout cocontractant de celui-ci, de tous dommages éventuels liés directement ou indirectement à une exécution incorrecte ou hors délai des consignes émanant du GRD ou au non respect des dispositions, prescriptions et normes visées à l'article 3.

L'URD garantit notamment le GRD contre toute demande émanant d'un utilisateur du réseau, consommateur et/ou producteur, relative par exemple aux indemnités forfaitaires prévues par la législation en vigueur en cas d'interruption de la fourniture d'électricité, ou au dommage subi par un autre utilisateur du réseau dont la production d'électricité a dû être limitée ou arrêtée parce que l'URD n'a pas exécuté correctement la consigne de limitation ou d'arrêt donnée par le GRD.

8. L'URD prend en compte les dispositions de la présente annexe dans ses relations contractuelles avec des tiers (responsable d'équilibre, détenteur d'accès,...) ; l'URD est sans recours contre le GRD pour tout dommage éventuel (financier ou autre) subi par ces tiers lié à l'exécution correcte, par le GRD, de la présente annexe.
9. L'URD indemnise le GRD pour les interventions au réseau nécessitées par son non-respect de la consigne transmise par le GRD, et en particulier suite au fonctionnement des protections qui en résulterait. Ces indemnités sont fixées forfaitairement sur base des tarifs horaires convenus avec le service Datassur de la fédération des Assurances dans la Convention entre l'UPEA et la FBE pour les installations des catégories 3 et 4 et en fonction des travaux de remise sous tension des parties de réseau affectées, qui sont forfaitisés comme suit :
 - remise sur le réseau d'un feeder : 10 hommes-heures
 - remise sur le réseau d'une cabine : 6 hommes-heures
 - remise sur le réseau d'un poste : 24 hommes-heures

10. L'URD déclare être pleinement conscient du fait que le non-respect de l'ensemble des conditions techniques ci-dessus et/ou que la non exécution ou une exécution incorrecte de la consigne transmise par le GRD constituent un risque grave pour la sécurité du réseau.

Le cas échéant, le GRD se réserve le droit, après information et consultation du régulateur, de suspendre l'accès de l'URD au réseau pendant une période déterminée.

AUTRES DISPOSITIONS

11. Le GRD s'engage à fournir à l'URD, sur simple demande et dans un délai raisonnable, une motivation écrite relative à toute consigne de réduction ou d'arrêt de son installation de production.

12. Dès que l'injection totale d'énergie mesurée au point d'injection raccordé au réseau pour une installation de production est, pendant une période de 24 mois consécutifs, inférieure à la puissance contractuelle d'injection du raccordement, la puissance contractuelle d'injection du raccordement est limitée à 110 % de la puissance maximale d'injection mesurée sur cette période, sans pour autant qu'elle puisse dépasser la puissance contractuelle d'injection du raccordement initiale. Si, au cours de cette période de 24 mois, la puissance d'injection a dû être réduite en application d'une (de) consigne(s) transmise(s) par le GRD, cette période sera allongée d'une durée totale égale à la somme des durées des périodes de réduction d'injection imposées pendant ces 24 mois.

13. L'URD qui projette d'exécuter des travaux à son installation de production (maintenance, modification, ...) doit en informer par écrit ou par e-mail le GRD le plus vite possible afin que celui-ci puisse tenir compte, pour la gestion de son réseau, de la suspension et/ou limitation de cette production pendant la période mentionnée.

14. L'URD qui projette de modifier la puissance de son installation de production doit en informer le GRD préalablement, ainsi que prévu au contrat de raccordement principal. Le GRD a le droit de conditionner l'acceptation de cette modification de puissance à une révision des conditions de flexibilité définies dans la présente annexe si cette modification impacte de manière négative son réseau ou le réseau de transport amont. Une telle imposition sera dûment motivée.

- Annexe 1 Caractéristiques techniques de l'installation de production
- Annexe 2 Description des systèmes de télémesure, télésignalisation et de télécommande, ainsi que du système de délestage instantané de l'installation de production, requis par le GRD

(Note : Ces projets d'annexe n'existent pas encore)

ANNEXE 29: RACCORDEMENT ET ACCÈS FLEXIBLE

Type	Présentation
Date	06/09/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 4
Intitulé	Raccordement et accès flexible
Auteur	CWaPE
Statut	Pour réaction

REDI – GT1 « Productions décentralisées » – Session 4
CWaPE, 6 septembre 2011

Note de réflexion relative aux raccordements et accès flexibles

1. Les raccordements ou accès “flexibles” sont des raccordements qui ne satisfont pas aux critères traditionnels de planification en ce sens que leur accès est flexibilisé. Cela signifie que le gestionnaire de réseau se réserve la possibilité (sur base des contraintes de son réseau) de limiter la quantité d’électricité injectée au niveau du point d’accès en maintenant son réseau inchangé ou dans l’attente de l’exécution d’un plan d’amélioration. De cette manière temporaire, cette solution ne doit pas être indemnisée, le temps de permettre d’opérer les améliorations de réseaux nécessaires à l’obtention d’un raccordement « de plein droit ». Si cette réalisation était jugée économiquement inacceptable par le gestionnaire ou si des retards de réalisation étaient constatés pour des raisons techniques, juridiques ou autres, la poursuite de la flexibilité pourrait s’envisager, mais à des conditions ne compromettant pas le business plan du producteur. La flexibilité non indemnisée doit donc s’accompagner d’une limite dans le temps : la CWaPE estime qu’elle doit suivre les échéances du plan d’adaptation et ne peut, en aucun cas, être supérieure à 5 ans, à compter de la conclusion du contrat de raccordement.
2. Le fait que la flexibilité ne soit pas indemnisée pendant la période nécessaire au renforcement du réseau (maximum 5 ans) 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 traditionnel ou modalisées par des conditions de flexibilité moins contraignantes.
3. L’objectif du raccordement ou de l’accès flexible est de permettre le raccordement de toute unité de production, rentable et finançable, même lorsque les capacités du réseau ne permettent pas une injection sans conditions. Dans certains cas, il serait cependant économiquement déraisonnable de renforcer le réseau local pour permettre une injection maximale en toutes circonstances alors que l’installation de production bénéficie généralement déjà d’une disponibilité (en termes de probabilité) très importante de sa capacité d’injection maximale. Dans ce cas, le mécanisme d’indemnisation permettrait, à moindre coût, de compenser la perte de production, en comparaison avec le coût des investissements nécessaires pour éviter cette perte de production minimale. 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 l’indemnisation future eu égard aux bénéfices du projet, la CWaPE peut accepter la demande du gestionnaire de réseau de refuser le raccordement demandé.

4. L'investisseur peut lui-même assurer la nécessaire flexibilité en constituant un portefeuille d'unités de production complémentaires sur un même point de raccordement, moyennant l'accord explicite préalable du gestionnaire de réseau, afin de faire un usage permanent de la puissance maximale de raccordement. La juxtaposition de filières complémentaires de production d'énergie renouvelable l'une « aléatoire » (éolien par exemple), l'autre « interruptible et appelable » (biomasse) est effectivement une option intéressante mais qui doit résulter d'un choix libre de l'investisseur, en vue de pouvoir, dès le début, bénéficier d'un raccordement « de plein droit ».
5. En aucun cas, on ne peut arriver à une situation où il serait avantageux pour un producteur de ne pas produire afin d'être indemnisé ; l'indemnisation doit donc rester strictement limitée au manque à gagner objectif ; des garde-fous soigneusement étudiés, au besoin filière par filière, doivent être mis en place. Le manque à gagner objectif est constitué de la valeur de l'énergie vendue, augmenté du préjudice enregistré en matière de certificats verts. Le préjudice est dépendant aussi du caractère stockable ou non de la ressource.
6. Une annexe au contrat de raccordement doit être finalisée pour convenir des modalités de l'accès flexible. Un tel projet est actuellement en discussion entre Synergrid et la CWaPE. Ce projet, non abouti mais faisant le point de la situation actuelle, est joint en annexe.

* * *

ANNEXE 30: POSITION CONNECTION TO THE GRID FOR GENERATORS

Type	Présentation
Date	06/09/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 4
Intitulé	Position connection to the grid for generators
Auteur	FEBEG
Statut	Position paper

CONNECTIONS FOR POWER GENERATING FACILITIES



CONNECTIONS FOR POWER GENERATING FACILITIES



**FEBEG Position
(Version 6.09.2011)**



FEBEG



CONTENT

- Context
- Grid investments
- Grid connection
- Congestion management
- Derogations
- Conclusions

CONTEXT

Current developments

- Proposals in Policy Platforms CWaPE (REDI) and VREG regarding access of generating facilities to distribution grid
- Proposals Elia (WG Belgian Grid) for new capacity reservation procedure
- Proposals Elia (WG Belgian Grid) for new connection procedure

GRID INVESTMENTS

General principles

- Grid operators should employ all reasonable means to connect all new generation capacity:
 - within a reasonable time
 - at a reasonable cost
 - at the right place (location, voltage, ...)
 - without substantial technical limitations
- Grid operators should proactively invest with a long term vision in order to reach this objective
- Solidarity and coordination between transmission and distribution regarding the necessary investments

GRID CONNECTION

Firm capacity for injection

- Fair and non-discriminatory access to the grid
- Generators need firm commitment and predictable conditions at the moment of the connection
- Conditional connection is unacceptable:
 - lack of incentives for grid investments
 - discourages investments in generation capacity
 - discriminatory and leads to competition distortion
- NMA¹: ‘flexible connections are discriminatory because they make a distinction between existing and new connections’
- Need for market based congestion management

¹ NMA decision of the 20th of May, 2009 (102690/87)

CONGESTION MANAGEMENT

General principles

- Structural congestion is unacceptable
- Occasional congestion:
 - should also be prevented by timely investments
 - market based congestion management can offer a temporary solution
- Market based system with fair compensation ensures:
 - grid operators can assess whether they compensate grid users to ramp up/down or invest in grid reinforcements
 - a correct price which reflects scarcity or oversupply of flexibility
 - a fair compensation incentivizes market operators to invest in flexible generation capacity or demand

CONGESTION MANAGEMENT

Market based system

- System redispatch with up- and downward regulation can be implemented according to the Dutch Model:
 - clear identification congested zones on TSO and DSO grid
 - voluntary and, if necessary, mandatory bidding
 - applicable on all grid users (both generators and end users), including already connected parties ➡ no discrimination
 - biddings for different categories of units to prioritize renewables and cogeneration
 - fair and market based compensation
 - net cost of congestion management system is socialized in grid fee

DEROGATIONS

- Derogations of these principles are only acceptable:
 - for system security reasons
 - in mutually agreed upon conditional connections (not unilaterally imposed) for very limited technical reasons, in particular maintenance of grid elements, which can be scheduled in agreement with the generator(s)

CONCLUSIONS

- Grid operators should employ all necessary means to connect all new generation
- Grid capacity for injection needs to be firm
- Structural congestion needs to be avoided by timely investments
- Occasional congestion should also be prevented or managed with a market based congestion management system with fair compensation

ANNEXE 31: EDORA-INTÉGRATION DES SOURCES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES DÉCENTRALISÉES DANS LE RÉSEAU

Type	Présentation
Date	06/09/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 4
Intitulé	EDORA-Intégration des sources d'énergies renouvelables décentralisées dans le réseau
Auteur	EDORA
Statut	Position paper



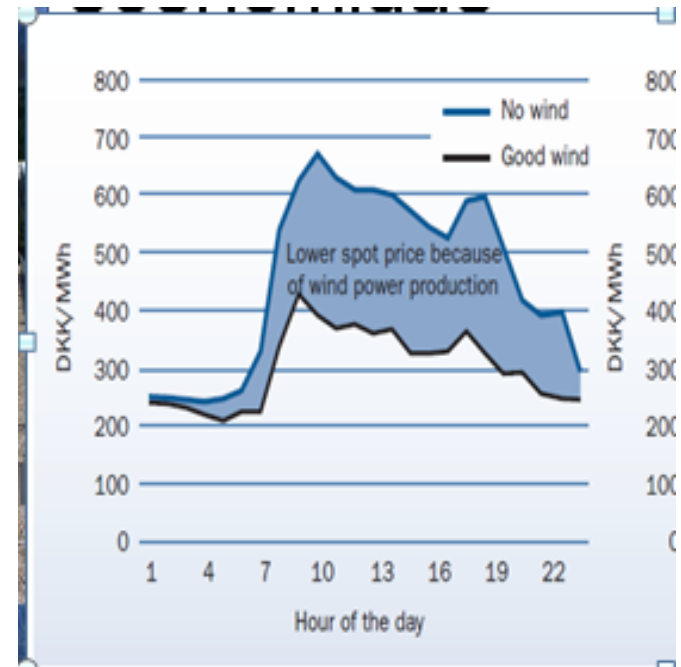
REDI – GT1

Intégration des sources d'énergies
renouvelables décentralisées dans le réseau;

Pistes de réflexion

Les idées clés

- Le futur énergétique sera fait de sources renouvelables et/ou décentralisées.
- Maximisons la plus value sociétale de cette évolution
- Utilisation au maximum des ressources d'énergie renouvelables souvent à coût marginal 0
 - Effacement de manière réfléchie garantissant la sécurité du réseau
 - Compensation correcte pour le service d'effacement
 - Garanti un effacement réfléchi
 - Donne un signal clair sur la valeur de l'effacement
- Concertation et coopération pour détailler les concepts dans l'esprit d'une flexibilisation et d'adaptation du réseau



ER: nécessité et opportunité

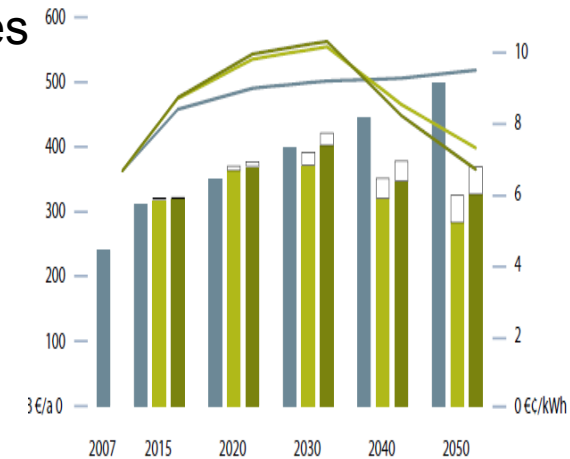
■ Energies renouvelables

□ sont une nécessité

- changements climatiques
- raréfaction des énergies conventionnelles
- diversification sources énergie

□ amènent opportunités et avantages

- Énergie meilleure marché à terme
 - Coût marginal = 0 (pas de combustible)
 - Effets d'apprentissage diminuent capex
 - Emploi



■ Les ER auront une part très importante dans le marché de l'énergie du futur

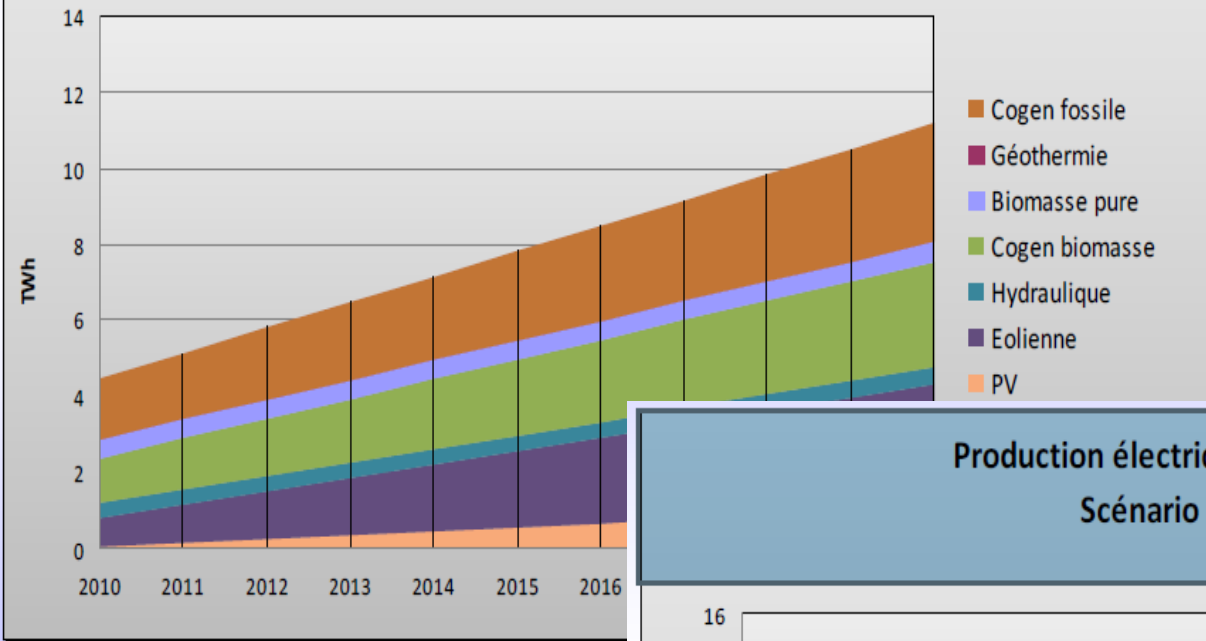
Les objectifs

Wallonie 2020

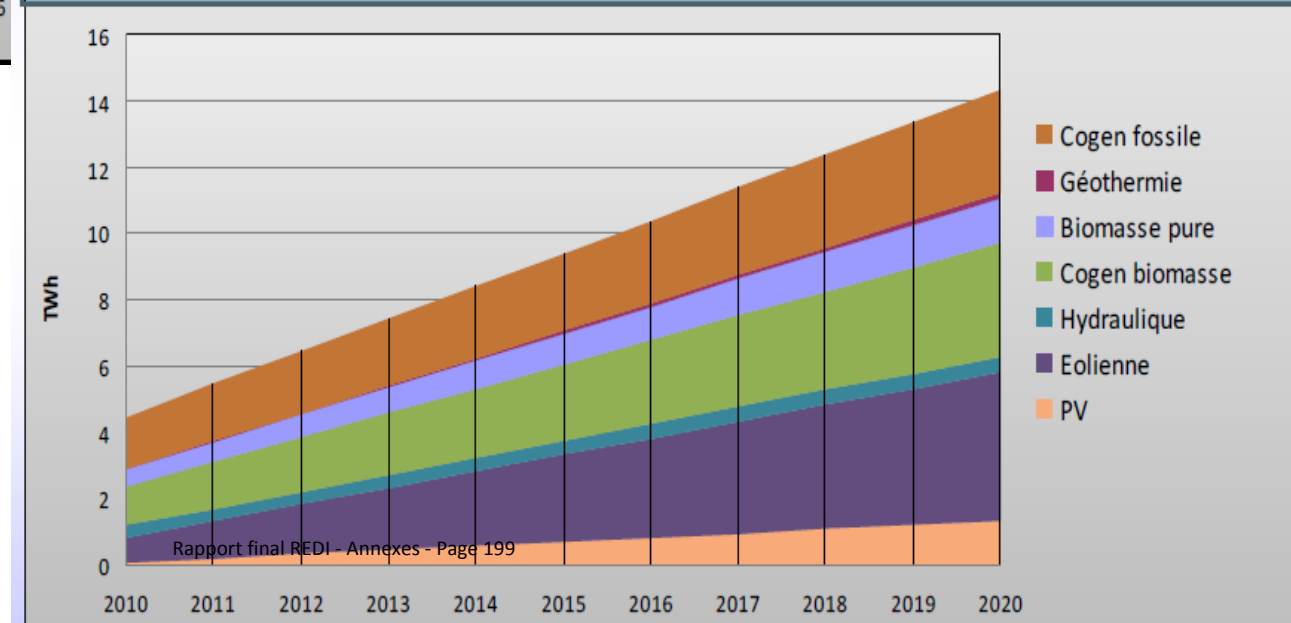
20% d'énergie de sources renouvelables

>>37% d'électricité de sources renouvelables

Production électrique nette (TWh)
Scénario PMDE/CWaPE 2011



Production électrique nette (TWh)
Scénario EDORA



2050: 100% ?



Priorité dans les législations

- Directive renouvelable (2009/28)
 - Etats prennent mesures pour développer infrastructure pour intégrer ER
 - Garantir transport E-SER
 - Prévoir accès prioritaire ou accès garanti
 - Prévoir appel prioritaire –si effacement rendre compte devant autorités compétentes
 - Priorité ER sous réserve fiabilité et sécurité réseau
- Directive marché électricité (2003/54)
 - Etat peut imposer priorité SER lorsqu'il appelle installations

Priorité dans les législations

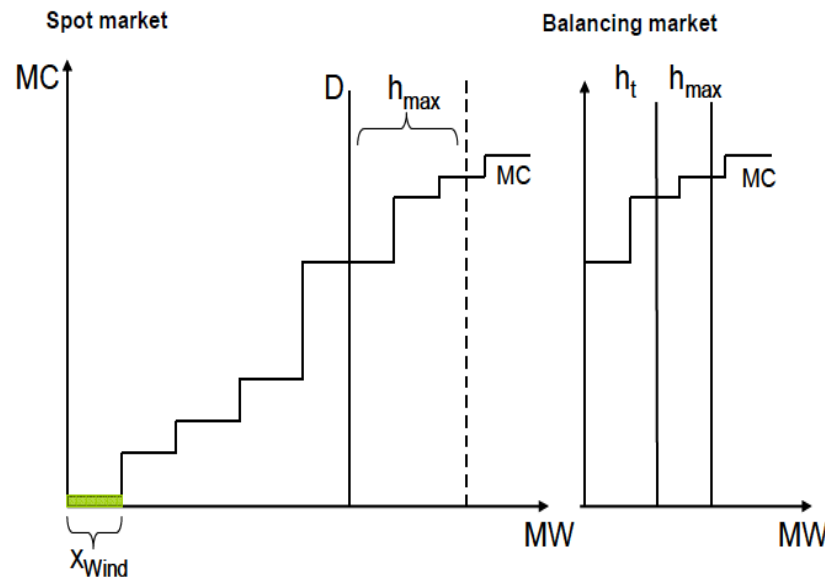
■ Belgique

- Fédéral: priorité ER réseau transport compte tenu sécurité (AR 19-12-02)
 - étude d'orientation
 - raccordement
 - gestion de congestion
 - appel des unités de production
- Wallon: priorité ER réseau transport local compte tenu bon fonctionnement réseau (AGW 24-07-07)
 - étude d'orientation
 - Raccordement

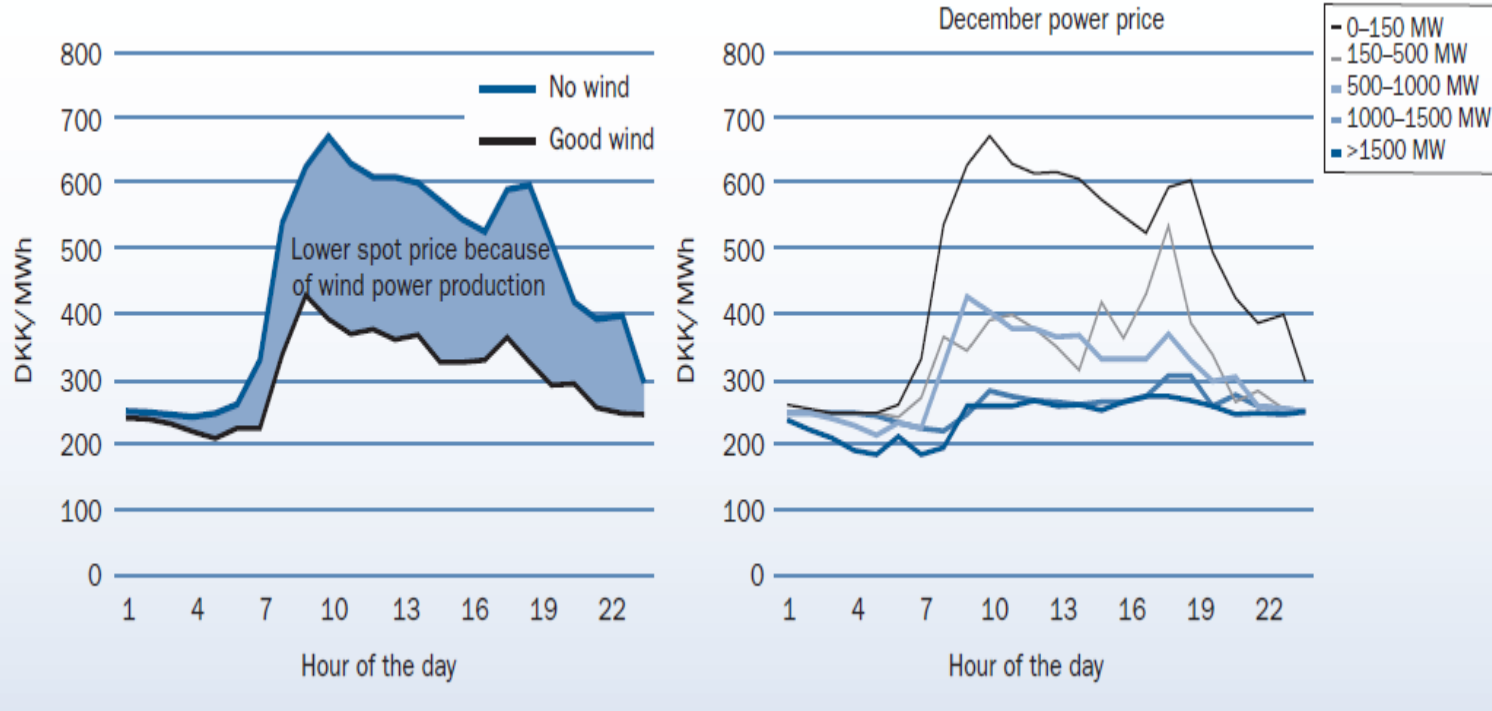
→ Dans la pratique? Cas observés?

Le principe économique: théorie

- L'appel prioritaire = principe économique
 - Le coût marginal des sources intermittente est quasi 0
 - Pas les utiliser causerait un surcoût

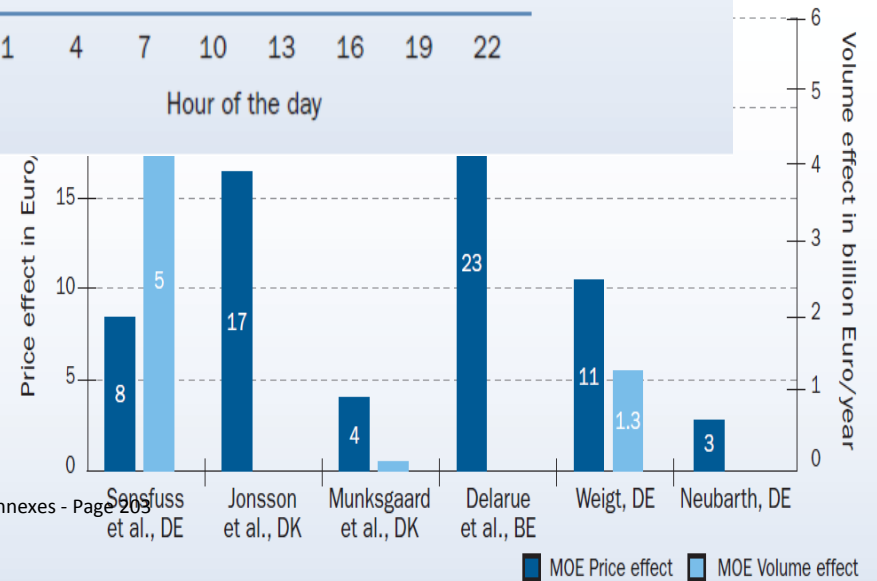


Le principe économique: pratique



Utiliser l'électricité renouvelable disponible = électricité meilleure marché

(illustrations: spotprice December 2005, Denmark - Literature study (Pyöry))

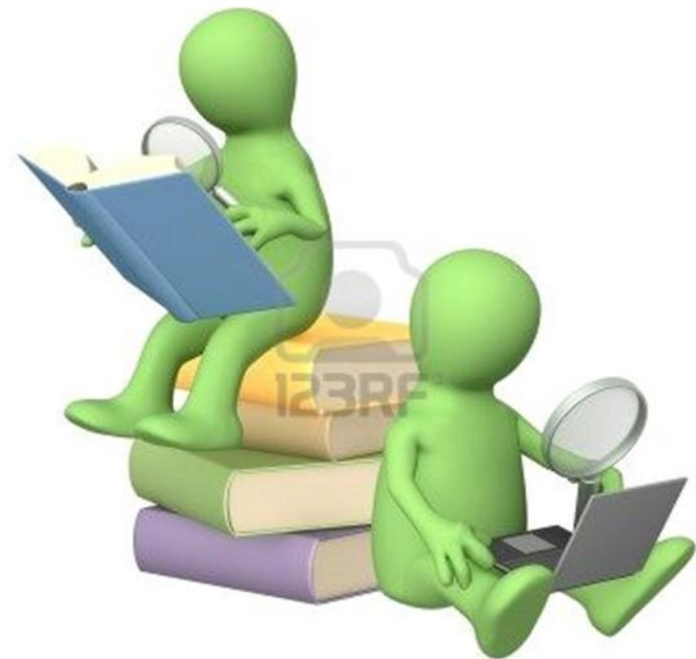


Ce principe économique est-il respecté / le sera-t-il à l'avenir?

- Pas nécessairement appel/accès prioritaire, (=effacement) pour renouvelable malgré coûts marginaux = 0
- Producteur renouvelable risque de perdre production et revenus
- **Importance de trouver le signal correct qui permet**
 - de maximaliser l'utilisation des énergies renouvelables (pour une grande partie à $CM=0$)
 - de ne pas mettre la sécurité du réseau en péril
 - de rémunérer le service rendu par le producteur pour préserver la sécurité du réseau
 - De garantir l'investissement nécessaire dans le réseau

Comment concilier objectifs politiques, principe économique et le défi sécurité?

- IEA
- Autres pays européens
- Clients interruptibles /demand side managt





International
Energy Agency

Please note that this PDF is subject to specific restrictions that limit its use and distribution. The terms and conditions are available online at www.iea.org/about/copyright.asp

Harnessing Variable Renewables

*A Guide to the
Balancing Challenge*

« The Variable Renewable Energy (VRE) balancing challenge is far from insurmountable »

l'IEA

- « Managing variability/uncertainty are familiar aspects of all power aspects » -> l'améliorer, pas l'inventer
- « The Variable Renewable Energy (VRE) balancing challenge is far from insurmountable
 - greater technical potential for balancing VRE output exists than is commonly supposed
 - To exploit potential:
 - strong and early investment in grid infrastructure/intelligence, avec focus sur 'maillons faibles'
 - Introduce market mechanisms to reflect flexibility value
 - Less long term contracts
 - Renewables on spotmarket/balancing market
 - Importations/exportations –demand replacement
- La réponse aux « défis du principe économique »

IEA

■ Contraintes physiques

- réseau ne permet pas d'acheminer la production bon marché vers la demande
- *Investir dans réseau qui permettra l'acheminement*
- *Répartition/localisation/complémentarité des productions VRE*

■ Incentive pour la flexibilité de la production

- Coût marginal négatifs de certaines centrales
- Coût stop-start > perte vente électricité prix négatif
- Vision court terme pourrait effacer ER pour la production de ces centrales
- *Investir dans de la flexibilité de TOUTES les productions*

■ Flexibilité du marché

- 86% contrats OTC
- « Gate closure » 36 heures avant fourniture
- *Évoluer vers un « gate closure » plus tardif*
- *Elargissement des marchés*

EIA – extraits choisis

- « Expensive new capacity measures should be considered a last resort, taken only after optimising the availability of *existing* flexible resources »
- « Flexibility becomes a design driver »
- « Increasing the proportion of installed capacity that is flexible, rather than the level of capacity itself »
- « Adding VRE plants to a system that is already adequate has only a beneficial impact on adequacy, yet reduced revenue to dispatchable plants resulting from that deployment may nonetheless undermine it »

Autres pays

■ Allemagne

- Loi énergie renouvelable
 - admet effacement à condition
 - Installation + 100 Kw
 - GR a tout fait pour éviter effacement
 - GR garde toutes les données réseau menant à effacement
 - prévoit possibilité compensation producteur
 - si condition effacement pas respecté
 - base = manque à gagner
- Loi énergie (energie wirtschaftsgesetz)
 - GR peut prendre mesures garantir sécurité réseau
 - Sans compensation
- Qu'est-ce qui prévaut?
 - Pas toujours clair
 - Effacement suite à bottle neck (redispatch) = compensation

Clients interruptibles (HT)

- Rendre service au gestionnaire réseau pour
 - Rétablir équilibre entre injections et prélèvements
 - Résoudre congestions
- Le service est rémunéré
- Contrat bilatéral

- « Elia peut conclure des contrats avec des clients afin de rétablir, le cas échéant, l'équilibre entre les injections et les prélèvements de puissance active sur son réseau et /ou de prévenir ou de résoudre les congestions. L'objectif est, moyennant compensation, de réduire la charge de clients raccordés à son réseau jusqu'à un niveau défini contractuellement, et ceci un nombre limité de fois par an. » (site web ELIA)

Conclusions (1)

- Intégrer en priorité et au maximum l'énergie renouvelable qui a souvent un coût marginal 0;
- Faire évoluer les réseaux vers des réseaux flexibles, capable d'intégrer l'énergie renouvelable;
- Les mesures de flexibilisation des productions doivent rester occasionnelles/limitées dans le temps, non structurelles;
- Dans l'intervalle, un **effacement réfléchi** peut s'avérer nécessaire afin d'assurer un raccordement garanti des nouvelles installations;
- La compensation devrait se baser sur un mécanisme de marché (gestion des congestions);

Conclusions (2)

- Un effacement réfléchi
 - se fait dans des circonstances clairement stipulées
 - Le respect de ces circonstances peut être vérifié par le producteur effacé après. Le GR met à disposition les données nécessaires à la vérification.
 - se fait uniquement pour les installations au-delà d'une certaine taille?
 - constitue un service au réseau (cfr service de balancing/interruptibilité) et est compensé sur base du principe du manque à gagner pour le producteur et /ou la perte qui serait à assumer pour le gestionnaire du réseau
 - un effacement prévu (entretien) n'est pas compensé tant que le moment soit convenu bilatéralement
- Les principes sont valables pour toutes les filières
- Rôle des installations conventionnelles !

Questions

- 'Sur base des contraintes de son réseau': quel cadre temporel ('dans l'attente de...') et spatial? Quelle définition (>< législation EU = 'sécurité du réseau')? Quelle coordination entre GRT et GRD?
- Qui est concerné? Tout type de production, existante ou nouvelle?
- Qui/comment juge-t-on du caractère économiquement raisonnable (de la flexibilité, des investissements)?
- 'Analyse coûts/bénéfices': sur quelle échelle de temps et d'espace (GRD>GRT)? Quels critères?
- 'Portefeuille d'unités de production complémentaires sur un point de raccordement': est-ce le rôle du producteur? Quelle échelle spatiale (point de raccordement ou 'zone de réglage')?
- 'Manque à gagner' ou 'valeur du service rendu'?
- Quel lien avec le caractère stockable de la ressource??
- Qui arbitre?!

ANNEXE 32: POSITION DES GRS SUR LA NOTION DE RACCORDEMENTS À ACCÈS FLEXIBLE

Type	Présentation
Date	06/09/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 4
Intitulé	Position des GRs sur la notion de raccordements à accès flexible .
Auteur	SYNERGRID
Statut	Pour information

Position des GRs sur la notion de raccordements à accès flexible

REDI GT1 – 6/9/2011

Comment faire face à la demande accrue de production SER?

❑ **Renforcement des réseaux:**

Les GR investissent continuellement pour **adapter/renforcer les réseaux** et augmenter leur capacité d'accueil à des **conditions économique-techniques raisonnables**, sur base de plans d'investissements soumis aux autorités compétentes et régulièrement adaptés

MAIS investissements longs & à concentrer là où économiquement justifié

- Problèmes de délais non maîtrisés par les GR :
 - Difficulté d'obtenir des **permis**, particulièrement pour poser de nouveaux câbles ou lignes HT
 - Difficulté d'obtenir des **terrains**, pour installer un nouveau poste ou agrandir un poste existant
- Incertitude quant à la **réalisation effective** des projets annoncés de nouvelles unités de production
- **Choix des zones à développer** dans le cadre des plans d'investissement

❑ **Favoriser zones non congestionnées** identifiées avec un haut potentiel de raccordement : les producteurs sont incités à s'y installer en priorité

❑ **Raccordements à accès flexible** = les GR offrent un raccordement à de nouvelles unités de production, en limitant leur production pendant une proportion très faible du temps

Comment faire face à la demande accrue de production RES?

- ❑ **Horizon temporel = Réponses différenciées mais complémentaires**
 - **MT/LT**: renforcement des réseaux, gestion dynamique des réseaux, évolution des rôles des acteurs de marché...
 - **CT**: raccordement avec accès flexible

- ❑ Concept de raccordement avec accès flexible à développer en **harmonie avec solutions MT et LT**.

- ❑ **Enjeu sociétal majeur** : adhésion nécessaire des producteurs et régulateurs à la proposition des GR

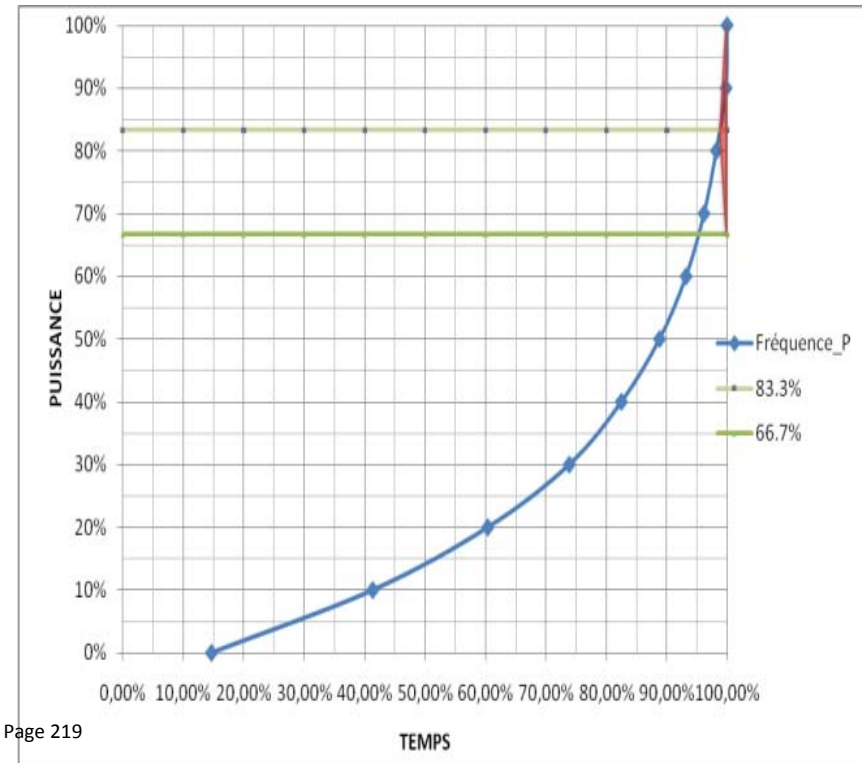
Impact du raccordement à accès flexible sur la production

- ❑ Impact sur le **volume d'énergie** produite par an (# capacité de raccordement)
- ❑ **Impact limité pour le producteur :**
 - quantité d'énergie non produite restera faible par rapport à la quantité d'énergie produite
 - investissement supplémentaire très limité pour le producteur (outil de communication spécifique avec le GR)

Exemple : 2 parcs éoliens de 12MW sur un poste avec transfo 2x20 MVA

- Perte transfo : max. 0,4% du temps
- Talon de conso : négligeable
- 1 des 2 parcs est flexible, l'autre traditionnel
- Réglages possibles pour le dispatch (0%, 50%, 100%)

→ Statistiquement, dispatch à 50% pendant **0,008% du temps** (45'/an)
 → Energie non injectée : **3,5 MWh/an**



- ❑ Enjeu sur le choix du producteur à activer (délestage/réduction) :
principe of access
 - Au niveau d'une boucle de transport
 - Au niveau d'un transfo
 - Que faire avec production traditionnelle ? Quid d'une participation à la flexibilité ?
= choix sociétal et politique
 - ❑ Enjeu **technologique**
 - Moyens techniques à mettre en œuvre pour délestage/réduction
Développements technologiques des machines...
 - Délai pour appliquer la consigne ? Remise en route de la production délestée ?
 - Limite minimale de la puissance de l'installation SER? MT 250 kVA ?
 - ❑ Enjeu **économique**: compensation ?
 - ❑ **Neutralité indispensable pour les GR**
 - ❑ Éviter tout gaming => **mécanisme de marché**
 - ❑ Enjeu **géographique** : incitant à l'accueil de la production dans les zones non congestionnées
- ⇒ **Complexité non négligeable**
- ⇒ **Réflexion en cours**

- Les raccordements à accès flexible sont un instrument utile, si:
 - Les producteurs restent incités à investir en priorité dans des zones non congestionnées du réseau
 - Les GR ne sont pas forcés de renforcer à tout prix leurs réseaux pour rendre « traditionnel » tout raccordement à accès flexible : un raccordement flexible peut être permanent, en fonction de la localisation
- Flexibilité nécessaire de la part des UR (producteurs et consommateurs), pour assurer l'utilisation optimale des réseaux
 - condition nécessaire pour continuer à accueillir massivement les SER
 - Tout le monde y gagne (producteurs, consommateurs, GR)
- La mise en place des raccordements avec accès flexible présentent de nombreux enjeux, qui imposent des choix de société appartenant aux autorités et aux régulateurs. La mise en place sera progressive et requiert l'appui des autorités
- Vu la faible perte d'énergie en cas de délestage/réduction, couvrir systématiquement les coûts des producteurs n'est pas optimal et présente des risques. Si une compensation était développée, elle devrait se baser sur un mécanisme de marché et se justifier dans des conditions précises.

ANNEXE 33: ACTIVE NETWORK MANAGEMENT ETUDE DE FAISABILITÉ SUR LA BOUCLE DE L'EST

Type	Présentation
Date	05/10/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 4
Intitulé	Active Network Management Etude de faisabilité sur la boucle de l'Est
Auteur	Elia
Statut	Pour information

Active Network Management

Etude de faisabilité sur la boucle de l'Est

REDI - Réunion du 06/09/2011



Powering a world in progress

V. De Wilde – O. Durieux

Contenu

Introduction

- ✓ Problématique
- ✓ Solutions ?

Cas d'étude : la Boucle de l'Est

Concepts

- ✓ Raccordement avec accès traditionnel
- ✓ Raccordement avec accès flexible en N

Etude de faisabilité ... Active Network Management

- ✓ Overview
- ✓ Scénarios
- ✓ Résultats

Conclusions et perspectives

Contenu

Introduction

- ✓ Problématique
- ✓ Solutions ?

Cas d'étude : la Boucle de l'Est

Concepts

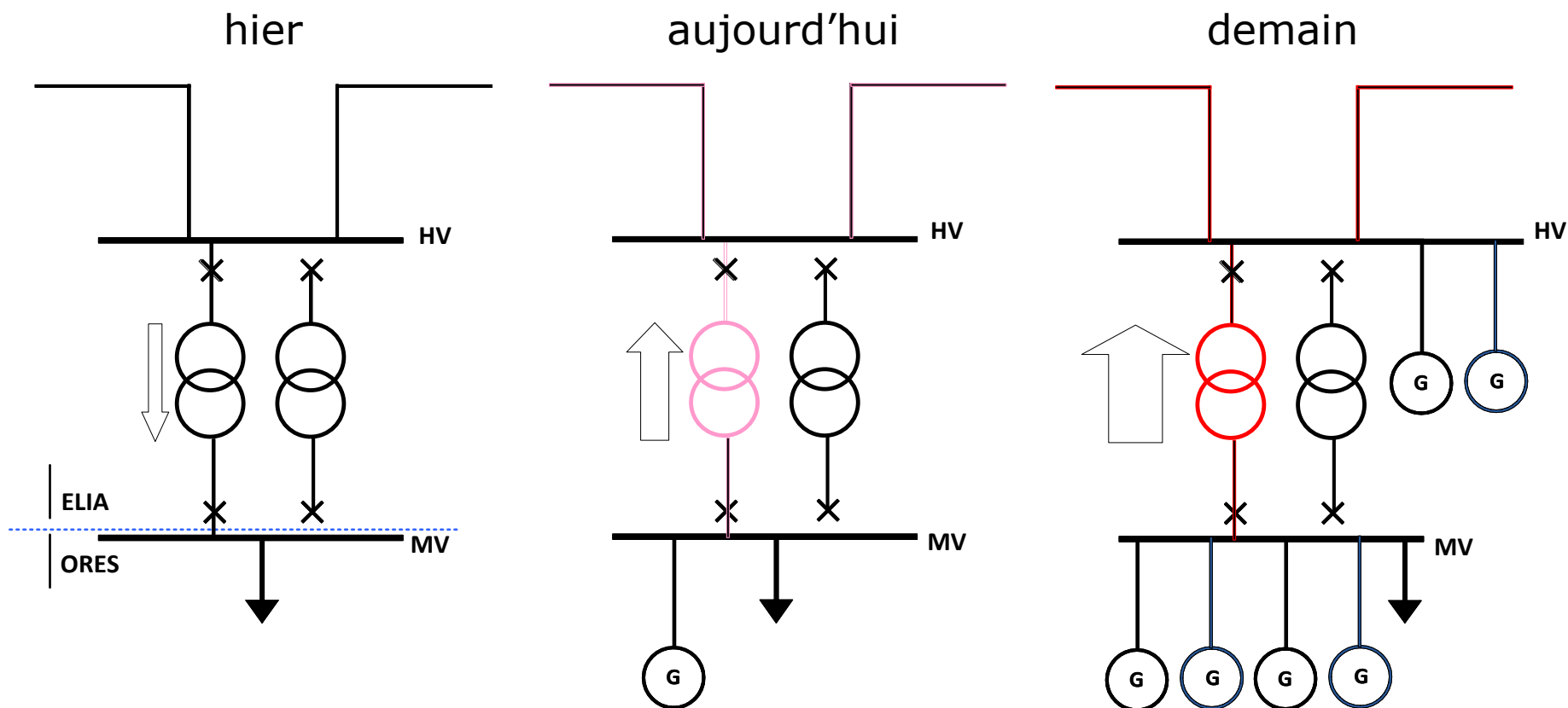
- ✓ Raccordement avec accès traditionnel
- ✓ Raccordement avec accès flexible en N

Etude de faisabilité ... Active Network Management

- ✓ Overview
- ✓ Scénarios
- ✓ Résultats

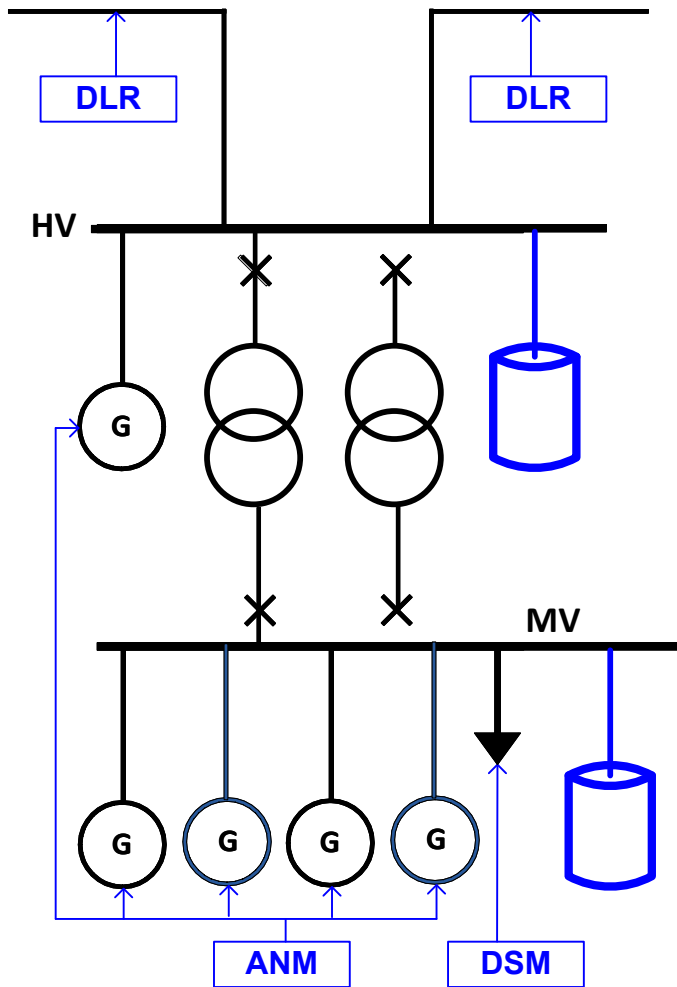
Conclusions et perspectives

Problématique



Comment connecter *rapidement* et *économiquement* plus d'unités de production décentralisées sur un réseau saturé voire congestionné ?

Solutions ?



Renforcements de réseau

- ➔ Coûts élevés
- ➔ Planning des travaux

versus

Planning de raccordement de l'UPD

Alternative ?

- Dynamic Line Rating
- Stockage d'énergie
- Demand Side Management
- ...
- **Active Network Management**

- Etude réalisée par la société *Smarter Grid Solutions* en collaboration avec Elia et ORES
- Scope : évaluer l'intérêt et la faisabilité de déployer un système d'Active Network Management sur le réseau de la boucle de l'Est

Contenu

Introduction

- ✓ Problématique
- ✓ Solutions ?

Cas d'étude : la Boucle de l'Est

Concepts

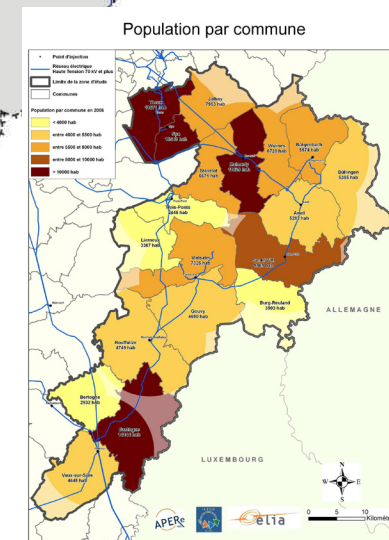
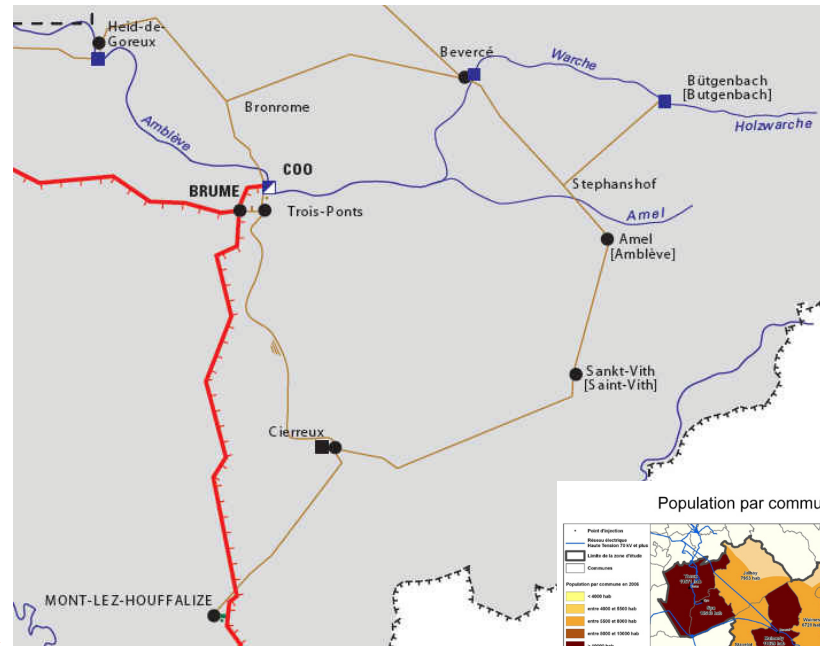
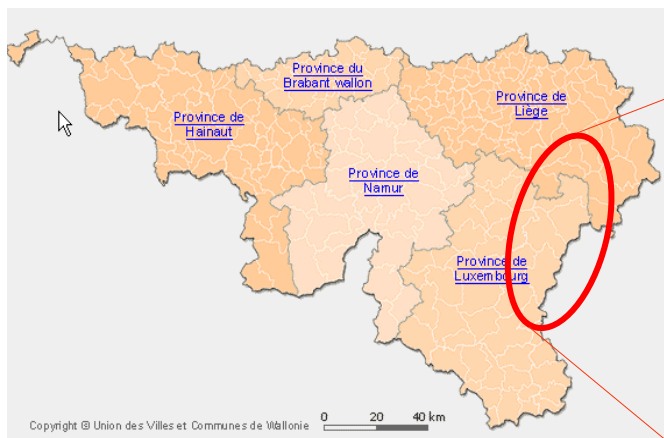
- ✓ Raccordement avec accès traditionnel
- ✓ Raccordement avec accès flexible en N

Etude de faisabilité ... Active Network Management

- ✓ Overview
- ✓ Scénarios
- ✓ Résultats

Conclusions et perspectives

Cas d'étude : la boucle de l'Est



- Réseau 70 kV développé pour une consommation relativement faible
- Production : ~150 MW raccordés ou réservés
- ➔ **Plus de possibilité de raccordement** aujourd'hui selon les critères actuels

or

- potentiel éolien 325 MW
 - potentiel de cogénération 80 MW
- selon l'étude ICEDD

Contenu

Introduction

- ✓ Problématique
- ✓ Solutions ?

Cas d'étude : la Boucle de l'Est

Concepts

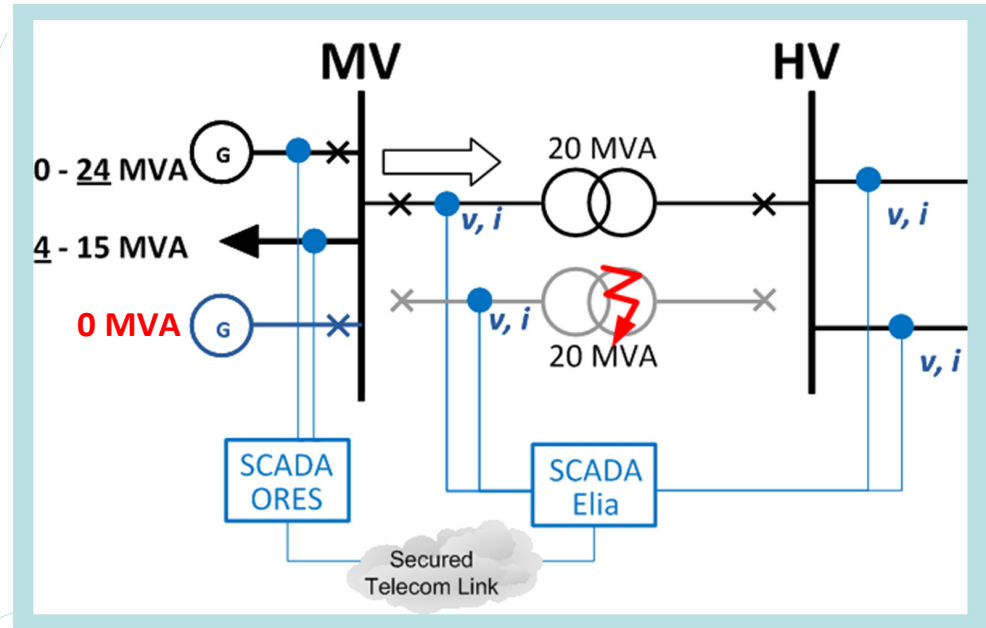
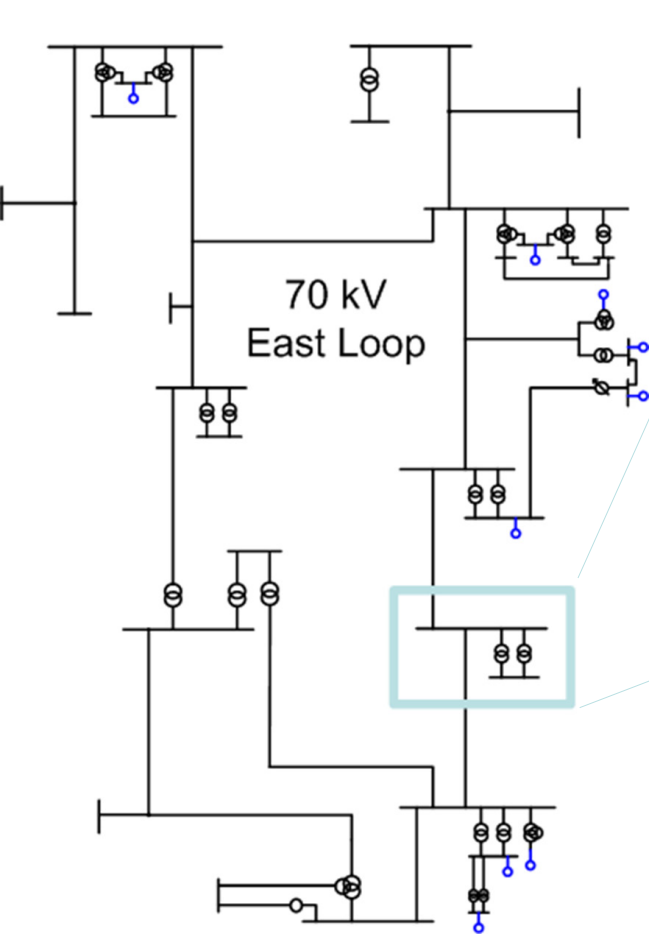
- ✓ Raccordement avec accès traditionnel
- ✓ Raccordement avec accès flexible en N

Etude de faisabilité ... Active Network Management

- ✓ Overview
- ✓ Scénarios
- ✓ Résultats

Conclusions et perspectives

Accès traditionnel



Planification

Capacité d'accueil

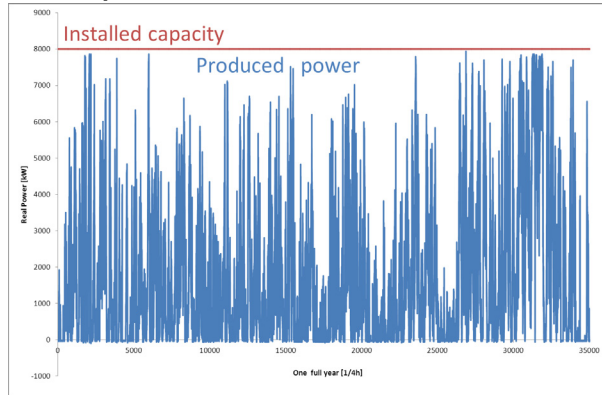
$$\begin{aligned}
 &= (\text{Capacité export N-1}) + (\text{talon de charge}) - (\text{G installé}) \\
 &= \quad 20 \quad \quad \quad + \quad \quad 4 \quad \quad \quad - \quad \quad 24 \\
 &= \quad \mathbf{0 \text{ MVA}}
 \end{aligned}$$

Gestion opérationnelle

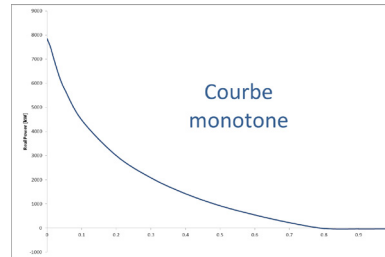
Pas de modulation

Profils de production et de charge

Profil de production d'un parc éolien
(exemple mesuré sur **une année**)



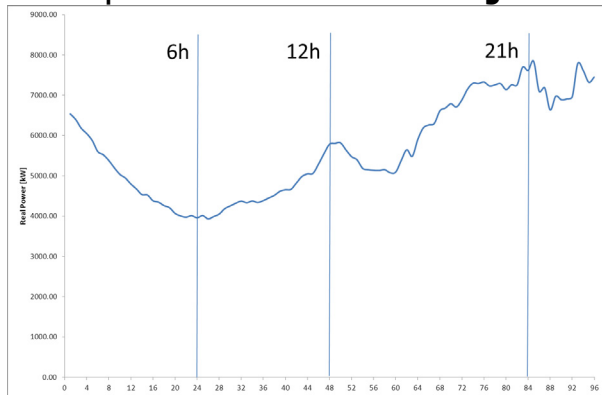
Spécificités des productions d'origine renouvelable :



- éolien :
 - grande variabilité de la production,
 - production difficilement prévisible, ...

- photovoltaïque : ensoleillement en journée, ...
- ...

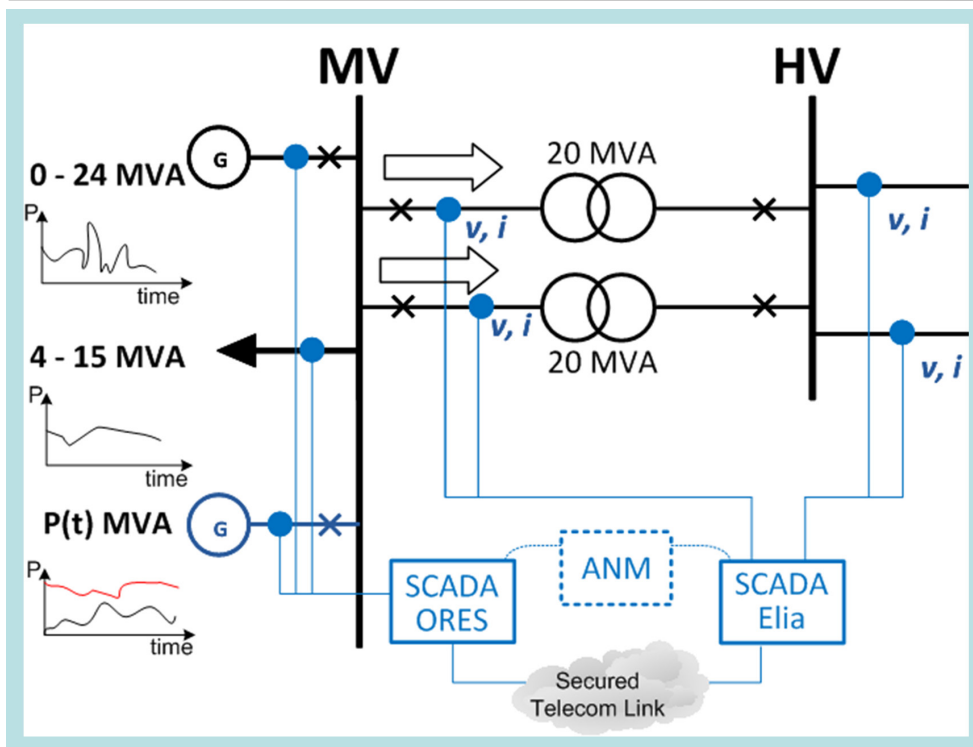
Profil de charge brute d'une cabine MT
(exemple mesuré sur **une journée**)



Intermittence des productions combinée au profil de consommation

- ➔ capacité non utilisée potentiellement importante
- ➔ **possibilité d'allouer dynamiquement cette capacité ?**

Accès flexible en N



Gestion opérationnelle

Modulation en N

Modulation (en temps réel) de la puissance produite de manière à maintenir le réseau dans des conditions d'exploitation normales.

Planification

Capacité d'accueil évaluée sur base des résultats de simulations

Objectif :

Estimation de la quantité d'énergie qui peut être produite et de la quantité d'énergie qui doit être modulée.

Simulations réalisées sur base ¼ horaire, pour une année, en tenant compte de :

- profils mesurés des charges et productions existantes
- profils standardisés pour les productions futures (capacités réservées)
- facteurs d'utilisation prédéfinis par type d'UPD
- principes d'accès choisis
- limites opérationnelles des liaisons et transformateurs
- seuils de protection à max I

soit

35040 calculs de load flow
+ 35040 x nbre de situations N-1 étudiées

➔ **Etude de faisabilité ANM**

Contenu

Introduction

- ✓ Problématique
- ✓ Solutions ?

Cas d'étude : la Boucle de l'Est

Concepts

- ✓ Raccordement avec accès traditionnel
- ✓ Raccordement avec accès flexible en N

Etude de faisabilité ... Active Network Management

- ✓ Overview
- ✓ Scénarios
- ✓ Résultats

Conclusions et perspectives

Overview

Subdivision de l'étude en 4 parties :

1) **Power System Analysis**

- établissement du modèle de réseau
- analyse load flow
- ...

DONE

2) **Outline design of an ANM scheme**

- définition des zones ANM
- choix du principe d'accès (LIFO, Optimum technique, ...)
- ...

DONE

3) **Curtailement Assessment**

- choix des hypothèses et scénarios
- élaboration de la méthodologie
- évaluation de la production annuelle d'énergie potentielle supplémentaire et restrictions correspondantes
- ...

DONE

en juin

4) **Specification for deployment**

EN COURS

Principes d'accès (1/2)

- De quoi s'agit-il ?

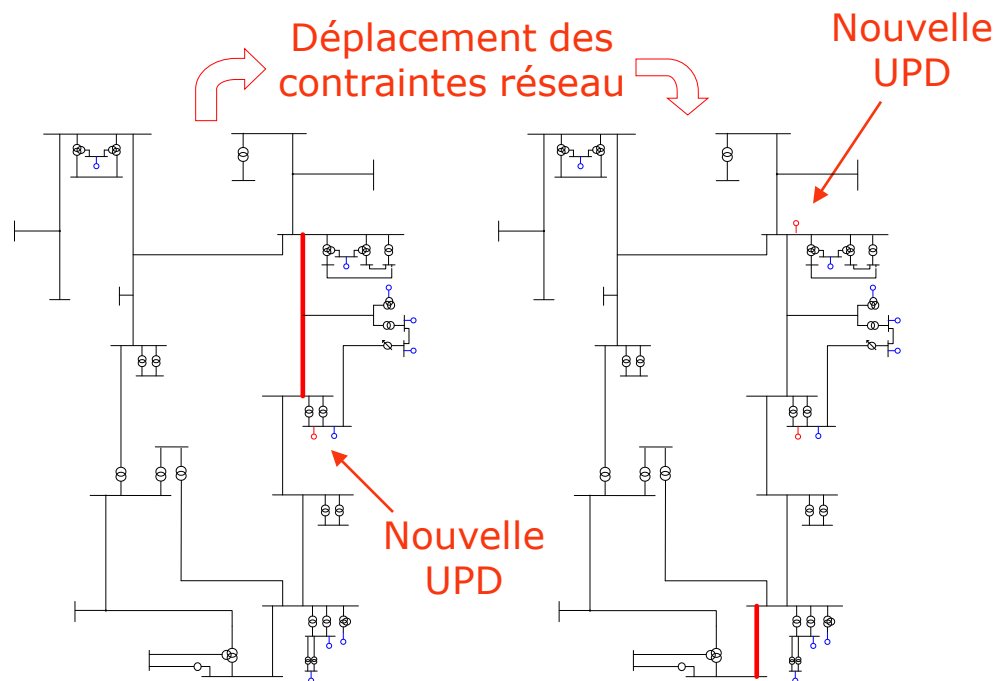
Les principes d'accès définissent – contractuellement et opérationnellement – la relation entre et/ou la priorité d'accès au réseau d'unités de production raccordées sur un même réseau i.e. contribuant aux mêmes contraintes. Ceux-ci spécifient les règles opérationnelles à appliquer aux unités de production en termes de curtailment pour maintenir le réseau dans des conditions d'exploitation normales.

- Remarque importante

Le raccordement d'une nouvelle UPD impacte toutes les UPD déjà raccordées dans la mesure où les congestions qui en résultent peuvent se déplacer.

L'effet résultant peut être aussi bien défavorable que favorable pour les UPD déjà raccordées.

La localisation des UPD joue un rôle fondamental.



Principes d'accès (2/2)

Dans le cadre de cette étude, les principes d'accès suivants sont choisis :

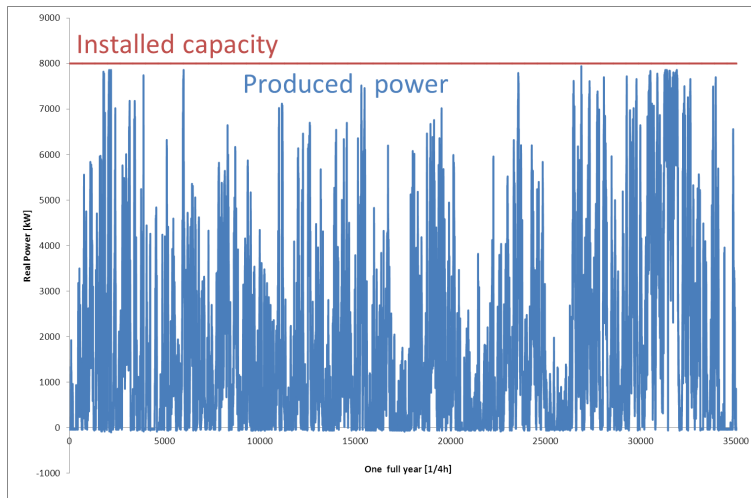
- 1) Sur le réseau 70 kV de la boucle de l'Est
Optimum technique : vise à éliminer les surcharges thermiques tout en maximisant la puissance produite

- 2) Au niveau d'une sous-station (en 70 kV et en 15 kV)
Approche "Shared percentage" : toutes les productions avec accès flexible contribuant à la congestion sont réduites en proportion de leur puissance produite à ce moment.
ou **Approche "Last In First Out"** : seule la production la plus récente est sujette à la modulation et ce, jusqu'à ce que son injection soit réduite à zéro. La production la plus récente qui suit sera ensuite à son tour modulée et ainsi de suite.

Les productions existantes (et réservées) avec un accès traditionnel ne sont pas affectées par les principes d'accès décrits.

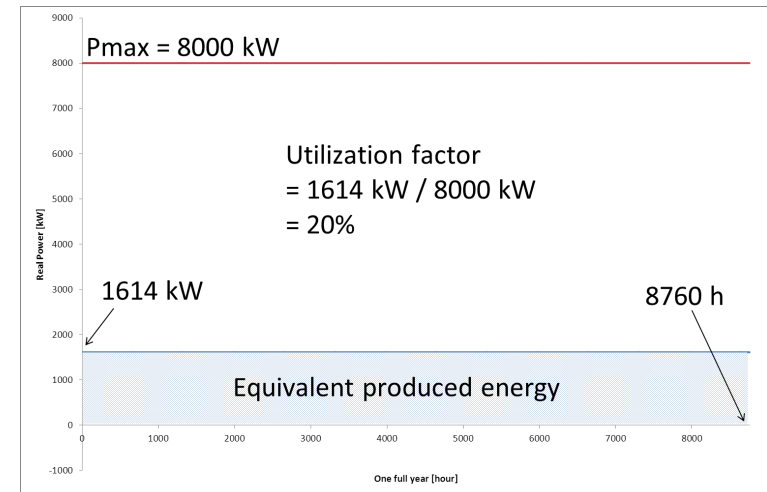
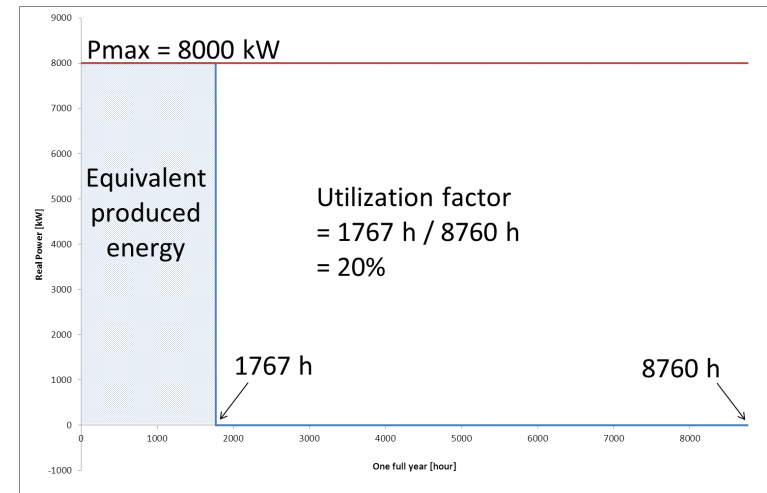
Facteur d'utilisation (1/2)

De quoi s'agit-il ?



Le facteur d'utilisation définit l'énergie minimum que doit pouvoir produire une unité de production avec une certaine capacité installée pour être *viable*.

Autrement dit, le facteur d'utilisation permet de calculer la capacité installée (maximum) d'une unité de production sur base de l'estimation d'énergie produite annuellement.



Facteur d'utilisation (2/2)

Dans le cadre de cette étude, on choisit les **facteurs d'utilisation** suivants :

- Production de type éolien
 - raccordement en HT : 18 %
 - raccordement en MT : 18 %
- Production de type non-éolien (CHP et biomasse)
 - raccordement en HT : 60 %
 - raccordement en MT : 30 %

Scénarios

Scénarios 1 et 2 (tronc commun)

- Réseau à l'horizon 2014 (projets de renforcement réalisés)
- Productions existantes et capacités réservées prises en compte
- Contraintes en N et N-1
- Principes d'accès tels que définis ci-avant
- Facteurs d'utilisation tels que définis ci-avant

Scénario 1

- ➔ Objectif : évaluer la capacité d'accueil maximum théorique de la boucle de l'Est

Scénario 2

- Prise en compte du potentiel de production tel que déterminé dans l'étude ICEDD ainsi que des récentes demandes de raccordement de production
- ➔ Objectif : évaluer la capacité d'accueil maximum tout en imposant une capacité d'accueil minimum dans chaque poste de la boucle de l'Est

Résultats

Scenario 1

	Curtable in N								Curtable in N-1	Already installed or reserved capacity
	Shared percentage				LIFO					
	Wind at		Non-wind at		Wind at		Non-wind at			
	HV	MV	HV	MV	HV	MV	HV	MV		
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		
Amel	0	0	0	0	0	0	0	0	20	20
Beverce	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20
Butgenbach	0	0	0	41	0	0	0	19	36	24
Cierreux	189	91	82	63	110	59	60	32	0	52
Houffalize	0	2	0	19	0	2	0	10	35	10
St Vith	0	0	0	0	0	0	0	0	5	20
Trois-Ponts	62	36	38	30	40	22	30	19	0	0
Total installed capacity [MW]	653				403				96	146
Total produced energy [MWh]	1644349				1479574					

Résultats

Scenario 2

	Curtable in N								Curtable in N-1	Already installed or reserved capacity
	Shared percentage				LIFO					
	Wind at		Non-wind at		Wind at		Non-wind at			
	HV	MV	HV	MV	HV	MV	HV	MV		
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		
Amel	0	13	7	29	0	10	8	14	20	20
Beverce	0	39	0	33	0	26	0	20	0	20
Butgenbach	0	46	0	62	0	30	0	30	36	24
Cierreux	0	21	0	18	0	15	0	10	0	52
Houffalize	98	41	30	49	60	25	29	24	35	10
St Vith	0	55	1	44	0	35	3	20	5	20
Trois-Ponts	8	36	5	30	8	22	5	18	0	0
Total installed capacity [MW]	665				412				96	146
Total produced energy [MWh]	1501412				1496257					

Contenu

Introduction

- ✓ Problématique
- ✓ Solutions ?

Cas d'étude : la Boucle de l'Est

Concepts

- ✓ Raccordement avec accès traditionnel
- ✓ Raccordement avec accès flexible en N

Etude de faisabilité ... Active Network Management

- ✓ Overview
- ✓ Scénarios
- ✓ Résultats

Conclusions et perspectives

Conclusions et perspectives

- Nécessité de faire **évoluer** le concept de raccordement avec accès traditionnel vers un accès flexible pour **maximiser** l'accueil de productions et répondre aux objectifs 20/20/20
- Concept de raccordement avec **accès flexible en N**:
Le caractère intermittent des productions combiné au profil de consommation conduit à une capacité de transport non utilisée
 - ➔ allocation dynamique de cette capacité
 - ➔ **modulation de l'injection**

Conclusions et perspectives

- **Résultats** de l'étude de faisabilité **prometteurs** :

Raccordement possible d'un grand nombre de productions
... plus rapidement que la réalisation des projets
de renforcements nécessaires correspondants

Mais

- localisation des unités de production importante
- méthodologie utilisée à faire évoluer vers une méthodologie 'praticable'
- hypothèses à préciser : principes d'accès, facteurs d'utilisation, ... car impactent la capacité d'accueil

- Le système d'**Active Network Management** peut constituer une **alternative** intéressante, en attendant des renforcements de réseau technico-économiquement justifiés. La capacité de production installée est/reste un facteur dimensionnant.

Merci de votre attention.

ANNEXE 34: PROCÈS-VERBAL

Type	Procès-verbal
Date	05/10/2011
Structure	GT1
Evènement	Session 5
Intitulé	Procès-verbal
Auteur	CWaPE
Statut	Approuvé



Procès-verbal – Session 5
Groupe de Travail 1 « Productions décentralisées » - REDI

Date et lieu : 5 octobre 2011 (PM), CWaPE

Présences

Acteur	Membre	Organisation
Producteur	Noémie LAUMONT	Edora
	Yvan HELLA	Edora
	Michel VANDERGUCHT	Electrabel
	Raoul NIHART	SPE
Gestionnaire du réseau de distribution	Frédéric LEFEVRE	ORES
	Olgan DURIEUX	ORES
	Daniel DEJONG	Tecteo
	Ugo VERMINIO	Tecteo
Gestionnaire du réseau de transport	Thierry SPRINGUEL	Elia
Région Wallonne	Muriel HOOGSTOEL	Service public de Wallonie (DGO4)
Régulateur	Francis GHIGNY	CWaPE
	Stéphane RENIER	CWaPE
	Frédéric TOUNQUET	CWaPE
	Jean-François SARTIAUX	CWaPE

Ordre du jour

Principes et modalités de mise en œuvre des accès flexibles des unités de production décentralisées

Procès-verbal

Approbation du procès verbal de la session précédente

Le projet de procès verbal est approuvé en séance, compte tenu des précisions apportées par Noémie LAUMONT (EDORA), Olgan DURIEUX (ORES) et Raoul NIHART (SPE) au document initial.

Francis GHIGNY introduit la réunion en invitant les participants à préciser leur position quant aux principes de mise en œuvre des accès flexibles des unités de production décentralisées.

Raoul NIHART présente l'état des réflexions des producteurs réunis au sein de la Febeg et d'Edora. Ces deux fédérations désirent exprimer leurs préoccupations en ce qui concerne les accès flexibles mais ne disposent pas à ce jour de position officielle.

Raoul NIHART rappelle les dispositions inscrites dans les directives européennes concernant l'accès inconditionnel des unités de production au réseau ainsi que le caractère prioritaire du raccordement des unités de production d'électricité à base de sources d'énergie renouvelables. Il considère que la proposition d'accès flexible s'écarte de ces principes et réitère donc ses réserves quant à ce mécanisme de délestage qui ne prévoirait pas de compensation financière durant une durée limitée.

Francis GHIGNY déclare vouloir permettre un raccordement de toutes les productions décentralisées en maintenant un équilibre entre les intérêts des producteurs et des gestionnaires de réseau par l'élaboration d'un mécanisme d'accès flexible qui puisse tenir compte de leurs contraintes respectives. Il interroge donc les producteurs afin de savoir si, au-delà du principe d'accès flexible, l'aménagement de certaines modalités de mise en œuvre présentées précédemment permettait d'assouplir leur position.

Raoul NIHART répond que sur le plan des principes, le mécanisme d'accès flexible peut être acceptable s'il fait figure d'exception et s'il n'est activé que pour répondre à des contraintes susceptibles de mettre à mal la fiabilité et la sécurité du réseau. Parmi les modalités de mise en œuvre proposées lors de la session précédente, Raoul NIHART s'inquiète surtout de l'impact négatif qu'une flexibilité non compensée serait susceptible de provoquer sur la rentabilité des projets. Par conséquent, il est partisan d'une durée de non compensation aussi courte que possible. Il importe également que cette durée démarre au plus tôt dans le cycle de vie du projet. Il déclare également que les gestionnaires de réseau devraient pouvoir faire preuve d'avantage d'anticipation, compte tenu des listes d'attente présentes sur certains postes saturés. Il propose par conséquent que le délai de non compensation démarre à partir de l'étude de détail.

Raoul NIHART se déclare également favorable à la disposition permettant de réduire le coût du raccordement en proportion du niveau de flexibilité requis par le gestionnaire de réseau. Il considère que ce niveau ne devrait toutefois pas dépasser 10% du volume de production sur base annuelle. En effet, la rentabilité d'un projet qui perd 10% de son productible la première année est plus que probablement non rencontrée. Cela signifie dès lors que le producteur devrait retarder son projet, ce qui a des impacts sur le business plan du producteur et sur l'atteinte des objectifs d'électricité verte et augmente également le risque de péremption des permis de l'installation de production.

Raoul NIHART plaide également pour que l'effet de déséquilibre provoqué par un appel de flexibilité soit neutralisé dans le chef de l'ARP. Sur cette base, il y aurait une double compensation : l'une, physique (énergie active), permettant de compenser l'énergie non injectée par un volume équivalent, l'autre, financière permettant de compenser la valeur en certificats verts de l'énergie non injectée diminuée du coût éventuel du combustible économisé. Il plaide enfin pour un mode de calcul simple du volume d'énergie perdu suite à l'appel de flexibilité.

Yvan HELLA rejoint les préoccupations exprimées par Raoul NIHART et considère que le volume d'énergie compensé devrait l'être à la valeur de marché. Il insiste sur la nécessaire cohérence des textes réglementaires wallons avec les dispositions européennes, notamment la priorité à accorder aux productions renouvelables et le caractère non-discriminatoire de la flexibilité imposée aux producteurs. Sous réserve du respect de ces principes, il est favorable à la recherche d'un consensus entre les producteurs et gestionnaires de réseau afin de mettre en œuvre un mécanisme équilibré. A cet égard, il avance une réflexion visant à un compromis et consistant à appliquer une franchise au principe d'indemnisation. Cette franchise devrait être limitée dans le temps et en volume et permettrait de limiter le risque de délestage de manière à ne pas compromettre le financement des projets futurs.

Francis GHIGNY rappelle que les directives européennes prévoient que la priorité soit donnée aux unités de production décentralisées tant que la fiabilité et la sécurité du réseau peut être garantie. Le mécanisme d'accès flexible s'inscrit parfaitement dans ce cadre puisqu'à court terme, sans accès flexible, les projets n'auraient tout simplement pas accès au réseau, dans l'attente de renforcements nécessaires. L'appel de flexibilité doit être une mesure exceptionnelle et transitoire si des investissements raisonnables permettent à terme d'offrir un accès inconditionnel des unités de production au réseau. Il tient également à attirer l'attention des participants sur la pertinence du débat, notamment suite au blocage intervenu dans le cadre de l'approbation du projet de règlement technique « transport local » à cause du mécanisme d'accès flexible et de la compensation financière associée.

Avant de donner la parole aux gestionnaires de réseau, Francis GHIGNY tient à réagir aux préoccupations exprimées par les producteurs. Il indique que les modifications apportées par le CWaPE au projet d'annexe au contrat de raccordement reflètent bien ces préoccupations (introduction d'une compensation financière, réduction du coût du raccordement en proportion avec la flexibilité imposée,...). Il rappelle que la durée du délai endéans lequel l'appel de flexibilité ne serait pas compensé sera définie comme le délai nécessaire aux renforcements du réseau permettant un accès inconditionnel, avec un maximum de 5 ans. Il comprend que cette durée puisse fragiliser la rentabilité des projets des producteurs mais insiste pour que les contraintes propres aux gestionnaires de réseau soient également prises en compte, notamment en termes de planification et d'investissement. Concernant le démarrage du délai durant lequel l'appel de flexibilité ne serait pas compensé, Francis GHIGNY rappelle qu'il est conditionné à un engagement ferme de la part du producteur, sans préjudice de la nécessité de prévoir de la part des gestionnaires de réseau une politique d'investissement dans le renforcement des réseaux qui soit compatible avec les objectifs régionaux d'électricité verte et en particulier avec le cadre de référence éolien. Enfin, la proposition de compensation en énergie lui semble un mécanisme simple et efficace, particulièrement lorsque la flexibilité est actionnée en « intraday ». Il confirme également que la compensation financière liée aux certificats verts dépendra de la filière de production considérée.

Thierry SPRINGUEL présente la position d'ELIA et indique être favorable au principe d'accès flexibles, dans la mesure où ce mécanisme contribue aux objectifs sociétaux associés à l'intégration des productions renouvelables. Il n'accueille pas favorablement la proposition de compensation sauf si son effet est neutre sur les revenus du gestionnaire de réseau. Si un mécanisme de compensation devait être mis en œuvre, il considère qu'il doit s'agir d'un choix politique. A cet égard, il indique que les réticences suscitées par le projet de Règlement technique « transport local » proviennent notamment de la nécessité de cadrer le mécanisme dans les dispositions décrétales avant de le mettre en œuvre dans un arrêté du Gouvernement Wallon.

Il est également partisan d'un mécanisme simple pour déterminer le volume de production à compenser. Plutôt que les données de nominations, les données de comptage précédant l'interruption (moyenne des 4 données quart-horaires) pourraient être utilisées, sauf si l'interruption devait se prolonger plusieurs jours.

Il émet des réserves sur la compensation en énergie qui soulève à première vue d'autres problèmes de mise en œuvre. D'autre part, il n'appartient pas au gestionnaire de réseau de déterminer la compensation financière des certificats verts puisque les taux d'octroi ne lui sont pas connus. De manière générale, il attire l'attention des participants sur les effets pervers potentiels provoqués par une juxtaposition de compensations (certificats verts, compensation physique, réduction du tarif de raccordement,...). Il considère que l'objectif de la compensation est de garantir un rendement raisonnable aux projets des producteurs mais en aucun cas ne doit conduire à une rémunération excessive.

Noémie LAUMONT indique qu'une compensation physique est nécessaire pour neutraliser l'effet de déséquilibre dans le chef de l'ARP.

Francis GHIGNY suggère de distinguer dans les indisponibilités celles provoquées par un événement fortuit et rare, qui provoqueraient une compensation physique, de celles programmées dans le cadre d'un entretien des éléments du réseau. Dans ce dernier cas, une information en temps utile à l'ARP ainsi qu'une compensation financière au producteur compte tenu de l'éventuelle franchise pourraient être suffisantes.

Daniel DEJONG indique que la position de TECTEO rejoint celle de SYNERGRID présentée lors de la session précédente.

Olgan DURIEUX affirme qu'ORES adhère à la position de SYNERGRID et rejoint les arguments évoqués par ELIA. Les principaux points d'attention sont la neutralité de la compensation pour le gestionnaire de réseau de distribution et la compatibilité du délai de non compensation avec les contraintes de planification des investissements réseau. Il indique la nécessité qu'un cadre de référence éolien soit défini et communiqué pour permettre de mieux anticiper les besoins de renforcement du réseau..

Yvan HELLA considère que la neutralité de la compensation dans le chef du gestionnaire de réseau doit s'assortir d'un devoir de diligence et ne peut en aucun cas constituer un chèque en blanc qui serait susceptible de remettre en cause le caractère exceptionnel de l'appel de flexibilité.

Frédéric LEFEVRE rappelle que des plans pluriannuels doivent être présentés aux régulateurs de manière à anticiper les besoins en renforcement du réseau et que ces plans intègrent les projets éoliens dont ils ont connaissance, ce qui n'est à l'heure actuelle pas le cas du cadre de référence éolien. Il invite les producteurs à communiquer aux GRD les informations dont ils ont connaissance à ce sujet. Il plaide enfin pour que le coût de la compensation soit neutre pour les GRD et puisse éventuellement être répercuté vers le client via une obligation de service public. Il rappelle à cet égard que les règles de rémunération des gestionnaire de réseau constituent un incitant implicite à investir plutôt qu'à supporter des dépenses opérationnelles.

Francis GHIGNY constate que les parties impliquées, gestionnaires de réseau et producteurs, semblent accepter le principe d'accès flexible sous réserve de la prise en compte de leurs préoccupations légitimes. Il propose donc d'aborder plus en détail les modalités de mise en œuvre et notamment la définition du délai endéans lequel l'appel de flexibilité ne serait pas compensé (début et durée).

Thierry SPRINGUEL est favorable à la proposition de la CWaPE de calquer ce délai sur l'échéance prévue des travaux prévus au plan d'adaptation du réseau permettant d'offrir un accès inconditionnel et propose de le limiter à un maximum de 5 ans à partir de la mise en service de l'installation (puissance contractuelle).

Raoul NIHART considère que ce délai maximum de 5 ans devrait commencer au plus tard à la signature du contrat de raccordement.

Francis GHIGNY considère qu'une option raisonnable pourrait être de raccourcir le délai maximum de 5 ans mais en le faisant démarrer à la mise en service de l'installation (puissance contractuelle).

Concernant les modalités de réduction de la puissance injectée, Thierry SPRINGUEL considère qu'une flexibilité proportionnelle à la puissance (installée ou injectée) pourrait être intéressante. Il indique que la compensation physique (impact ARP) est gérable s'il obtient les mesures de production par l'intermédiaire du GRD. Il pourrait dans ce cadre recourir aux mécanismes de réserves secondaires mis à sa disposition sur la zone de réglage. Il rejoint enfin la proposition de franchise du niveau de flexibilité, en pourcentage du productible. Si cette franchise devait être dépassée, une compensation financière pourrait être versée au producteur sous réserve de sa neutralité par le gestionnaire de réseau.

Olgan DURIEUX informe les participants que la mise en œuvre des accès flexibles fait toujours l'objet d'études de la part des gestionnaires de réseau. Dans le cadre du test actuellement en cours, l'algorithme de calcul et de génération des consignes de modulation se situe au niveau du GRT. Le GRD prend en charge les consignes et est responsable de leur envoi aux productions concernées raccordées sur son réseau. Ceci implique un échange d'information rapide et efficace entre les acteurs de cette « chaîne ». Il indique également que l'accès flexible implique des nouveaux besoins en équipements de mesure et de contrôle. Le concept de calcul d'état du réseau peut être étendu au réseau MT du GRD. ORES a d'ailleurs prévu des investissements dans le domaine du télécontrôle.

Suite à ces échanges de vues, Francis GHIGNY considère qu'une solution raisonnable serait de proposer un premier délai de 5 ans à partir de la signature du contrat de raccordement, en parallèle à un délai d'1 an à partir de la mise en service effective de l'ensemble de l'installation.

Yvan HELLA s'inquiète du caractère discriminatoire de la mesure dès lors qu'elle ne s'appliquerait qu'aux productions décentralisées à venir et pas aux productions ayant déjà des contrats de raccordement et d'accès. Aussi, il s'interroge sur les critères d'éligibilité à une telle mesure et d'activation de celle-ci pour éviter un caractère discriminatoire d'une part et inefficace d'autre part.

Thierry SPRINGUEL plaide pour une généralisation des accès flexibles, dans la mesure où cela augmente le nombre de leviers dont dispose les gestionnaires de réseau pour faire face aux défis dont l'ampleur ira croissante avec le temps. Il concède que cela impliquerait une révision des contrats de raccordements actuellement en vigueur.

Francis GHIGNY rejoint cette proposition d'étendre l'accès flexible aux installations de production existantes qui seraient disposées à offrir de la flexibilité aux gestionnaires de réseau. Il insiste toutefois pour que des appels de flexibilité qui ne seraient pas motivés par des événements pouvant compromettre la sécurité du réseau soient compensés sans délai ni franchise.

Thierry SPRINGUEL indique qu'un reporting sera vraisemblablement prévu pour justifier devant le régulateur la motivation (sécurité du réseau ou gestion normale du balancing) de l'appel de flexibilité.

Yvan HELLA considère qu'il est impératif que cette justification soit également communiquée au producteur.

Olgan DURIEUX indique que cette disposition doit encore faire l'objet d'une concertation entre les gestionnaires de réseau.

Francis GHIGNY juge nécessaire la révision des contrats de collaboration régissant les interactions entre le gestionnaire de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution, de manière à offrir un incitant aux producteurs offrant de la flexibilité, y compris par les producteurs existants qui disposent d'un accès inconditionnel au réseau.

Les participants reviennent sur la proposition de la CWaPE de réduire le coût du raccordement à concurrence du taux de flexibilité imposée par le gestionnaire de réseau. Francis GHIGNY rappelle que cette réduction a

pour objet de compenser partie du manque à gagner du producteur tout en instaurant un incitant visant à limiter le taux de flexibilité à ce qui est strictement nécessaire.

Thierry SPRINGUEL considère qu'une éventuelle compensation en raison d'une congestion dans le réseau n'a rien à voir avec le coût du raccordement. Il plaide pour éviter toute complexification qui ne serait nécessaire à la mise en œuvre du mécanisme. Il interroge également les producteurs sur la manière dont le taux de flexibilité franchisé sera défini et notamment l'horizon de temps qu'il couvrira.

Raoul NIHART indique que le taux de flexibilité franchisé ayant un impact sur la rentabilité des projets, il est nécessaire de limiter le risque sur base annuelle et sur l'entièreté de la durée de vie du projet.

Francis GHIGNY précise qu'il s'agit de faire appel en priorité aux possibilités de déplacement de charge (gestion active de la demande – GT2) avant de procéder à une compensation des productions disposant d'un accès flexible.

Thierry SPRINGUEL soumet par conséquent à la réflexion une période d'observation de la flexibilité de 5 ans à partir de la mise en service assorti d'un taux de flexibilité maximal (franchisé) de 2% sur base annuelle, valable pendant ces 5 années. Le taux de 2% viserait le pourcentage d'énergie coupée par le gestionnaire de réseau par rapport à l'énergie productible forfaitisée sur 5 ans.

Francis GHIGNY remercie les participants pour cet échange de points de vue qu'il juge fructueux. Le résultat de cette réunion sera porté à la connaissance des participants du GT3 de REDI. Ce groupe de travail étudie en effet les mécanismes permettant de recourir à des sources de flexibilité située au niveau de la demande d'électricité. Complémentaires aux investissements dans le renforcement des réseaux, ces mécanismes devront en effet permettre l'intégration des installations de production décentralisées au moindre coût et pourraient éviter d'utiliser de manière trop importante le délestage des unités de production en accès flexible.

Aucune nouvelle réunion n'est actuellement programmée pour le GT1. Yvan HELLA déplore que cette dynamique de concertation soit interrompue et que les analyses voire propositions ultérieures de la CWaPE ne puissent être partagées et débattues avec tous les participants préalablement à un dépôt officiel. Francis GHIGNY confirme qu'elle pourra continuer au travers d'autres groupes de travail, le mandat de REDI étant strictement limité dans le temps.

ANNEXE 35 : PROCÈS-VERBAL DE LA SESSION 1- CONSOMMATEURS FINALS

Type	Procès-verbal
Date	26/04/2011
Structure	GT2
Evènement	Session 1
Intitulé	Procès-verbal de la session 1- Consommateurs finals.
Auteur	CWaPE
Statut	Approuvé



Procès-verbal – Session 1

Groupe de Travail 2 « Consommateurs finals » - REDI

Date et lieu : 26 avril 2011 (PM), CWaPE

Présences

Acteur	Membre	Organisation
Fournisseur	Bernard Philippart de Foy	Electrabel
	Frank SCHOONACKER	SPE
	Pierre DUBOIS	Lampiris
Consommateur	Stéphane DOCHY	Test-achat
Gestionnaire du réseau de distribution	Frédéric LEFEVRE	ORES
	Alain VERSYP	Tecteo
Gestionnaire du réseau de transport	Christian KERREMANS	Elia
Académique	Jean-Charles JACQUEMIN	FUNDP
Consultant	Frédéric JACQUEMIN	ICEDD
	Yves MARENNE	ICEDD
	Pascal SIMUS	ICEDD
Région Wallonne	Cécile BARBEAUX	Cabinet du Ministre Nollet
	Carl MASCHIETTO	Service public de Wallonie (DGO4)
Régulateur	Francis GHIGNY	CWaPE
	Gérard NAERT	CWaPE
	Frédéric TOUNQUET	CWaPE
	Jean-François SARTIAUX	CWaPE

Ordre du jour

- Introduction (CWaPE)
- Etude « Estimation du potentiel de report de charge et d’effaçabilité » (ICEDD)
- Réactions et remarques préliminaires (Tous)
- Données nécessaires à la réalisation des études de cas (GRD)
 - o Etude de cas « Transformateur basse tension » (ORES)
 - o Etude de cas « Transformateur moyenne tension » (Tecteo)
- Discussion sur la manière de réaliser le potentiel identifié (Tous)
- Suite des travaux (CWaPE)

Procès verbal

Introduction (Francis GHIGNY)

Après un tour de table où les participants sont invités à se présenter, Francis GHIGNY interroge ceux-ci quant à la clarté de la mission du Groupe de Travail « Consommateurs finals ».

Bernard PHILIPPART demande si l'objet du GT est de répondre aux contraintes mises en avant par le Groupe de Travail 1 « Productions décentralisées » uniquement ou s'il doit être compris de manière plus large.

Alain VERSYP ajoute que les gestionnaires de réseau de distribution ont été amenés de par le passé à gérer la charge consommée sur le réseau, en répondant aux aléas de consommation pour lisser le profil de cette charge. Ceci est très différent d'un concept de gestion active de la demande aux fins de répondre aux aléas de production décentralisée, tel qu'envisagé dans le cadre de ce Groupe de Travail.

Francis GHIGNY répond que les réflexions autour de REDI s'inscrivent en premier lieu dans une logique de réseau pour intégrer d'avantage d'électricité d'origine renouvelable, mais qu'il conviendra d'identifier aussi les modalités permettant aux autres intérêts des acteurs de se rencontrer, notamment ceux des gestionnaires de réseau mais également des fournisseurs. Il illustre son propos en rappelant que les contraintes propres à ces deux 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 client. 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.

Mais ces deux logiques doivent pouvoir coexister et le GT « Consommateurs finals » a pour mission d'identifier les points de rencontre pour, finalement, bénéficier aux consommateurs finals.

Il rappelle que les résultats du Groupe de Travail 1 « Production décentralisée » constituent un input 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.

Il explicite 5 mesures qui 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 car la motivation pour renforcer le réseau est présente : le « timbre poste » escompté.
- 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 conditionnels 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 est le thème principal, mais non exclusif comme dit précédemment, du Groupe de Travail.

Pierre DUBOIS demande si des modifications des courbes de charge synthétiques seront envisagées et, dans cette hypothèse, si l'impact de ces modifications sur la gestion de l'équilibre et le coût associé seront étudiés. Il demande également dans quelle mesure les compteurs intelligents seront abordés dans le cadre du Groupe de Travail.

Francis GHIGNY confirme que des modifications aux outils actuels seront nécessairement envisagés mais rappelle également les contraintes de temps auquel est confronté REDI : le calendrier ne permettra pas d'étudier en profondeur l'impact des modifications envisagées. Toutefois, il a bien été prévu que l'aspect de coût soit spécifiquement étudié, notamment par le Groupe de Travail 3, qui évaluera et comparera le coût des différents outils envisagés dans le cadre du GT2.

Pierre DUBOIS fait remarquer qu'à l'heure actuelle on parle de gestion active de la demande pour répondre à l'intermittence des productions décentralisées alors que dans le passé, il s'agissait plutôt de gérer les congestions par un lissage de la charge.

Francis GHIGNY reconnaît que la gestion active de la demande englobe ces deux causes même si cela constitue deux situations différentes. Il cite, à titre d'exemple, le cas de l'hiver où la consommation doit être diminuée pour éviter une éventuelle congestion, tandis qu'en été, la faible consommation couplée à une importante production des unités photovoltaïques peut poser des problèmes locaux de surtension.

Frédéric LEFEVRE demande dans quelle mesure la répartition des rôles et responsabilités au sein du marché sera remise en question, d'autant que de nouveaux rôles apparaîtront dans le futur au sein de ce modèle de marché. Il considère en outre que l'horizon de REDI, à savoir 2020, ne doit pas faire oublier les objectifs à plus long terme. Il s'explique en rattachant les logiques différentes entre acteurs à des contraintes d'investissement également très différentes, notamment en termes de durée d'amortissement. Il cite en exemple la technologie de télécommande centralisée qui ne présente pas le même niveau de maturité chez tous les GRD.

Francis GHIGNY rappelle que REDI a reçu le mandat de proposer des solutions permettant l'intégration des productions décentralisées, correspondant aux décisions politiques prises à l'horizon 2020. Mais il est évident que cette intégration continuera par après, et qu'il faudra que les solutions proposées n'entravent pas le développement au-delà 2020.

Frank SCHOONACKER rappelle qu'à côté des contraintes locales précitées, la tendance à un mix énergétique allant vers plus de production décentralisée et une proportion moindre d'unités

pilotables par rapport aux unités de production intermittentes est une évolution inéluctable et générale dans le contexte européen. Il considère donc que les fournisseurs devront à l'avenir composer avec un sourcing local, en complément des mécanismes de sourcing se déroulant à l'échelle européenne. A cet égard, les fournisseurs sont également demandeurs de pouvoir piloter une partie de la consommation des clients, notamment pour contribuer à l'équilibrage de leur portefeuille de clients. Les fournisseurs portent donc également leur attention sur les contraintes locales, qu'il ne faut pas associer uniquement aux gestionnaires de réseau de distribution.

Christian KERREMANS ajoute que le coût d'équilibrage du réseau augmentera nécessairement à l'avenir et demande si ceci sera pris en compte au sein du Groupe de Travail 3 chargé d'évaluer le coût des mesures.

Francis GHIGNY indique qu'il s'agit d'un élément dont l'évolution est difficilement quantifiable mais qui sera pris en compte dans la mesure du possible. Il explique ensuite que les mesures imaginables pour réaliser une gestion active de la demande impliquent l'introduction d'incitants tarifaires, rendus possible 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 constituée par trois éléments distincts :

- Domotique : au niveau individuel, il s'agit de gérer les consommations et les charges du parc d'équipements électriques.
- Compteur intelligent : il s'agit essentiellement d'un outil commercial, interface entre le client et le fournisseur et permettant la facturation sur base de tarifs différenciés.
- 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.

Frank SCHOONACKER considère que le compteur intelligent est également, outre ses fonctions de facturation, un outil de communication. Il permettra notamment de transmettre des informations commerciales sur la consommation mais également des données relatives à la qualité de la fourniture ou des données techniques sur l'installation. Le compteur intelligent est en effet un des outils possibles pour réaliser une interface technique entre le consommateur et le réseau. De plus, disposer de mesures quart-horaires n'implique pas nécessairement de modifier le mode de facturation (acomptes mensuels).

Stéphane DOCHY intervient en rappelant que les consommateurs sont perplexes quant aux bénéfices apportés par les compteurs intelligents.

Francis GHIGNY attire enfin l'attention des membres du GT sur un document récemment diffusé par la Commission Européenne et intitulé « [Smart Grid : from innovation to deployment](#) ». Il relève notamment une certaine confusion dans la vision proposée quant au rôle des acteurs et notamment celui des gestionnaires de réseau de distribution. Le rôle de ces derniers dans la conduite du réseau intelligent y est quasi inexistant, ce qui constitue une approche foncièrement différente de celle adoptée au sein du Groupe de réflexion REDI.

Présentation de l'étude « Estimation du potentiel d'effaçabilité » (ICEDD)

Voir présentation

L'ICEDD présente les premiers résultats pour la consommation résidentielle uniquement.

Les différents commentaires concernant les slides sont repris ci-dessous :

- Slide 2 : estimation réalisée sur base de clients-types (Eurostat) ainsi que du nombre de compteurs (unique, double ou triple). La question est posée aux GRD de pouvoir disposer ou non du nombre de compteurs et/ou de la consommation par code postal. Ces données devront au-moins pouvoir être fournies pour les régions des études de cas.
- Slide 3 : présentation de la répartition du nombre de comptage et de la consommation d'énergie correspondante pour l'ensemble de la Région, répartie entre les différents GRD. La répartition de la consommation pour ORES a été déduite par l'ICEDD. Ces chiffres sont demandés à ORES (répartition des consommations prélevées en 2010 entre les comptages uniques, doubles ou triples). Une remarque de Gérard NAERT : le fait de disposer d'un comptage double ne permet pas de déterminer le type de contrat appliqué (bi-horaire ou tarif simple combiné à un exclusif de nuit).
- Slide 4 : estimation de l'équipement des différents clients-types Eurostat (sur base de données 2004). La puissance souscrite pour les clients Dc semble trop faible. La production d'eau chaude sanitaire chez les clients Dc1 et Dc n'est pas du type chauffe-eau à accumulation mais bien chauffe-eau direct placé à proximité du point de puisage
- Slide 5 : modélisation de la consommation. De nombreux commentaires pour augmenter la puissance moyenne des équipements : 800 à 1000 W pour un chauffe-eau direct pour les clients Dc1 et Dc, 2000 W pour un boiler à accumulation pour les clients Dd et De, puissances du gros blanc trop faibles. De même, les applications futures (type voiture électrique) devraient être prise en compte dans ce tableau. Une remarque de Alain VERSYP : le cas particulier des anciennes installations tri-horaires où le chauffage électrique à accumulation avait été dimensionné sur base d'une période de charge beaucoup plus longue, amenant à une puissance installée (et donc mobilisable) plus faible. Il est admis que l'augmentation de consommation peut être prise égale à 1,5 à 2 % par an.
- Slides 6 et 7 : Alain VERSYP demande des précisions quant à la notion de report de 15 heures pour le chauffage à accumulation. Il s'agit bien de pouvoir déplacer une partie de la charge de ces chauffages pendant la période de 15 heures précédant la période de charge actuelle. Le cycle complet de charge sera donc toujours respecté et l'utilisateur sera bien assuré de disposer de chauffages chargés au matin.
- Slide 8 : la puissance effaçable ou reportable reprise dans les tableaux interpelle plusieurs participants. Il s'agit bien ici de puissances installées. Il est donc demandé à l'ICEDD de travailler sur base d'une puissance moyenne ainsi qu'une durée d'utilisation calculée à partir de la consommation.

Concernant l'étape suivante pour les consommations BT professionnelles, l'ICEDD fait plusieurs propositions. Il est demandé aux participants de valider la répartition des usages proposés par l'ICEDD.

Pour les consommations industrielles, le problème est de pouvoir disposer de données. Une solution serait de pouvoir comparer la courbe de charge des réseaux avant et après la libéralisation afin de pouvoir repérer les influences des anciens tarifs horo-saisonniers. Il est demandé à ORES de pouvoir disposer d'un historique du facteur de charge.

Données nécessaires à la réalisation des études de cas (GRD)

Frédéric LEFEVRE informe les membres que la demande d'informations relatives aux cas « Transformateur basse tension » est en cours de traitement et qu'elle nécessite un traitement manuel important, raison pour laquelle l'échéance du 26 avril n'a pu être respectée.

Alain VERSYP indique que les données relatives au cas Transformateur Basse Tension ne sont pas encore disponibles actuellement mais que Tecteo effectue un travail permettant d'associer au poste considéré les informations demandées (nombre de compteurs par type et consommation).

Suite des travaux (CWaPE)

Frédéric TOUNQUET informe les participants que la prochaine session du Groupe de Travail, prévue le mardi 10 mai, aura pour but de préciser les différents termes relatifs à la gestion active de la demande. L'étude présentée sera également actualisée sur base des remarques des participants et la méthode d'évaluation du potentiel pour le secteur professionnel sera également précisée.

Francis Ghigny remercie tous les participants pour leur participation active.

ANNEXE 36 : ESTIMATION DU POTENTIEL D'EFFAÇABILITÉ ET DE
REPORT DE CHARGE DE CONSOMMATION
ÉLECTRIQUE DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL

Type	Présentation
Date	26/04/2011
Structure	GT2
Evènement	Session 1
Intitulé	Estimation du potentiel d'effaçabilité et de report de charge de consommation électrique dans le secteur résidentiel
Auteur	ICEDD
Statut	Pour réaction

Études relatives au développement de réseaux électriques durables et intelligents

GT2 - Session 1 du 26 avril 2011

Estimation du potentiel d'effaçabilité et de report de charge de consommation électrique dans le secteur résidentiel réalisée pour le compte de la CWaPE

Estimation du nombre de compteurs par client-type Eurostat

Estimation réalisée sur base du nombre de compteurs (unique, double, triple) transmis chaque année par les GRD à la CWaPE (voir slide suivant)

Et sur base des résultats de l'Enquête sur le Budget des Ménages (chiffres déjà utilisés dans l'étude sur les prix de l'elec et du gaz dans le secteur résidentiel)

Question: **Est-il possible de disposer du nombre de compteurs (unique, double, triple) et/ou de la consommation par code postal pour affiner la répartition géographique du potentiel d'effaçabilité?**

Répartition par type de compteur et par GRD

année 2010 GRD

	Nombre de clients (codes EAN) résidentiel				Quantité d'énergie (MWh) prélevée en 2010			
	comptage unique	comptage double	comptage triple	total	comptage unique	comptage double	comptage triple	fournitures totales
AIEG	9 830	9 573	966	20 369	31 944	55 265	7 244	94 453
AIESH	7 232	9 187	722	17 141	18 469	50 038	3 374	71 881
TECTEO	84 969	215 006	8 417	308 392	235 857	1 076 011	117 369	1 429 238
GAZELWES	6 391	6 654	725	13 770	19 827	36 972	10 260	67 059
IDEG	80 692	97 113	7 132	184 937	248 271	535 148	100 093	883 511
IEH	278 304	188 361	14 396	481 061	880 526	1 067 371	207 760	2 155 656
INTEREST	23 277	19 926	1 894	45 097	69 296	106 244	25 719	201 259
INTERLUX	50 587	61 655	3 033	115 275	154 765	337 834	42 325	534 924
INTERMOS	46 241	15 649	336	62 226	105 225	63 779	3 488	172 491
INTERMOS	29 074	31 524	3 651	64 249	86 027	167 061	49 276	302 365
PBE	3 112	7 707	649	11 468	10 249	43 739	9 298	63 287
SEDILEC	60 278	73 377	6 757	140 412	204 271	445 358	104 447	754 076
SIMOGEL	19 807	9 834	844	30 485	59 119	52 570	11 491	123 180
WAVRE	6 466	6 702	343	13 511	19 637	34 053	6 099	59 789
ELIA	0	0	0	0	0	0	0	0
Total GRD	706 260.0	752 268.0	49 865.0	1 508 393	2 143 483	4 071 443	698 244	6 913 170

Équipement des ménages par client-type Eurostat

Types de consommateurs

	compteur simple			compteur double		triple
	Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De
Consommation annuelle	600 kWh	1200 kWh	3500 kWh (0 de nuit)	3500 kWh (dont 1900 de nuit)	7500 kWh (dont 3900 de nuit)	20000 kWh (dont 16400 de nuit)
Logement type	50 m ² 2 pièces + cuisine	70 m ² 3 pièces + cuisine	90 m ² 4 pièces + cuisine	90 m ² 4 pièces + cuisine	100 m ² 4-5 pièces + cuisine	120 m ² 5 pièces + cuisine + chauffage électrique
Puissance souscrite indicative	3 kW	3-4 kW	4-9 kW	4-9 kW	6-9 kW	9 kW
Équipement électro-ménager indicatif	éclairage, radio, télévision, réfrigérateur, petit appareillage électrique	idem Da + machine à laver ou lave-vaisselle	idem Db avec machine à laver et lave vaisselle + chauffe-eau à accumulation	idem Db avec machine à laver et lave vaisselle + chauffe-eau à accumulation	idem Db avec machine à laver et lave vaisselle + chauffe-eau à accumulation	équipement dit tout électrique avec chauffe-eau et chauffage électrique fonctionnant à accumulation

Modélisation de la consommation des ménages type d'Eurostat

Sur base de la puissance moyenne de certains équipements...

Puissance W			Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De
1	ChA	Chauffage des locaux (accumulation)						10000
2	ChD	Chauffage des locaux (direct)			1000	1000	1000	1000
3	CIRC	Circulateur, programmeur CC			35	35	35	35
4	ECS.A	Eau chaude sanitaire (accumulation)			500	500	1200	1200
5	CUI	Cuisson + cuisine	3860	3860	8360	8360	11610	11610
6	ECL	Eclairage	315	715	1496	1496	1747	1747
7	FRI	Frigo (1-2 portes)	90	120	90	90	120	120
8	CONG	Congélateur	0	0	120	120	130	130
9	LL	Lave-linge			1000	1000	1000	1000
10	LV	Lave-vaisselle			1000	1000	1000	1000
11	SL	Sèche linge			1000	1000	1000	1000
12	TV	Télévision, bureautique, hi-fi	80	350	420	420	420	420
13	P.EI	petit électro	2605	4805	5705	5705	5705	5705
14	ve	veille						
			6950	9850	20726	20726	24967	34967

... et d'une durée moyenne d'utilisation par an, on obtient la consommation type

consommation kWh			Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De
1	ChA	Chauffage des locaux (accumulatio	0	0	0	0		12500
2	ChD	Chauffage des locaux (direct)	0	0	51	51	86	34
3	CIRC	Circulateur, programmeur CC	0	0	59	59	260	0
4	ECS.A	Eau chaude sanitaire (accumulatio	0	0	389	389	3200	3476
5	CUI	Cuisson + cuisine	139	226	631	631	1215	1215
6	ECL	Eclairage	85	189	478	478	481	495
7	FRI	Frigo (1-2 portes)	168	331	249	249	302	302
8	CONG	Congélateur	0	0	252	252	255	255
9	LL	Lave-linge	0	99	198	198	198	198
10	LV	Lave-vaisselle	0	0	200	200	267	267
11	SL	Sèche linge	0	0	66	66	266	266
12	TV	Télévision, bureautique, hi-fi	73	137	285	285	271	290
13	P.EI	petit électro	138	218	466	466	494	494
14	ve	veille						
			603	1200	3502	3502	7502	19999

Effaçabilité/report de charge des usages électriques

Hypothèses à valider

			NON	Effaçable		Report de charge	
					15'	1h	4h
1	ChA	Chauffage des locaux (accumulation)	0	0	0	0	1
2	ChD	Chauffage des locaux (appoint direc	1	0	0	0	0
3	CIRC	Circulateur, programmateur CC	1	0	0	0	0
4	ECS.A	Eau chaude sanitaire (accumulation)	0	0	0	0	1
5	CUI	Cuisson + cuisine	1	0	0	0	0
6	ECL	Eclairage	1	0	0	0	0
7	FRI	Frigo (1-2 portes)	0	1	0	0	0
8	CONG	Congélateur	0	0	0	1	0
9	LL	Lave-linge	0	0	0	1	0
10	LV	Lave-vaisselle	0	0	0	1	0
11	SL	Sèche linge	0	0	0	1	0
12	TV	Télévision, bureautique, hi-fi	1	0	0	0	0
13	P.El	petit électro	1	0	0	0	0
14	ve	veille	1	0	0	0	0

Potentiel de consommation effaçable/reportable par client type Eurostat

Conso moyenne effaçable ou reportable (kWh) par client type

	Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De
NON	435	771	2147	2147	3015	2735
Effaçable	15'	168	331	249	249	302
	1h	0	0	0	0	0
Report charge	4h	0	99	717	717	986
	15h	0	0	389	389	3200
	603	1200	3502	3502	7502	19999
nbr compteur par client	65 036	256 810	384 414	422 084	330 184	49 865

Consommation effaçable ou reportable (MWh)

	Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De	Total
NON	28 260	197 905	825 215	906 081	995 393	136 389	3 089 243
Effaçable	15'	10 926	84 901	95 719	105 099	15 059	411 420
	1h	0	0	0	0	0	0
Report charge	4h	0	25 443	275 568	302 572	49 169	978 328
	15h	0	0	149 722	164 394	796 624	2 167 218
	39 186	308 249	1 346 225	1 478 146	2 477 162	997 241	6 646 209
							96.1%
part effaçable ou reportable de la consommation							6 913 170

	Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De	Total
NON	72.1%	64.2%	61.3%	61.3%	40.2%	13.7%	46.5%
Effaçable	15'	27.9%	27.5%	7.1%	7.1%	4.0%	6.2%
	1h	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Report charge	4h	0.0%	8.3%	20.5%	20.5%	13.1%	14.7%
	15h	0.0%	0.0%	11.1%	11.1%	42.6%	32.6%
total effaçable/reportable	27.9%	35.8%	38.7%	38.7%	59.8%	86.3%	53.5%

Potentiel de puissance effaçable/reportable par client – type Eurostat

Puissance moyenne (W) effaçable ou reportable par client type

		Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De
NON		6860	9730	17016	17016	20517	20517
Effaçable	15'	90	120	90	90	120	120
	1h	0	0	0	0	0	0
Report charge	4h	0	0	3120	3120	3130	3130
	15h	0	0	500	500	1200	11200
		6950	9850	20726	20726	24967	34967

nbr compteur par client 65 036 256 810 384 414 422 084 330 184 49 865

Puissance effaçable ou reportable (MW)

		Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De	Total
NON		446.1	2 498.8	6 541.2	7 182.2	6 774.4	1 023.1	24 465.7
Effaçable	15'	5.9	30.8	34.6	38.0	39.6	6.0	154.9
	1h	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Report charge	4h	0.0	0.0	1 199.4	1 316.9	1 033.5	156.1	3 705.8
	15h	0.0	0.0	192.2	211.0	396.2	558.5	1 358.0
		452.0	2 529.6	7 967.4	8 748.1	8 243.7	1 743.6	29 684.4

part effaçable ou reportable de la puissance

		Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De	Total
NON		98.7%	98.8%	82.1%	82.1%	82.2%	58.7%	82.4%
Effaçable	15'	1.3%	1.2%	0.4%	0.4%	0.5%	0.3%	0.5%
	1h	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Report charge	4h	0.0%	0.0%	15.1%	15.1%	12.5%	9.0%	12.5%
	15h	0.0%	0.0%	2.4%	2.4%	4.8%	32.0%	4.6%
total effaçable/reportable		1.3%	1.2%	17.9%	17.9%	17.8%	41.3%	17.6%

Pour la suite : Potentiel d'effaçabilité/report dans le secteur tertiaire

- Proposition ICEDD:
 - Se baser sur les consommations par usage dans chaque secteur (cfr slide suivant)
 - Estimer des durées d'utilisation moyennes annuelles par usage (par secteur ?)
 - En déduire une puissance par usage
 - Déduire des effaçabilité/report par usage
 - Supposer que la BT professionnelle (10% de la CF totale) est composée exclusivement de tertiaire

	Usages électriques							TOTAL
	Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS		
COMMERCE								
Commerce de gros et interméd. de commerce	34.5%	25.9%	13.0%	4.3%	8.6%	13.6%	100.0%	
Commerce de détail (-supermarchés)	67.0%	8.9%	0.0%	8.0%	5.4%	10.6%	100.0%	
Supermarchés	24.4%	12.7%	46.9%	4.9%	8.8%	2.3%	100.0%	
Horeca	39.4%	9.8%	19.7%	4.9%	24.6%	1.5%	100.0%	
TRANSPORTS ET COMMUNICATION								
Chemin de fer (SNCB)	47.3%	20.6%	1.0%	4.2%	26.9%	0.0%	100.0%	
Transport public (hors SNCB)	46.1%	20.1%	1.0%	4.1%	26.3%	2.5%	100.0%	
Transport privé et activité annexe	46.1%	20.1%	1.0%	4.1%	26.3%	2.5%	100.0%	
Belgacom, Poste	52.2%	10.7%	1.0%	4.5%	31.1%	0.5%	100.0%	
BAHQUES, ASSUR. ET SERV. AUX ENTR.	50.8%	10.4%	1.0%	4.4%	30.3%	3.1%	100.0%	
Banques et Assurances	50.8%	10.4%	1.0%	4.4%	30.3%	3.1%	100.0%	
Agents immobiliers, logement	50.8%	10.4%	1.0%	4.4%	30.3%	3.1%	100.0%	
Services aux entreprises	50.8%	10.4%	1.0%	4.4%	30.3%	3.1%	100.0%	
ENSEIGNEMENT								
Enseignement des communautés	56.0%	18.7%	0.9%	9.3%	8.4%	6.7%	100.0%	
Enseignement provincial et communal	56.0%	18.7%	0.9%	9.3%	8.4%	6.7%	100.0%	
Enseignement libre, privé et international	56.0%	18.7%	0.9%	9.3%	8.4%	6.7%	100.0%	
Universités et recherche	59.6%	19.9%	1.0%	9.9%	8.9%	0.7%	100.0%	
SOINS ET SAITE								
Hôpitaux	36.2%	39.1%	4.9%	4.9%	12.7%	2.2%	100.0%	
Polycliniques, laboratoires	36.2%	39.1%	4.9%	4.9%	12.7%	2.2%	100.0%	
Crèches, hébergement social	33.2%	35.8%	4.5%	4.5%	11.7%	10.4%	100.0%	
Maisons de retraite	33.2%	35.8%	4.5%	4.5%	11.7%	10.4%	100.0%	
CULTURE, SPORTS ET LOISIRS								
Piscines	77.2%	8.2%	4.8%	3.7%	0.5%	5.6%	100.0%	
Bibliothèques, archives, musées	80.9%	2.0%	9.9%	4.0%	0.2%	3.1%	100.0%	
Autres services sportifs ou culturels	77.2%	8.2%	4.8%	3.7%	0.5%	5.6%	100.0%	
Tourisme	77.2%	8.2%	4.8%	3.7%	0.5%	5.6%	100.0%	
AUTRES SERVICES								
Blanchisseries, teintureriers, lavoirs								
Autres services aux personnes	83.0%	4.0%	8.7%	4.0%	0.3%	0.0%	100.0%	
Autres services à la collectivité	78.7%	3.8%	8.2%	3.8%	0.3%	5.2%	100.0%	
ADMINISTRATIONS PUBLIQUES ET INTERIL.	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%	100.0%	
Administration de l'Etat et de la Région	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%	100.0%	
Administrations com. et prov., CPAS et interc.	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%	100.0%	
Défense nationale	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%	100.0%	
Organismes internationaux et forces alliées	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%	100.0%	
Sécurité sociale obligatoire	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%	100.0%	
DIVERS								
Eau: captage, transport, distrib. et épuration								
Eclairage public								
Incinérateurs et traitement des déchets								

Pour la suite : Potentiel d'effaçabilité/report dans le secteur industriel

- Vu l'hétérogénéité du secteur, estimer des potentiels forfaitaires par secteur
- Apports bienvenus...

ANNEXE 37 : PROCÈS-VERBAL

Type	Procès-verbal
Date	10/05/2011
Structure	GT2
Evènement	Session 2
Intitulé	Procès-verbal
Auteur	CWaPE
Statut	Approuvé



Procès-verbal – Session 2
Groupe de Travail 2 « Consommateurs finals » - REDI

Date et lieu : 10 mai 2011 (AM), CWaPE

Présences

Acteur	Membre	Organisation
Fournisseur	Bernard PHILIPPART DE FOY	Electrabel
	Frank SCHOONACKER	SPE
	Pierre DUBOIS	Lampiris
Consommateur	Olivier LESAGE	Test-achat
Gestionnaire du réseau de distribution	Frédéric LEFEVRE	ORES
	Didier HALKIN	ORES
	Alain VERSYP	Tecteo
Gestionnaire du réseau de transport	Stéphane OTJACQUES	Elia
Académique	Jean-Charles JACQUEMIN	FUNDP
Consultant	Yves MARENNE	ICEDD
Région Wallonne	Cécile BARBEAUX	Cabinet du Ministre Nollet
	Muriel HOOGSTOEL	Service public de Wallonie (DGO4)
Régulateur	Francis GHIGNY	CWaPE
	Gérard NAERT	CWaPE
	Frédéric TOUNQUET	CWaPE
	Jean-François SARTIAUX	CWaPE

Ordre du jour

- Gestion active de la demande : illustration, méthode et proposition de scénarii (CWaPE)
- Présentation de l'étude actualisée pour le secteur résidentiel (ICEDD)
- Réactions et remarques (Tous)
- Précisions concernant le secteur professionnel (ICEDD)
- Données nécessaires à la réalisation des études de cas (GRD)
 - o Etude de cas « Transformateur basse tension » (ORES)
 - o Etude de cas « Transformateur moyenne tension » (Tecteo)
- Suite des travaux

Procès verbal

Approbation du PV de la session 1

Frank SCHOONACKER souhaite préciser ses propos concernant le compteur intelligent à la page 4 du procès-verbal : le compteur intelligent est un des outils possibles pour réaliser une interface technique entre le consommateur et le réseau. De plus, disposer de données ¼-horaires n'implique pas nécessairement de modifier le mode de facturation (acomptes mensuels).

Moyennant cette adaptation, le procès-verbal est approuvé.

Introduction par Francis GHIGNY

Francis Ghigny reprecise la notion de « gestion active de la demande » : celle-ci est déjà effectuée dans le but de permettre une adéquation de la consommation finale avec les conditions de production ainsi qu'un lissage de la puissance prélevée sur les réseaux de distribution. L'aspect supplémentaire envisagé ici consiste à pouvoir déplacer des charges afin de répondre aux contraintes locales dues aux productions décentralisées intermittentes.

Revenant sur le déroulement de la session précédente, il considère qu'elle n'a pas répondu à ses attentes, à savoir clarifier les concepts associés à la gestion active de la demande. Il concède donc une certaine déception et espère que cela ne remettra pas en cause l'implication des participants du Groupe de Travail. Pour remédier à ce manque de clarification, dont la responsabilité incombe à la CWaPE, une présentation suivra de façon à aboutir à une base de travail qui soit comprise et recueille l'approbation de tous, élément indispensable pour le bon déroulement des travaux futurs.

Stéphane OTJACQUES réagit quant aux trois types de gestion active présentés. Il suggère de réaliser un mapping de tous les problèmes rencontrés par le réseau à mettre en perspective avec les solutions précitées. Il considère que cela permettra d'avoir une vision globale, tout en se focalisant sur certains aspects. Une qualification des différents cas de figure pourraient ainsi être déterminées, que ce soit d'un point de vue technique (contribution potentielle de la mesure à la résolution du problème identifié) et économique (coût de la mesure).

Francis GHIGNY répond que la démarche de REDI est bien basée sur cette méthode. Le GT1 a mis en évidence les problèmes posés par l'intégration accrue des énergies renouvelables, notamment sur base des études de cas. Le GT2 est amené à examiner la gestion active de la demande pour résoudre une partie de ces problèmes. Ensuite, un retour vers le GT1 est prévu pour examiner les solutions à mêmes de résoudre le solde des problèmes rencontrés, en travaillant cette fois sur l'aspect production (raccordement flexible). Au vu du délai, le travail de ces groupes sera effectué à partir des études de cas déjà déterminées.

Stéphane OTJACQUES ajoute que ces cas particuliers pourront expliciter différentes cases du tableau. ELIA propose d'effectuer ce mapping et de présenter le résultat aux participants.

Frédéric LEFEVRE propose que le tableau reprenant les différents problèmes rencontrés sur les réseaux soit dressé en commun par les différents gestionnaires de réseau. Concernant la session

précédente, il considère qu'il est normal que le démarrage d'un nouveau groupe de travail rencontre des difficultés, comme ce fut le cas pour le GT1, ce qui ne l'a pas empêché de répondre à sa mission et de délivrer les résultats attendus. Enfin, il indique que les informations demandées concernant le cas « Transformateur Basse Tension » pourront être communiquées fin de ce mois.

Présentation de Frédéric TOUNQUET (CWaPE)

Voir présentation

Les différents commentaires concernant les slides sont repris ci-dessous :

- Slide 3 : Alain VERSYP signale le cas de l'ancien tarif EHP où le chauffage électrique à accumulation était caractérisé par une puissance installée plus faible mais aussi par plus de souplesse pour la gestion de la charge. Stéphane OTJACQUES et Didier HALKIN demandent quel sera le délai disponible pour permettre l'anticipation. Francis GHIGNY répond qu'il s'agit d'abord de caractériser un volume déplaçable, les moyens devant être mis en œuvre pour le mobiliser seront examinés par la suite.
- Slide 4 : Olivier LESAGE fait remarquer que les congélateurs envisagés ici (changement de consigne automatique) sont des appareils spécifiques qui ne sont pas répandus dans le secteur résidentiel. Francis GHIGNY précise que la question des coûts engendrés par les mesures sera abordée par la suite.
- Slide 8 : Francis GHIGNY précise la notion de confort d'utilisation : le déplacement de charge pourrait entraîner une diminution du confort ressenti par l'utilisateur et à ce titre faire l'objet d'une compensation financière. Jean-Charles Jacquemin propose que les termes « sans modification de l'utilité » soient utilisés. Francis GHIGNY précise que le groupe de travail n'examinera pas l'effacement de charge. Stéphane OTJACQUES insiste à nouveau sur la nécessité de pouvoir caractériser le délai de réaction. Didier HALKIN ajoute à ce délai la probabilité que le consommateur réagisse ou non.
- Slide 10 : Francis GHIGNY précise qu'on parle bien ici des compteurs des GRD. Didier HALKIN remarque que les signaux TCC sont émis pour une région donnée et pourraient dès lors ne pas être suffisamment sélectifs pour la gestion active de la demande locale. Francis GHIGNY répond que les signaux émis par les TCC pourraient être diversifiés afin d'agir plus localement. Il s'agit d'environ 250 émetteurs installés en Wallonie. Alain VERSYP demande que soit ajoutée la notion de compteur avec plusieurs registres. Il est donc décidé de renommer le compteur bihoraire en compteur multi-registre (avec généralement seulement deux registres). Francis GHIGNY demande que soit indiquée la notion de rapatriement automatique des données chez le GRD pour le compteur intelligent, sans toutefois préciser de fréquence de rapatriement. Alain VASTEELS suggère d'utiliser la terminologie française qui cite le compteur communiquant (organe de communication vers le GRD). Dans ce cas, le compteur intelligent est un compteur communiquant auquel divers modules supplémentaires peuvent être adjoints. Olivier LESAGE propose de renommer la liste suivant le type de comptage (multi-registre, interruptible et communiquant). Francis GHIGNY indique qu'il est préférable de garder la notion basée sur le type de compteurs car la

situation actuelle doit aussi être envisagée. Pour se référer à cette situation actuelle, le terme « exclusif de nuit » sera donc bien utilisé.

- Slide 11 : Frédéric LEFEVRE demande de distinguer le cas du signal envoyé par le GRD de celui envoyé par un autre acteur du marché (fournisseur, ESCO, intégrateur, ...) pour la gestion automatique. Francis GHIGNY répond qu'on se base sur le modèle de marché actuel où ce sont les GRD qui envoient les signaux pour les basculements de tarif. Frank SCHOONACKER précise que l'ajout d'une « smart box » après le compteur pourrait être économiquement remplacé par une solution intégrée. Olivier LESAGE demande que la distinction soit faite pour le consommateur entre le déplacement volontaire (sur base d'une gestion manuelle ou automatique) et imposé (dans le cas d'un circuit secondaire pour l'exclusif nuit). Pour Didier HALKIN, cette distinction sera opérée en tenant compte de l'efficacité du changement de tarif (si on bascule, on est sûr du résultat pour l'exclusif nuit mais pas de la proportion pour le bihoraire).

- Slide 16 : Frank SCHOONACKER précise que l'approche retenue est uniquement valable pour une gestion locale. Il cite l'exemple de régions moins peuplées où la production éolienne est élevée et la consommation réduite. Francis GHIGNY répond que, dans ce cas par exemple, les investissements réseaux doivent aussi pouvoir être considérés. Olivier LESAGE demande pourquoi avoir considéré 3 scénarii ? On pourrait ne considérer que deux scénarios distincts (horaires variables annoncés et temps réels). Pour Francis GHIGNY, les 3 scénarii sont en fait des configurations successives et/ou concomitantes :
 - Configuration 0 : situation actuelle
 - Configuration 1 : sur base des équipements existants avec horaires variables annoncés
 - Configuration 2 : on passe au temps réel, en conservant les compteurs existants mais en intégrant une gestion automatique du parc d'équipements
 - Configuration 3 : temps réel avec compteurs intelligents et gestion automatique du parc d'équipement

Présentation de l'ICEDD

Voir présentation

Concernant l'électro-mobilité, Jean-Charles JACQUEMIN attire l'attention quant à la réalisation du potentiel pour certaines flottes de véhicules de société qui pourront être en charge à tout moment. Pour lui, le déplacement de la charge de plus petites solutions (vélos, motos, tondeuse) n'est pas possible. Par contre, la solution des centres d'échange de batteries semble offrir un potentiel intéressant.

Olivier LESAGE émet des réserves quant à la déplaçabilité de la chaîne du froid. Pour lui, la déplaçabilité de 4 heures pour des congélateurs actuels entraîne une diminution inacceptable du niveau de confort de l'utilisateur (déplaçabilité de 15 minutes tout au plus). Il réitère sa remarque que le

cas du congélateur avec consignes modifiables est valable dans le scénario futur mais pas actuellement.

Yves MARENNE présente enfin le résultat du potentiel de déplacement de charge qui, exprimée en pourcentage de la puissance totale, représente 30%. Il indique qu'il s'agit d'une puissance hors effet de foisonnement.

Frédéric LEFEVRE considère que les chiffres présentés ne mettent pas suffisamment en avant l'aspect temporel de l'évolution de la charge. Pierre DUBOIS abonde dans ce sens également et propose que soit établi des profils de charge par usage afin de prendre en compte cet aspect. Ceci permettra également de constater la contribution des différents usages. Didier HALKIN partage cette proposition et indique que de tels profils de charge pourraient être utiles à l'avenir. Il s'interroge sur la constitution de profils de charge par type d'appareil (congélateur, frigo,...).

Concernant l'étape suivante pour les consommations BT professionnelles, l'ICEDD intégrera ses propositions quant aux usages et à la répartition entre ces usages, ceux-ci n'ayant pas amené de remarques de la part des participants.

Pour les consommations industrielles, Bernard PHILIPPART informe les participants que les comportements sont très différents d'un client à l'autre et qu'une modélisation nécessiterait un traitement au cas par cas. Frank SCHOONACKER ajoute que son organisation réalise un travail pour évaluer ce potentiel dont les résultats pourraient être communiqués dans l'année. Il confirme également la forte diversité des potentiels mais cite certains secteurs à haut potentiel (notamment, celui disposant de possibilité de stockage sous forme de froid).

Francis GHIGNY considère que contrairement aux clients résidentiels, les fournisseurs sont les acteurs les plus à mêmes de fournir des incitants aux clients industriels en vue de mobiliser une partie du potentiel de déplacement de charge, notamment au vu du poids relatif plus important de la composante « commodité » dans la facture de ces clients.

Stéphane OTJACQUES précise que la gestion de ce problème par un mécanisme de marché devra s'inscrire dans un cadre réglementaire adéquat, notamment au vu du caractère local des congestions et de la faible liquidité des transactions compliquant la valorisation d'un tel service.

Francis GHIGNY partage cette vision en indiquant que le niveau de l'indemnité prévue pour la coupure des productions dans le cadre des raccordements flexibles constituera un coût évitable, constituant une opportunité pour une gestion active par les gestionnaires de réseau. Ce coût permettra de valoriser des services de soutien au réseau qui pourraient être proposés par les fournisseurs. Au final, ce rôle d'agrégateur pourrait être rempli efficacement par les gestionnaires de réseau de distribution pour la clientèle B2C et par les fournisseurs pour la clientèle B2B.

Frank SCHOONACKER rejoint cette vision et insiste sur l'intérêt pour les acteurs de disposer d'une visibilité sur le coût d'opportunité introduit par l'indemnité.

Frédéric LEFEVRE pose la question de la problématique du stockage. Francis GHIGNY précise que cette possibilité doit être examinée après la gestion de la demande (charge) et les raccordements flexibles (production). Pour l'instant, cette solution engendre beaucoup de pertes (30 % pour COO). Le GT3 pourra examiner cette problématique.

Didier HALKIN estime que la notion de compensation devra être débattue, notamment à la lumière des compteurs intelligents. Francis GHIGNY rappelle qu'une compensation pourra toujours être réalisée même avec un compteur intelligent, même si la charge administrative sera plus importante qu'actuellement. Frank SCHOONACKER précise que le comptage quart-horaire (NDLR : double voire 4 quadrants) permettra de dissocier techniquement le comportement sociologique prévisible (consommation) et le comportement aléatoire (production PV) sans pour autant changer les habitudes de facturation.

Données nécessaires à la réalisation des études de cas (GRD)

Frédéric LEFEVRE informe les membres que les informations relatives aux cas « Transformateur basse tension » seront disponibles pour la fin du mois.

La CWaPE a reçu les données relatives au cas Transformateur Basse Tension (Tecteo).

Suite des travaux (CWaPE)

Une quatrième réunion du GT2 sera programmée avant la réunion plénière du 28 juin. La date du 17 juin est acceptée en réunion :

- GT2 Session 3, mardi 24 mai (9h30-12h00)
- GT2 Session 4, vendredi 17 juin (9h30-12h00)
- Réunion plénière 28 juin

Francis Ghigny remercie tous les participants pour leur participation active.

ANNEXE 38 : GESTION ACTIVE DE LA DEMANDE

Type	Présentation
Date	10/05/2011
Structure	GT2
Evènement	Session 2
Intitulé	Gestion active de la demande
Auteur	CWaPE
Statut	Pour réaction



REDI

GT2 « *Consommateurs finals* »

Gestion active de la demande

Session 2
10 mai 2011

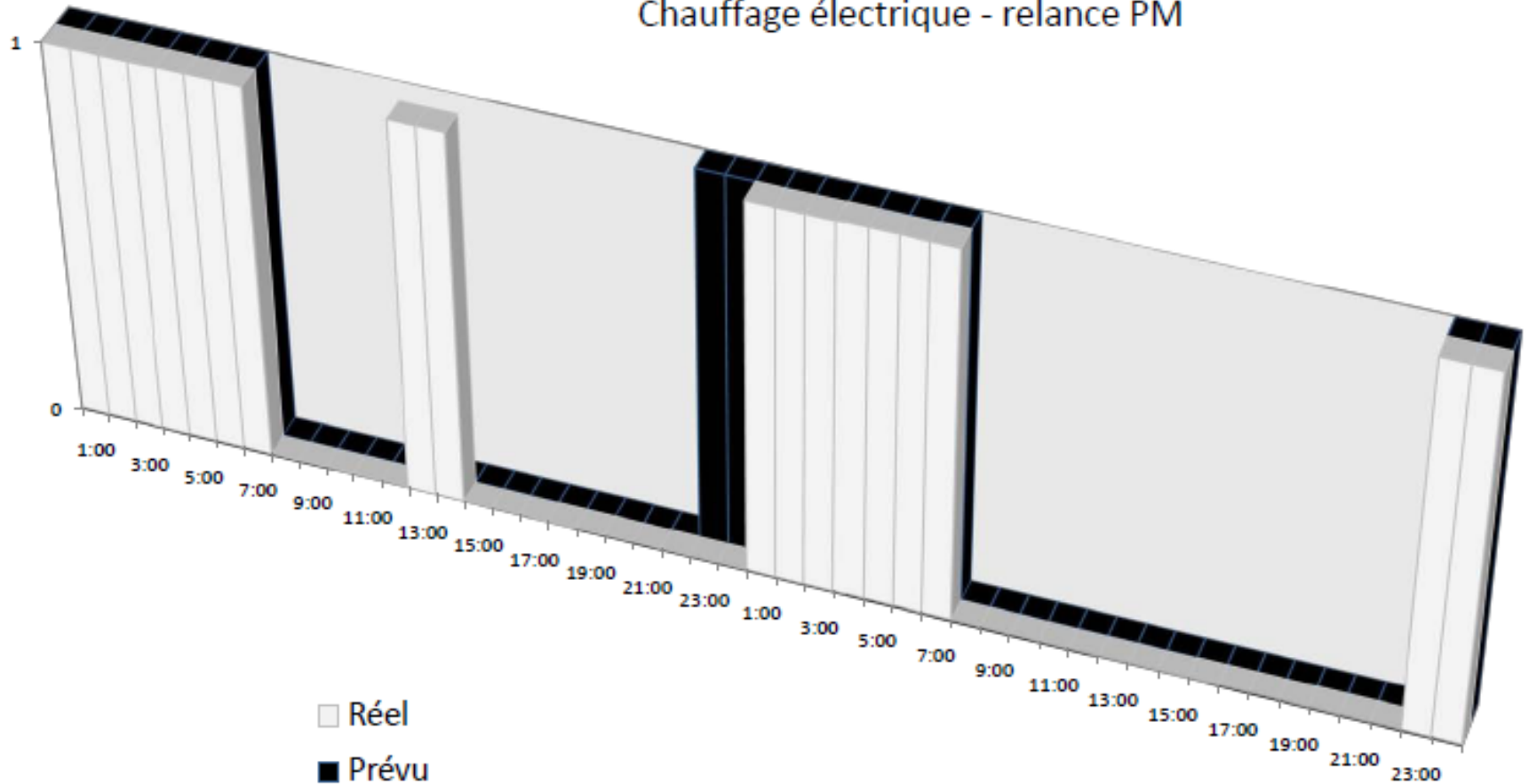


Gestion active de la demande

- Illustration
- Terminologie
- Configurations
- Scenarii



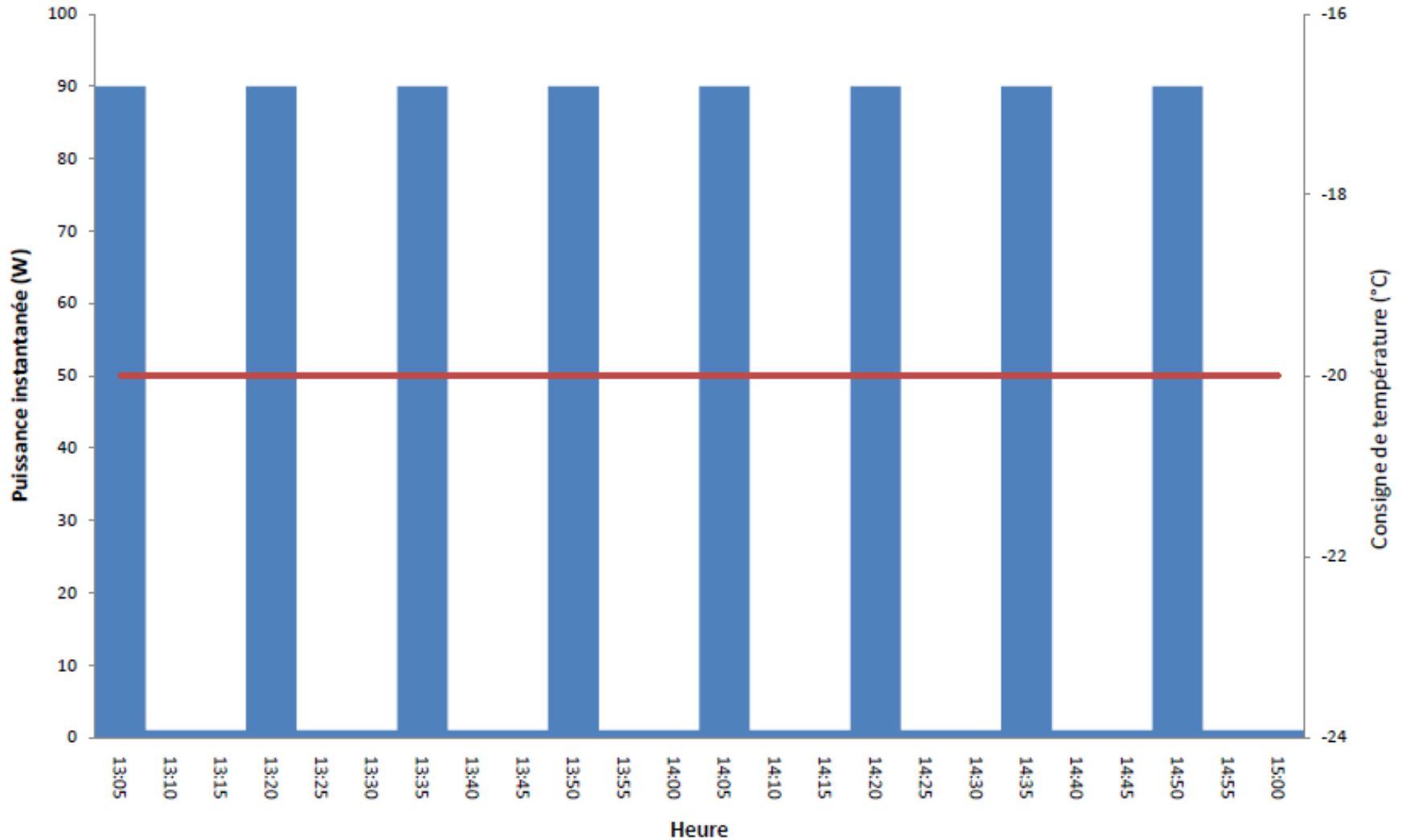
Chauffage électrique - relance PM



La consommation d'électricité est déplacée dans le temps.
Dans ce cas, anticipation de charge.



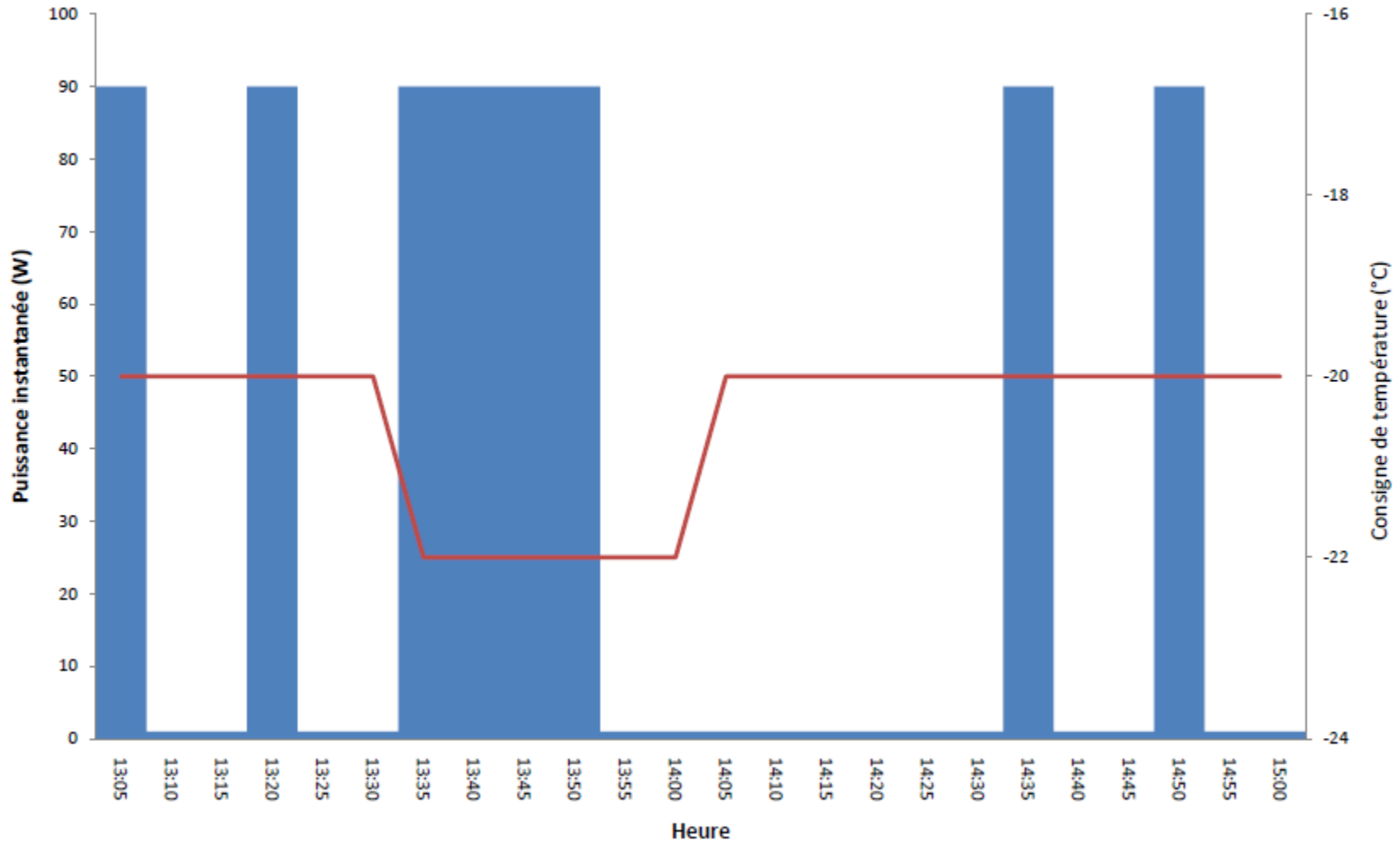
Congélateur - fonctionnement normal



Fonctionnement du congélateur sans modification de la température de consigne



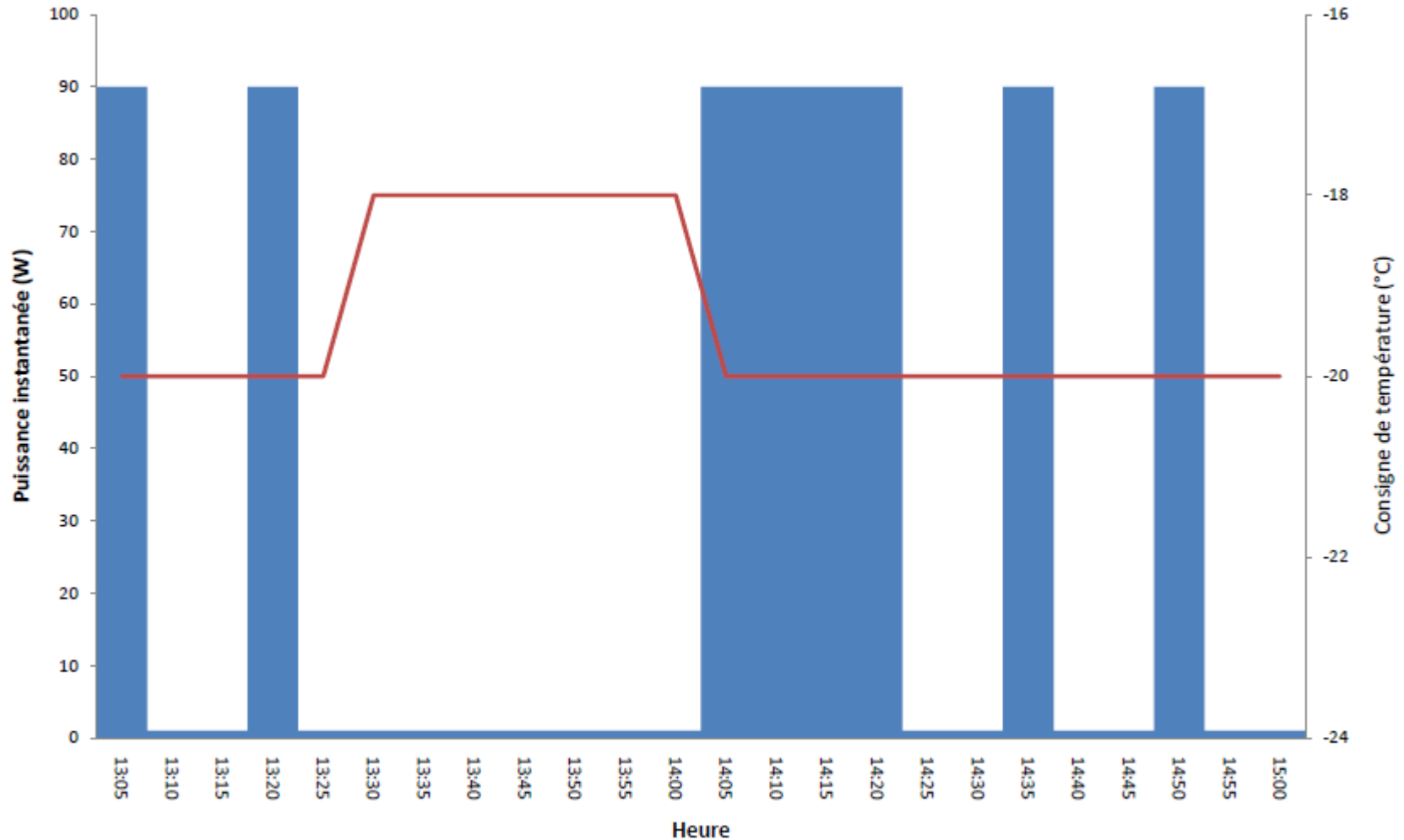
Congélateur - cas N°1



Modification de la consigne à -22°C : La consommation d'électricité est déplacée dans le temps. Dans ce cas, anticipation de charge



Congélateur - cas N°2



Modification de la consigne à -18°C . La consommation d'électricité est déplacée dans le temps. Dans ce cas, report de charge



- Types d'actions sur la charge
- Types d'horaires
- Types de compteurs
- Types de gestion de parc d'équipement



Types d'actions sur la charge

- Déplacement de charge: action destinée à déplacer une charge dans le temps. Sur un cycle complet (24h par ex.), la consommation totale n'est pas modifiée.
 - Anticipation: la charge est consommée à l'avance
 - Report: la charge est consommée plus tard

Toute charge électrique présentant une capacité de stockage (sous forme de chaleur, de froid ou d'électricité) présente un potentiel de déplacement de charge.

La durée du déplacement de charge (15', 1h, 4h, 15h) est la durée maximale sans que le confort d'utilisation du client final ne soit affecté.

- Effacement de charge: action destinée à supprimer une charge durant un laps de temps donné. Une fois effacée, cette consommation est perdue.



Types d'horaire

- Fixes: horaires définis de manière fixe et identique pour toute l'année
- Variables annoncés: horaires annoncés à l'avance mais pouvant varier en fonction de la saison
- Variables temps réel: horaires entièrement variables, les signaux de basculement étant envoyés aux moments les plus opportuns



Types de compteur

- Simple: comptage avec un seul registre de consommation, alimentant le circuit électrique principal
- Bihoraire: comptage avec deux registres de consommation, alimentant le circuit électrique principal. Il n'est pas interruptible et le basculement d'horaire se fait par l'envoi de signaux TCC. Un relais peut être mis à disposition du client s'il souhaite que ses équipements s'enclenchent automatiquement lors du basculement d'horaire.
- Interruptible: comptage avec un registre de consommation (exclusif de nuit), alimentant un circuit électrique spécifique (chauffage à accumulation et boiler électrique). Les signaux de basculement sont gérés par le GRD et les charges sont enclenchées automatiquement.
- Intelligent: comptage enregistrant les consommations quart-horaires. Des tarifs différenciés sont communiqués par le GRD et le fournisseur à des intervalles à définir. Le compteur peut communiquer au client final la tranche tarifaire en cours, information exploitable par un équipement domotique adéquat.



Types de gestion du parc d'équipements électriques

- Gestion manuelle: gestion nécessitant l'intervention du client final
(ex: programmer le fonctionnement d'un équipement sur base d'une minuterie)

- Gestion automatique: gestion permettant l'enclenchement automatique de l'équipement sur base de signaux extérieurs
(ex: chauffage électrique à accumulation sur circuit exclusif de nuit, relais du compteur bihoraire vers boiler électrique)



Pour chaque configuration « Horaire - Compteur - Gestion du parc d' équipement », apprécier la contribution:

- au lissage de la charge sur le réseau

- à la correspondance entre les injections et les prélèvements

de manière qualitative (applicable, pertinent, nul, faible, moyen, élevé)



Horaire fixe (en vigueur actuellement)

Compteur	Gestion parc équipement	Lissage charge	Correspondance Injections - prélèvements
Simple	Manuel	Nul	Nul
	Automatique	Nul	Nul
Bihoraire	Manuel	Moyen	Nul
	Automatique	Moyen	Nul
Interruptible	Manuel	Non applicable	Non applicable
	Automatique	Moyen	Nul
Intelligent	Manuel	Non pertinent	Non pertinent
	Automatique	Non pertinent	Non pertinent



Horaire variable annoncé (fiche hebdomadaire par saison)

Compteur	Gestion parc équipement	Lissage charge	Correspondance Injections - prélèvements
Simple	Manuel	Nul	Non applicable
	Automatique	Nul	Non applicable
Bihoraire	Manuel	Moyen	Faible
	Automatique	Moyen	Faible
Interruptible	Manuel	Non applicable	Non applicable
	Automatique	Moyen	Moyen
Intelligent	Manuel	Non pertinent	Non pertinent
	Automatique	Non pertinent	Non pertinent



Horaire temps réel

Compteur	Gestion parc équipement	Lissage charge	Correspondance Injections - prélèvements
Simple	Manuel	Nul	Non applicable
	Automatique	Nul	Non applicable
Bihoraire	Manuel	Nul à faible	Nul à faible
	Automatique	Moyen à élevé	Moyen à élevé
Interruptible	Manuel	Non applicable	Non applicable
	Automatique	Elevé	Elevé
Intelligent	Manuel	Nul à faible	Nul à faible
	Automatique	Elevé	Moyen à élevé



- Sélection des configurations les plus pertinentes
- Etude quantitative de la puissance déplaçable
 - Scenario n°1:
 - Horaires variables annoncés
 - Gestion manuelle du parc d'équipement actuel
 - Scenario n°2:
 - Horaires temps réel
 - Gestion automatique du parc d'équipement futur
 - Scenario n°3:
 - Horaires temps réel
 - Compteur intelligent
 - Gestion automatique du parc d'équipement futur

ANNEXE 39 : QUEL POTENTIEL DE DÉPLACEMENT DE CHARGES DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL?

Type	Présentation
Date	10/05/2011
Structure	GT2
Evènement	Session 2
Intitulé	Quel potentiel de déplacement de charges dans le secteur résidentiel?
Auteur	ICEDD
Statut	Pour réaction

Études relatives au développement de réseaux électriques durables et intelligents

GT2 - Session 2 du 10 mai 2011

Quel potentiel de déplacement de charges dans le secteur résidentiel?

Etude réalisée pour le compte de la CWaPE

Objectif de l'étude

Rendre possible l'estimation du potentiel de puissance déplaçable suivant différents scénarios de la CWaPE

=> Réalisation d'un outil de simulation sur base des hypothèses discutées et des remarques formulées lors de la session 1 du 26 avril

Hypothèses de travail et méthodes de calcul

Travailler sur base des clients-type Eurostat

Décomposer les consommations des différents clients-type par usage et appareil

Supposer la puissance moyenne de ces appareils en 2010
(et rendre possible le calcul pour 2020 – intégrer les nouveaux usages
comme la voiture électrique)

La consommation est connue ou obtenue par multiplication de la puissance
par la durée d'utilisation

Envisager les puissances « déplaçables » (**Tableau à valider par les membres du GT**)

Rendre possible l'estimation des puissances déplaçables en été et en hiver

Déterminer la part de puissance déplaçable par client-type pour 2010

« Déplaçabilité » des puissances

	Puissance déplaçable				Été OUI/NON	Hiver OUI/NON
	NON	15'	1 h	4h		
La Chaîne du Froid						
Frigo seul		1			1	1
Congélateur				1	1	1
La Production d'ECS						
ECS (petit boiler)		1			1	1
ECS (grand boiler)					1	1
Les Appareils de Chauffage						
Chauffage central (circulateur)		1			0	1
Chauffage électrique à accumulation					1	1
Appoint électrique	1				0	1
La Buanderie (LV, LL, SL)				1	1	1
Les Appareils de Cuisine	1				1	1
La Hi-Fi - Vidéo	1				1	1
Les Autres Appareils	1				1	1
Eclairage	1				1	1
Et demain						
Voiture électrique				1	1	1
Pompe à chaleur avec accu				1	0	1
Air conditionné			1		1	0

Tableau à valider par le GT

Potentiel de puissance déplaçable dans le secteur résidentiel en 2010

Scénario 1: horaire variable annoncé et gestion manuelle de la demande
 (= situation existante)

Puissance déplaçable par client-type

		Puissance (W) 2010				
		Da	Db	Dc	Dd	De
TOTAL		6.950	12.135	25.836	28.597	34.337
dont Eté		6.890	12.075	24.776	27.537	27.537
dont Hiver		6.950	12.135	25.836	28.597	34.337
Déplaçable	NON	6.950	12.135	17.336	19.587	19.587
	15'	0	0	2.180	180	120
	1 h	0	0	0	0	0
	4h	0	0	6.320	6.330	6.330
	15h	0	0	0	2.500	8.300
	Total déplaçable		0	0	8.500	9.010
Dont été		0	0	8.440	8.950	8.950
Dont hiver		0	0	8.500	9.010	14.750

Potentiel de puissance déplaçable dans le secteur résidentiel en 2010

Scénario 1: horaire variable annoncé et gestion manuelle de la demande
(= situation existante)

Part de la puissance déplaçable par client-type

		Puissance (W) 2010				
		Da	Db	Dc	Dd	De
TOTAL		100%	100%	100%	100%	100%
dont Eté		99%	100%	96%	96%	80%
dont Hiver		100%	100%	100%	100%	100%
Déplaçable	NON	100%	100%	67%	68%	57%
	15'	0%	0%	8%	1%	0%
	1 h	0%	0%	0%	0%	0%
	4h	0%	0%	24%	22%	18%
	15h	0%	0%	0%	9%	24%
Déplaçable		0%	0%	33%	32%	43%
Dont été		0%	0%	33%	31%	26%
Dont hiver		0%	0%	33%	32%	43%

Potentiel de puissance déplaçable dans le secteur résidentiel en 2010

Scénario 1: horaire variable annoncé et gestion manuelle de la demande
 (= situation existante)

Puissance déplaçable pour l'ensemble du secteur résidentiel en Région Wallonne sans foisonnement des charges

		Tous clients confondus sans foisonnement (MW)	Tous clients confondus (%)
TOTAL		35.560	100%
dont Eté		33.996	96%
dont Hiver		35.560	100%
Déplaçable	NON	24.373	69%
	15'	1.880	5%
	1 h	0	0%
	4h	8.068	23%
	15h	1.239	3%
Total déplaçable		11.187	31%
Dont été		10.810	30%
Dont hiver		11.187	31%

Potentiel de puissance déplaçable dans le secteur tertiaire

- Rappel de la proposition de travail ICEDD:
 - Se baser sur les consommations par usage dans chaque secteur (cfr slides suivants)
 - Supposer que la BT professionnelle (10% de la CF totale) est composée exclusivement de tertiaire
 - Estimer des durées d'utilisation moyennes annuelles par usage
 - En déduire une puissance par usage
 - Estimer des puissances déplaçables par usage

Puissance déplaçable dans le secteur tertiaire

- Validation des usages retenus
 - Eclairage
 - Ventilation/conditionnement d'air
 - Chaîne du froid
 - Chauffage / ECS
 - Pompes de circulation
 - Autres usages

	Usages électriques							TOTAL
	Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS		
COMMERCE								
Commerce de gros et interméd. de commerce	34.5%	25.9%	13.0%	4.3%	8.6%	13.6%	100.0%	
Commerce de détail (-supermarchés)	67.0%	8.9%	0.0%	8.0%	5.4%	10.6%	100.0%	
Supermarchés	24.4%	12.7%	46.9%	4.9%	8.8%	2.3%	100.0%	
Horeca	39.4%	9.8%	19.7%	4.9%	24.6%	1.5%	100.0%	
TRANSPORTS ET COMMUNICATION								
Chemin de fer (SNCB)	47.3%	20.6%	1.0%	4.2%	26.9%	0.0%	100.0%	
Transport public (hors SNCB)	46.1%	20.1%	1.0%	4.1%	26.3%	2.5%	100.0%	
Transport privé et activité annexe	46.1%	20.1%	1.0%	4.1%	26.3%	2.5%	100.0%	
Belgacom, Poste	52.2%	10.7%	1.0%	4.5%	31.1%	0.5%	100.0%	
BAHQUES, ASSUR. ET SERV. AUX ENTR.	50.8%	10.4%	1.0%	4.4%	30.3%	3.1%	100.0%	
Banques et Assurances	50.8%	10.4%	1.0%	4.4%	30.3%	3.1%	100.0%	
Agents immobiliers, logement	50.8%	10.4%	1.0%	4.4%	30.3%	3.1%	100.0%	
Services aux entreprises	50.8%	10.4%	1.0%	4.4%	30.3%	3.1%	100.0%	
ENSEIGNEMENT								
Enseignement des communautés	56.0%	18.7%	0.9%	9.3%	8.4%	6.7%	100.0%	
Enseignement provincial et communal	56.0%	18.7%	0.9%	9.3%	8.4%	6.7%	100.0%	
Enseignement libre, privé et international	56.0%	18.7%	0.9%	9.3%	8.4%	6.7%	100.0%	
Universités et recherche	59.6%	19.9%	1.0%	9.9%	8.9%	0.7%	100.0%	
SAINS ET SAITE								
Hôpitaux	36.2%	39.1%	4.9%	4.9%	12.7%	2.2%	100.0%	
Polycliniques, laboratoires	36.2%	39.1%	4.9%	4.9%	12.7%	2.2%	100.0%	
Crèches, hébergement social	33.2%	35.8%	4.5%	4.5%	11.7%	10.4%	100.0%	
Maisons de retraite	33.2%	35.8%	4.5%	4.5%	11.7%	10.4%	100.0%	
CULTURE, SPORTS ET LOISIRS								
Piscines	77.2%	8.2%	4.8%	3.7%	0.5%	5.6%	100.0%	
Bibliothèques, archives, musées	80.9%	2.0%	9.9%	4.0%	0.2%	3.1%	100.0%	
Autres services sportifs ou culturels	77.2%	8.2%	4.8%	3.7%	0.5%	5.6%	100.0%	
Tourisme	77.2%	8.2%	4.8%	3.7%	0.5%	5.6%	100.0%	
AUTRES SERVICES								
Blanchisseries, teintureries, lavoirs								
Autres services aux personnes	83.0%	4.0%	8.7%	4.0%	0.3%	0.0%	100.0%	
Autres services à la collectivité	78.7%	3.8%	8.2%	3.8%	0.3%	5.2%	100.0%	
ADMINISTRATIONS PUBLIQUES ET INTERI.	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%	100.0%	
Administration de l'Etat et de la Région	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%	100.0%	
Administrations com. et prov., CPAS et interc.	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%	100.0%	
Défense nationale	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%	100.0%	
Organismes internationaux et forces alliées	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%	100.0%	
Sécurité sociale obligatoire	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%	100.0%	
DIVERS								
Eau: captage, transport, distrib. et épuration								
Eclairage public								
Incinérateurs et traitement des déchets								

ANNEXE 40 : PROCÈS-VERBAL

Type	Procès-verbal
Date	24/05/2011
Structure	GT2
Evènement	Session 3
Intitulé	Procès-verbal
Auteur	CWaPE
Statut	Approuvé



Procès-verbal – Session 3

Groupe de Travail 2 « Consommateurs finals » - REDI

Date et lieu : 24 mai 2011 (AM), CWaPE

Présences

Acteur	Membre	Organisation
Fournisseur	Vincent DEBLOCQ	FEBEG
	Pierre DUBOIS	Lampiris
Consommateur	Olivier LESAGE	Test-achat
Gestionnaire du réseau de distribution	Frédéric LEFEVRE	ORES
	Didier HALKIN	ORES
	Alain VERSYP	Tecteo
Gestionnaire du réseau de transport	Stéphane OTJACQUES	Elia
Académique	Jean-Charles JACQUEMIN	FUNDP
Consultant	Yves MARENNE	ICEDD
	Frédéric JACQUEMIN	ICEDD
Région Wallonne	Cécile BARBEAUX	Cabinet du Ministre Nollet
	Muriel HOOGSTOEL	Service public de Wallonie (DGO4)
	Carl MASCHIETTO	Service public de Wallonie (DGO4)
Régulateur	Francis GHIGNY	CWaPE
	Alain VASTEELS	CWaPE
	Frédéric TOUNQUET	CWaPE
	Jean-François SARTIAUX	CWaPE

Ordre du jour

- Augmentation de la production décentralisée : impact sur les réseaux versus solutions envisageables et opportunités (Gestionnaires de réseau)
- Potentiel de déplacement de charge pour le secteur résidentiel – évaluation sur base des profils de charge (CWaPE)
- Potentiel de déplacement de charge pour le secteur résidentiel – évaluation pour les différentes configurations (ICEDD)
- Potentiel de déplacement de charge pour le secteur professionnel – présentation de l'étude (ICEDD)
- Présentation des résultats préliminaires concernant les études de cas (CWaPE)
- Suite des travaux

Procès verbal

Approbation du PV de la session 2

Jean-Charles JACQUEMIN souhaite préciser ses propos concernant l'électro-mobilité à la page 4 du procès-verbal : « *Jean-Charles JACQUEMIN attire l'attention quant à la réalisation du potentiel pour certaines flottes de véhicules de société qui pourront être en charge à tout moment.* »

Moyennant cette adaptation, le procès-verbal est approuvé.

Présentation de Stéphane OTJACQUES (Elia)

Voir présentation

Stéphane OTJACQUES présente un document de travail intitulé « Augmenter la production décentralisée d'énergie renouvelable : Impacts sur le réseau de transport, solutions et opportunités ». Il met en avant les contraintes faisant suite à une intégration accrue de ces productions et propose à titre illustratif des ordres de grandeur (besoin de flexibilité estimé à 5% de la puissance installée pour les filières à source intermittente, 135MW en 2020 sur base du scénario REDI CWaPE). Il insiste également 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 est présenté.

Stéphane OTJACQUES cite dans son exposé la rédaction d'une note technique justifiant la limitation de la capacité des transformateurs en cas de réinjection. Il est demandé à Elia de fournir cette note.

Suite aux questions posées par Stéphane OTJACQUES dans son exposé, Francis GHIGNY apporte quelques commentaires :

- Le groupe de travail REDI se focalise surtout sur les congestions locales.
- L'avantage de la biomasse en termes de gestion de l'équilibre du réseau est indéniable mais son utilisation à plus ou moins grande échelle sera décidée in fine par le gouvernement.
- Le timing de REDI reste serré (rapport à remettre au gouvernement pour la fin de l'année) et ne permettra pas d'explorer les différents aspects. La priorité sera donnée aux études de cas définies afin de formuler des recommandations.
- Le groupe de travail REDI n'examinera pas spécifiquement la gestion de l'équilibre. Néanmoins, les recommandations émises dans ce cadre devront être compatibles avec cette gestion et devront être analysées par ailleurs.

Stéphane OTJACQUES insiste sur l'opportunité économique que représente la gestion dynamique de l'équilibre et les nouveaux systèmes de marché à mettre en place.

Le document de travail présenté par Elia sera accessible directement sur le forum REDI. Les gestionnaires de réseau sont invités à se concerter afin de le compléter ou l'amender.

Francis GHIGNY confirme bien que la collecte et le traitement d'informations concernant les consommations et les productions présentes sur les réseaux constitueront un nouvel aspect des tâches dévolues aux Gestionnaires de Réseau.

Présentation de Frédéric TOUNQUET (CWaPE)

Voir présentation

Francis GHIGNY précise qu'il s'agit d'une étude permettant de quantifier le volume déplaçable dans le cas d'une relance des heures creuses dans l'après-midi, sur base des compteurs existants.

Alain VERSYP indique que de nombreux auto-producteurs modifient leur comptage (passage du bi-horaire vers le mono-horaire) afin de bénéficier du mécanisme de compensation. Une modification des horaires de basculement des compteurs bihoraires n'incitera donc pas ces clients à participer à la gestion de la demande. Francis GHIGNY répond qu'une réflexion est actuellement en cours afin d'éviter ces modifications et donc de permettre aux auto-producteurs de participer à la gestion de la demande.

Dans le cadre de la relance de l'après-midi, Frédéric LEFEVRE demande si les 2 heures de l'après-midi seront déduites des heures de nuit. Francis GHIGNY répond que la répartition hebdomadaire heures pleines/heures creuses ne changera pas, la proportion 9/15 heures devrait être conservée, une autre solution permettant de déduire les heures de relance des heures creuses du week-end.

Présentation de l'ICEDD – Secteur résidentiel

Voir présentation

Une discussion à propos de l'usage du boiler électrique comme moyen de stockage est initiée par Frédéric LEFEVRE qui s'interroge sur l'impact de cette charge sur la pointe en hiver. Francis GHIGNY précise que le scénario envisage pour 2020 des boilers alimentés par une pompe à chaleur. L'avantage principal du boiler électrique réside dans sa disponibilité. Olivier LESAGE indique que Test-Achats s'est toujours positionné contre les boilers électriques (investissement initial faible mais frais d'exploitation élevés). Néanmoins, dans cette configuration (boiler + PAC), le coefficient de performance pourrait permettre une économie substantielle. Il émet toutefois des réserves quant à une éventuelle campagne de sensibilisation et les effets pervers qu'elle pourrait engendrer. Il suggère aussi l'utilisation de boiler « multi-énergies » (électricité en été et mi-saison et gaz naturel en hiver).

Jean-Charles JACQUEMIN réagit quant à la disponibilité des véhicules électriques. Un incitant pourrait être envisagé qui consisterait à obliger les conducteurs à brancher leur véhicule lors de chaque arrêt.

Cécile BARBEAUX insiste particulièrement sur le fait de limiter les consommations. La performance des boilers électriques doit être comparée à celle d'une chaudière au gaz naturel à condensation. Francis GHIGNY précise que cet aspect fait partie de la lettre de mission du Ministre.

Présentation de l'ICEDD – Secteur professionnel

Voir présentation

Francis GHIGNY demande que les chiffres soient globalisés pour la Basse Tension (en termes de volumes déplaçables).

Frédéric JACQUEMIN indique que des remarques éventuelles concernant les usages doivent être transmises à la CWaPE.

Didier HALKIN demande que les chiffres cités puissent être comparés à l'Infeed. Les consommations industrielles devront être examinées par la suite. Des chiffres à ce sujet sont attendus de la part des fournisseurs.

Suite des travaux (CWaPE)

Après réception des données ORES, la CWaPE pourra finaliser les études de cas et les présenter lors de la prochaine Session. Pour cette Session, il est également demandé à Elia de pouvoir faire le point sur son étude « Boucle de l'Est ».

* *

*

ANNEXE 41 : AUGMENTER LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE
D'ÉNERGIE RENOUVELLABLE:IMPACTS SUR LE
RÉSEAU DE TRANSPORT, SOLUTIONS ET
OPPORTUNITÉS.

Type	Présentation
Date	24/05/2011
Structure	GT2
Evènement	Session 3
Intitulé	Augmenter la production décentralisée d'énergie renouvelable :Impacts sur le réseau de transport, solutions et opportunités.
Auteur	Elia
Statut	Position paper

REDI GT2 : Consommateurs finals

CWAPE – 24/05/2011

Augmenter la production décentralisée d'énergie renouvelable :
Impacts sur le réseau de transport, solutions et opportunités.

S. Otjacques



Powering a world in progress

Document de travail

Contenu

➤ Impacts sur le réseau

➤ Horizons de temps

➤ Solutions à envisager

➤ Tableau de synthèse

Impacts sur le réseau de Transport

- **Gérer le réseau, c'est :**
 - Développer et maintenir l'**infrastructure**
 - Gérer les **flux d'énergie**
 - Développer et faciliter le **marché**
- **L'augmentation de la production d'énergie renouvelable a des impacts sur les trois composantes de façon indissociable.**
- **Le consommateur final, au centre de la problématique du GT2 de REDI, est impliqué dans les trois composantes.**

Impacts sur le réseau de Transport : l'infrastructure

- Capacité nominale du matériel, contraintes thermiques :
 - les lignes
 - les transfos
- Tenue Pcc du matériel (puissance de court-circuit)* : capacité de l'infrastructure et du système (réseau et machines) à résister aux contraintes en cas de court-circuit (mécanique et électrique) + risque sécurité

* : solutions au moment du design de l'infrastructure, non abordées en REDI.

Contraintes Infrastructure – capacité nominale

- Lignes

Permanent	100% Snom
15 minutes	120% Snom
Temps de base	Déterminé par calcul réglage protections

Voir GT1 –
Study case:
boucle de l'Est

- Transfos - réinjection

Permanent	90% Snom
15 minutes	130% Snom
< 1 seconde	180% Snom

Voir GT1 –
Study case:
Transfo HT/BT

Illustration des contraintes dans le cas d'une congestion sur un tfo HT/MT.

2 Transfos de 50MVA :

→ Avant incident: 65MVA de refoulement dans les deux transfos

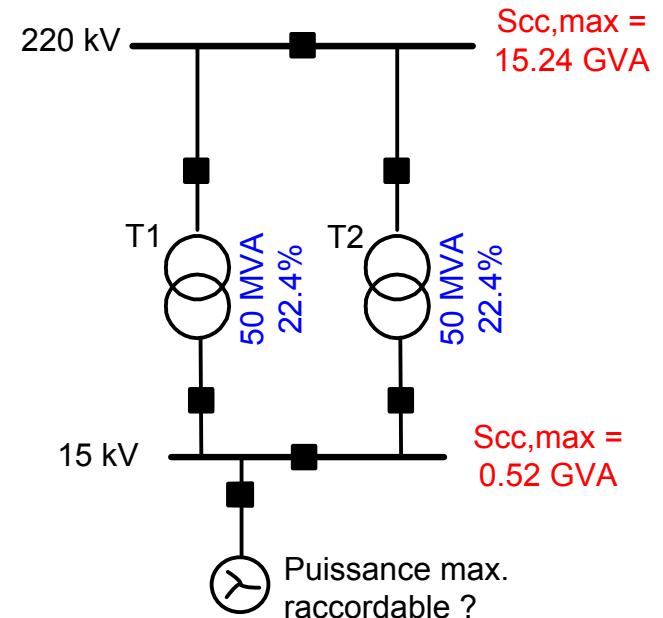
→ Incident: on perd un transfo

→ Réduire la réinjection dans le transfo restant de 130% (65MVA) à 90% S_{nom} (45MVA); soit 20MVA en 15 min.

→ Le besoin en volume implique un grand nombre de consommateurs : 20 MVA = 20000 congélateurs d'1 kW qui ne consomment pas déjà

→ Le délai de réaction attendu est inférieur à 15 minutes.

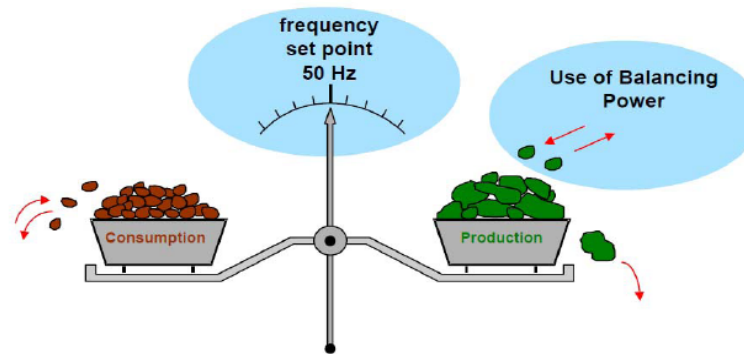
→ La localisation des charges par transfo est essentielle dans l'étude ? Approximation ?



Impacts sur le réseau de Transport : La gestion des flux

- Maintien de la **tension**
- L'**équilibre** (Balancing) = maintien de la fréquence à 50Hz

Voir GT1 –
Study case: Ores

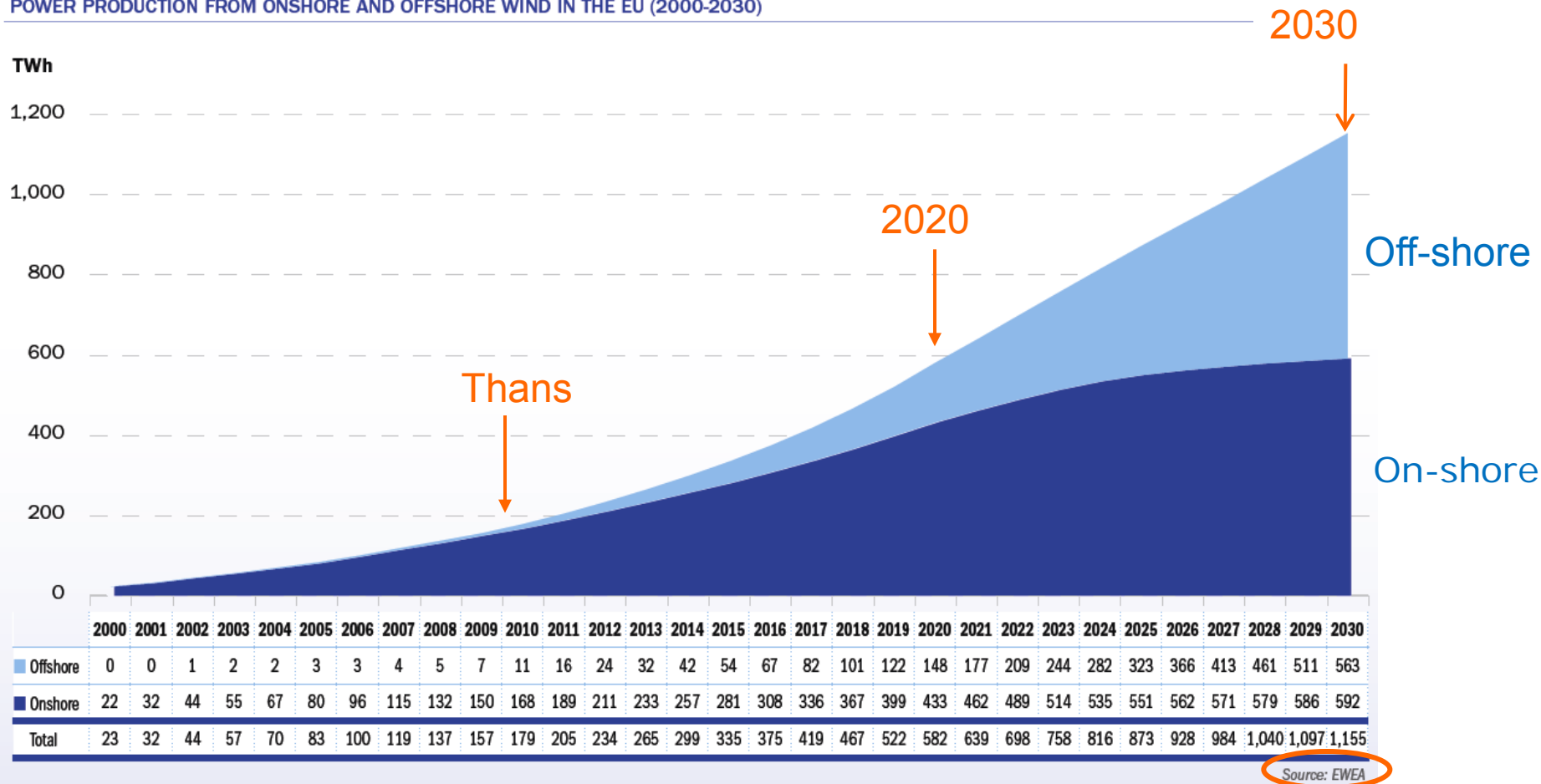


- L'électricité est produite à l'instant de sa consommation.
- La gestion de l'équilibre du système (belge) par Elia implique la disponibilité de réserves achetées par Elia chez les producteurs et clients interruptibles.
- Les mécanismes de marché (de gros) mis en place incitent les ARP (producteurs, autres...) à gérer l'équilibre de leur portefeuille par ¼ d'heure.

... l'équilibre et les marchés ... *petit* détour européen

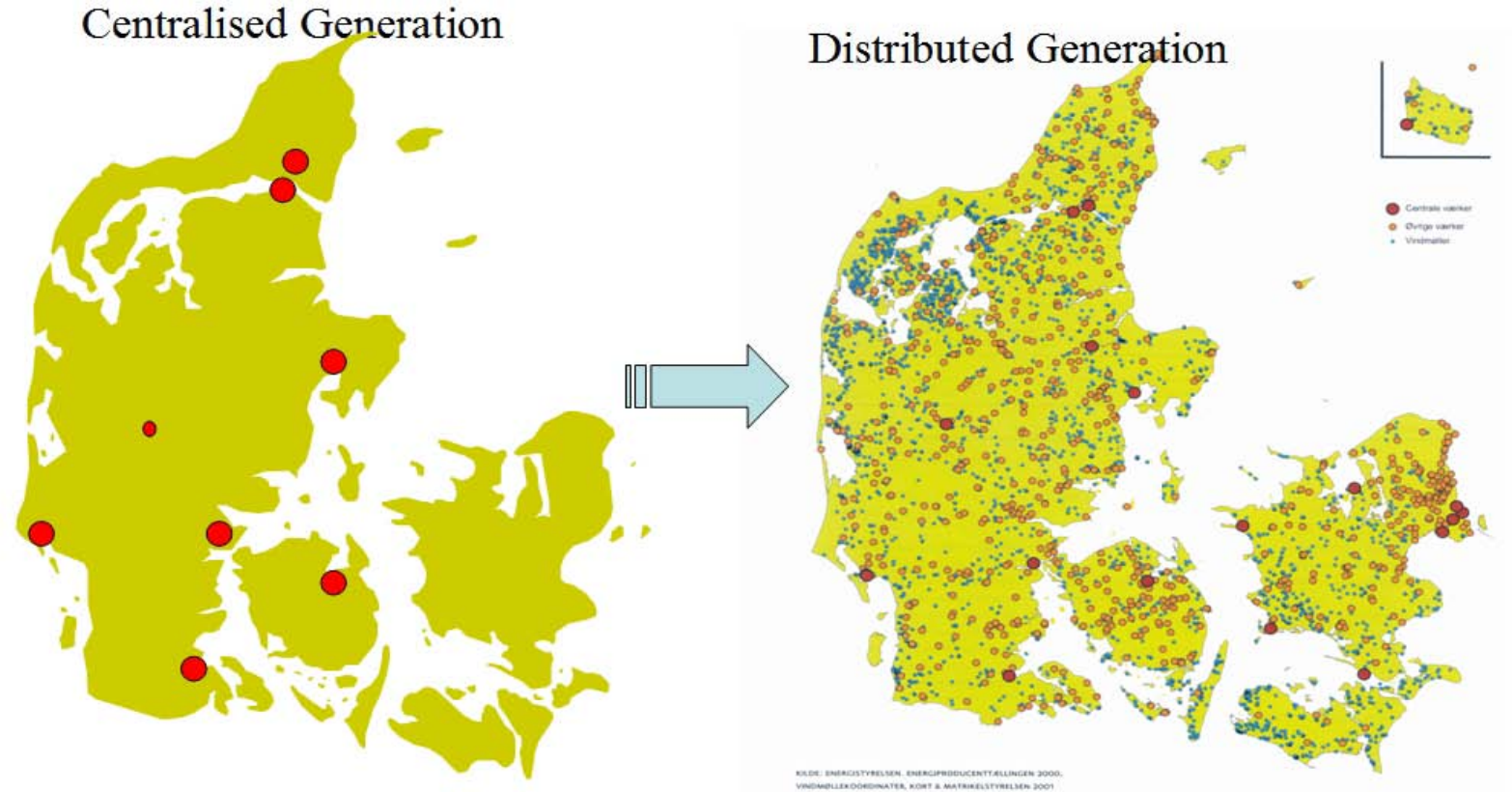
Croissance de la production éolienne en Europe

POWER PRODUCTION FROM ONSHORE AND OFFSHORE WIND IN THE EU (2000-2030)



L'évolution vers une production décentralisée est générale à travers l'Europe. Les mêmes besoins apparaissent ailleurs.

Exemple : le Danemark

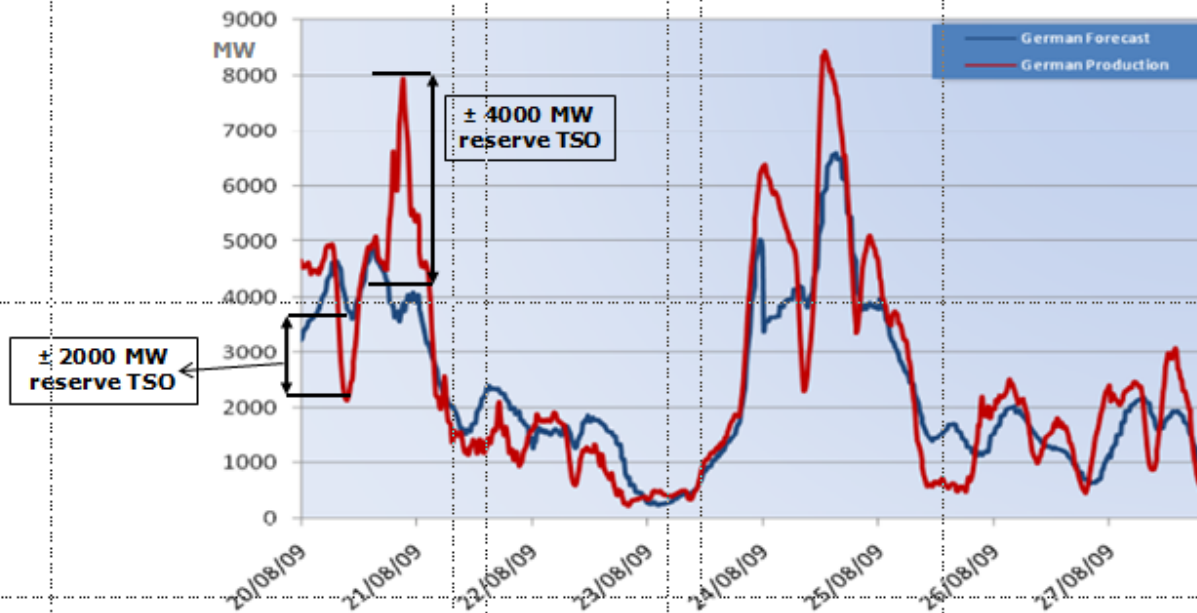


Besoin de flexibilité : variabilité

→ *volume du besoin de réserves augmente*

Driver 4: Variable source/sink ⇒ Smarter Operation

Danish experience shows that 1 m/s variation of wind speed for 2400 MW of installed capacity may induce a difference of 320MW.



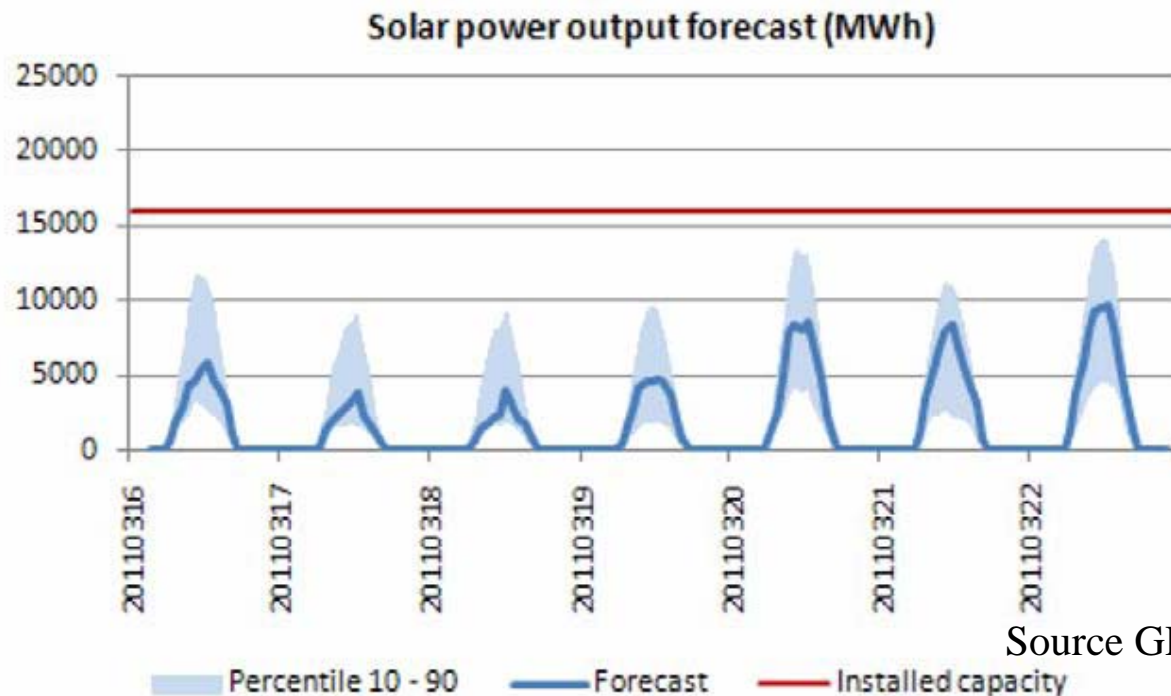
Besoin de flexibilité : volatilité

→ *vitesse de variation augmente*

- Le taux de variation maximale d'un quart d'heure à l'autre est estimé à environ 5%.
- Dans le cas du scénario REDI GT1 CWAPE, il faudrait couvrir en 2020 pour la RW, une variation de +/-135 MW = $5\% \times (1529 + 1271)$.
- Rapporté à l'échelle belge (solaire + éolien on shore), on arrive à une augmentation d'au moins 250 MW en 2020. (ordre de grandeur à titre illustratif)

Besoins de flexibilité : prévisibilité PV

→ *informations vers le GRT indispensables*



- Les prévisions comportent une grande incertitude qu'il faut gérer.
- Le besoin d'informations locales à usage global est essentiel.

Impact sur le réseau de Transport : Gestion des flux - maintien de l'équilibre

- Caractéristiques principales de la production d'énergie renouvelable (éolienne et solaire principalement) :
 - Variabilité : amplitude de la variation augmente
 - Volatilité : vitesse de la variation augmente
 - Prévisibilité : besoin d'informations précises
- La **flexibilité** du système électrique devient un enjeu critique pour tous les acteurs :
 - Infrastructure du réseau
 - Gestion des flux : demande, production, réseau
 - Acteurs du marché

En résumé, les impacts techniques sur le réseau de transport de l'augmentation des productions décentralisées

- Congestions locales (capacités nominales) :
 - Tfo HT/MT
 - Lignes HT
- Gestion du système électrique :
 - Equilibre à l'échelle de la Belgique
 - Portefeuille des ARP
 - Du système (Elia)
 - Tension (locale)
 - Echanges de données
- Le ¼ d'heure comme échelle de temps :
 - Pour les contraintes et les solutions à chercher
 - Pour la définition des services de flexibilité
- Distribution et disponibilité statistique des sources de flexibilité de la demande, activation via un signal économique. Possibilité d'intervention directe en cas d'urgence (via intermédiaire).

Contenu

➤ Impacts sur le réseau

➤ Horizons de temps

➤ Solutions à envisager

➤ Tableau de synthèse

Horizons de temps des décisions à prendre

- Long terme – planification → décision d'investir dans un horizon de **plusieurs années**
- Court terme – prévisionnel (Jour-1) → programme des utilisateurs de réseau (nominations), prévoir les besoins de réserve pour le **lendemain**, réserver chez les producteurs (et consommateurs)
- Temps réel – exploitation → gestion temps réel des flux et des tensions :
 - < **¼ heure**
 - > ¼ heure

Contenu

- Impacts sur le réseau
- Horizons de temps
- Solutions à envisager
- Tableau de synthèse

Solutions à envisager

- Pour résoudre les problèmes identifiés précédemment, il faut agir sur ...
 - La gestion "intelligente" du réseau : l'infrastructure à LT, la gestion opérationnelle (J-1) et en temps réel
 - la consommation
 - la production
- ... par une combinaison de mesures adéquates et cohérentes
 - techniques
 - marché
 - réglementaires
- ... à mettre en oeuvre par les gestionnaires de réseau, les acteurs du marché et le/les régulateurs.
- Les solutions à envisager peuvent contribuer à résoudre plusieurs problèmes et les problèmes seront résolus par la combinaison de plusieurs solutions.
 - Exemple : Le consommateur final rémunéré en tant que fournisseur de services de "flexibilité" dans un marché (Gestion active de la demande et gestion flexible de la production) pour contribuer à la gestion des congestions locales et/ou l'équilibre du système.

→ COMMENT SIMPLIFIER, PAR QUOI COMMENCER....

L'approche REDI *

GT1 : productions décentralisées

- Potentiel 2020 par filière de production renouvelable
 - Localisation par communes
 - Identification des problèmes réseaux par études de cas
 - Finalisation après retour du GT2.
-
- 1er feedback Elia vers GT1 :
 - OK, illustre bien la gestion des congestions locales, pragmatique.
 - Caractère local des congestions : le croisement entre la localisation des productions (et coordonnées tfo transmisses par Elia) : sera **indispensable** pour évaluer l'impact potentiel des solutions de gestion active de la demande.
 - Ne pas oublier l'équilibre du système :
 - Caractère "réglable" cité dans les scénarios.
 - A vérifier : compatibilité/adaptation vis à vis du National Renewable Action Plan (SPF Energie → EC) : biomasse 2452 MW vs 569 MW (scénario CWAPE).

L'approche REDI

GT2 : Consommateurs finals

- Identifier les solutions envisageables
 - 1 & 2 "ne pas raccorder"
 - 3 & 5 : gestion active de la demande (report&anticipation)
 - 4 : gestion flexible de la production
- Etudier 3&5
 - Evaluer le potentiel (en volume) de la gestion active de la demande par segment
- ...

Les grandes *tendances* du point de vue économique

L'augmentation des productions renouvelables décentralisées :

- Au niveau du réseau de transport :
 - Besoin de nouvelles infrastructures
 - Besoin de nouvelles réserves pour l'équilibre
 - Besoin de nouvelles technologies : prévisions, mesures...
- Augmentation des coûts (tarifs transport)
- Chercher une situation gagnant/gagnant = un optimum économique entre le coût global et le consommateur.
 - Contribution du consommateur :
 - Limiter l'augmentation des coûts par un changement de comportement
 - Apport de flexibilité rémunéré (un marché)

Suggestions pour le GT2 REDI (24/5/2011)

- Solution 3&5 : Gestion active de la demande pour résoudre les congestions locales :
 - La localisation géographique du potentiel de gestion active est indispensable (volume disponible) .
 - Le "taux de réponse" (disponibilité réelle) : moyenne et écart type.
 - La faisabilité technique pour la gestion des congestions est conditionnée par le "délai de réponse" inférieur à 15 minutes
- Solution 3&5 : solution potentielle pour la gestion de l'équilibre, évaluer les opportunités pour le consommateur final d'intervenir (via intermédiaires?) dans le marché de flexibilité?
- Solution 4 : Gestion flexible des productions
 - voir contacts en cours SYNERGRID avec CWAPE,
 - REDI GT1 et/ou GT2 comme plateforme de consultation des acteurs de marché ?
- Identifier et décrire le potentiel des autres solutions innovantes à étudier en 2012+.

Contenu

- Impacts sur le réseau
- Horizons de temps
- Solutions à envisager
- Tableau de synthèse

Possibilité d'application des solutions ?

Oui/Non (à remplir)

Problème réseau	Délai réponse / Localisation nécessaire?	Gestion Active de la demande (scenarii REDI)				Gestion flexible de la production	Investissements réseau		Innovation
		B2B	1.Tarifs Variables Réponse manuelle	2.Tarifs temps réel - multihorair e - réponse automatique	3.Tarifs temps réel - Réponse automatique - compteur smart	Gflex	Favoriser localisation où il y a des capacités	Développement Renforcement réseau	Monitoring dynamique (DLR, RTTR), Marché local de flexibilité : Virtual Power Plant , Real Time Balancing market, Storage, ...
Congestion HT->MT (130%)	< 15 min, local	?	Non	Non	?	Oui	Oui	Oui	
Congestion MT->HT (90%)	< 15 min, local	?	Non	Non	?	Oui	Oui	Oui	
Congestion (120%)	< 15 min, local	?	Non	Non	?	Oui	Oui	Oui	
Tension (+/- 10%)	local	?	?	?	?	?	?	?	
Equilibre portefeuille ARP	global	Oui	?	?	?				
Equilibre système	> 15 min, global	?	Non	?	?				
Equilibre système	< 15 min, global	?	Non	?					

- ? A remplir par GRD
- ? A remplir par acteurs de marché ?
- en cours d'examen ou d'étude - résultat après 2011
- Pas applicable
- ? A remplir par ????

- Tableau rempli par Elia à titre illustratif, à remplir avec acteurs concernés.

ANNEXE 42 : GESTION ACTIVE DE LA DEMANDE

Type	Présentation
Date	24/05/2011
Structure	GT2
Evènement	Session 3
Intitulé	Gestion active de la demande
Auteur	CWaPE
Statut	Pour réaction



REDI

GT2 « *Consommateurs finals* »

Gestion active de la demande

Session 3 - mardi 23 mai 2011



Simulations réalisées pour évaluer le potentiel de déplacement de charge du secteur résidentiel sur base de courbes de charges:

- Données d'injection quart-horaires 2007/2008
- Territoire d'ORES
- Profils S21 et S22

Hypothèses:

- Le profil S21 est associé à un client « comptage simple » Dc1
- Le profil S22 est associé à un client « comptage multi-horaire » Dc

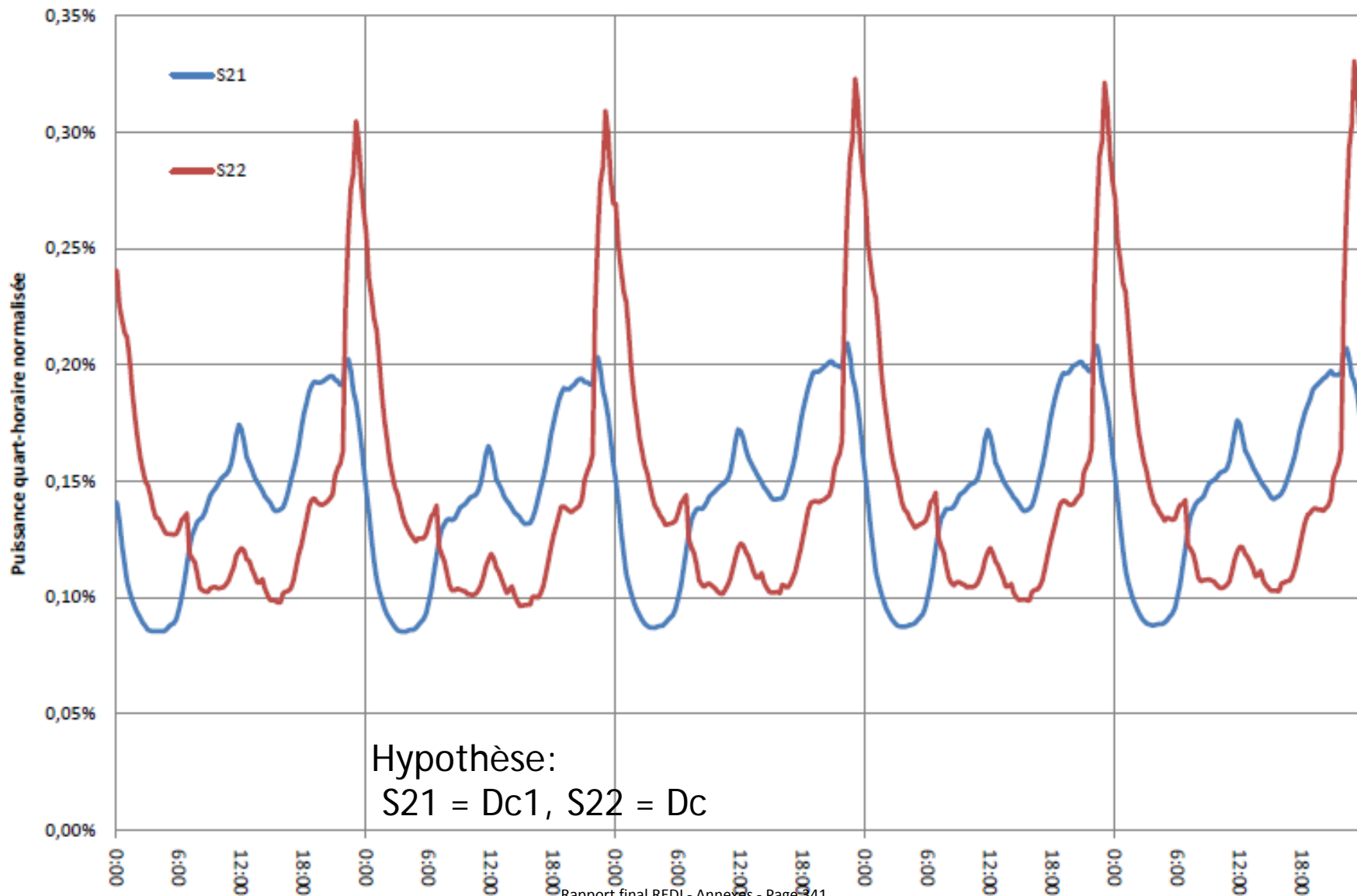
Méthode:

- Données quart-horaires normalisées par saison
- Calcul de la différence entre S21 et S22 normalisés
- Illustre le déplacement de charge déjà réalisé actuellement grâce à l'incitant tarifaire (différence de comptage)

- Evalué en termes de part de consommation déplacée

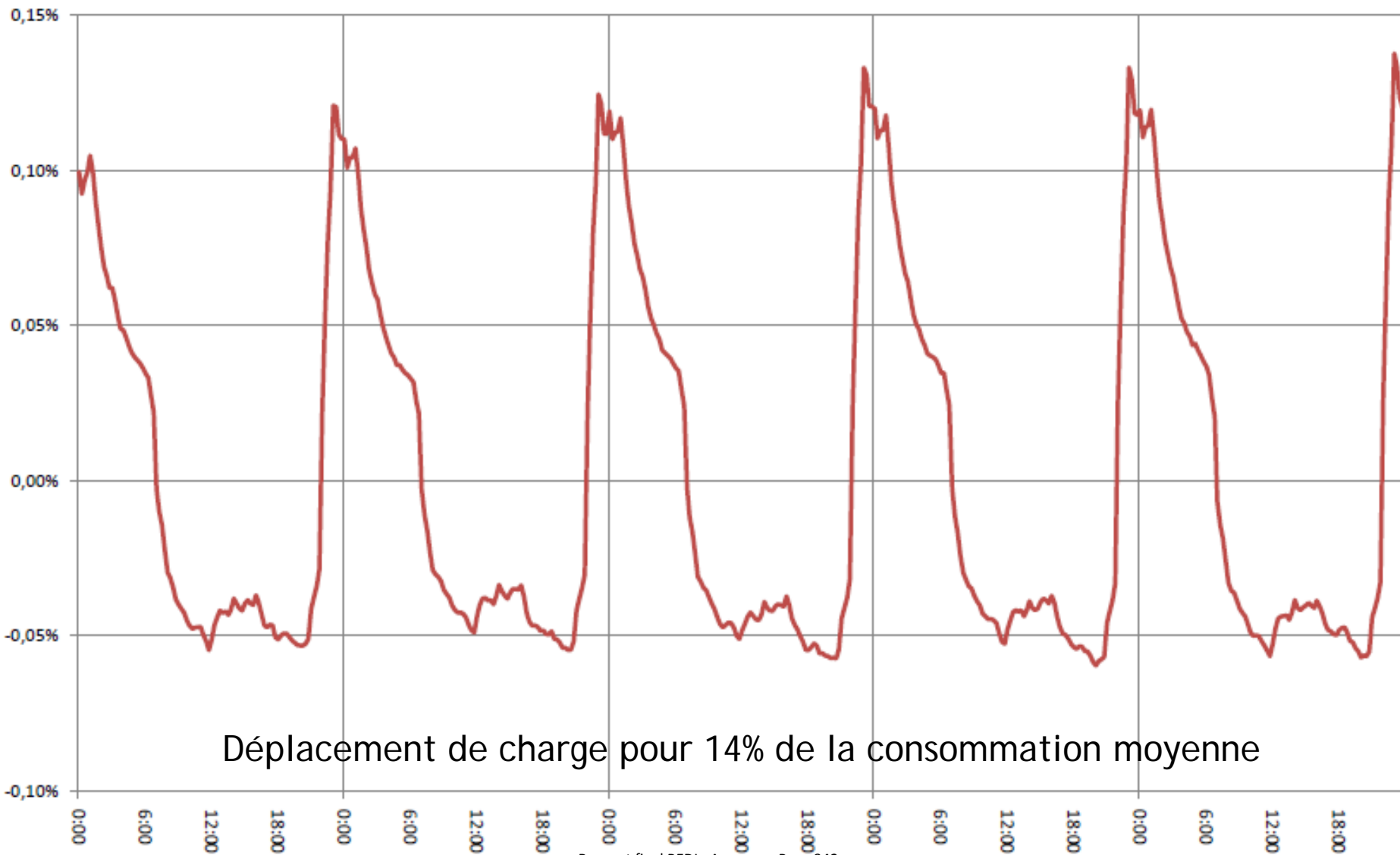


Courbe de charge hebdomadaire - Printemps/été



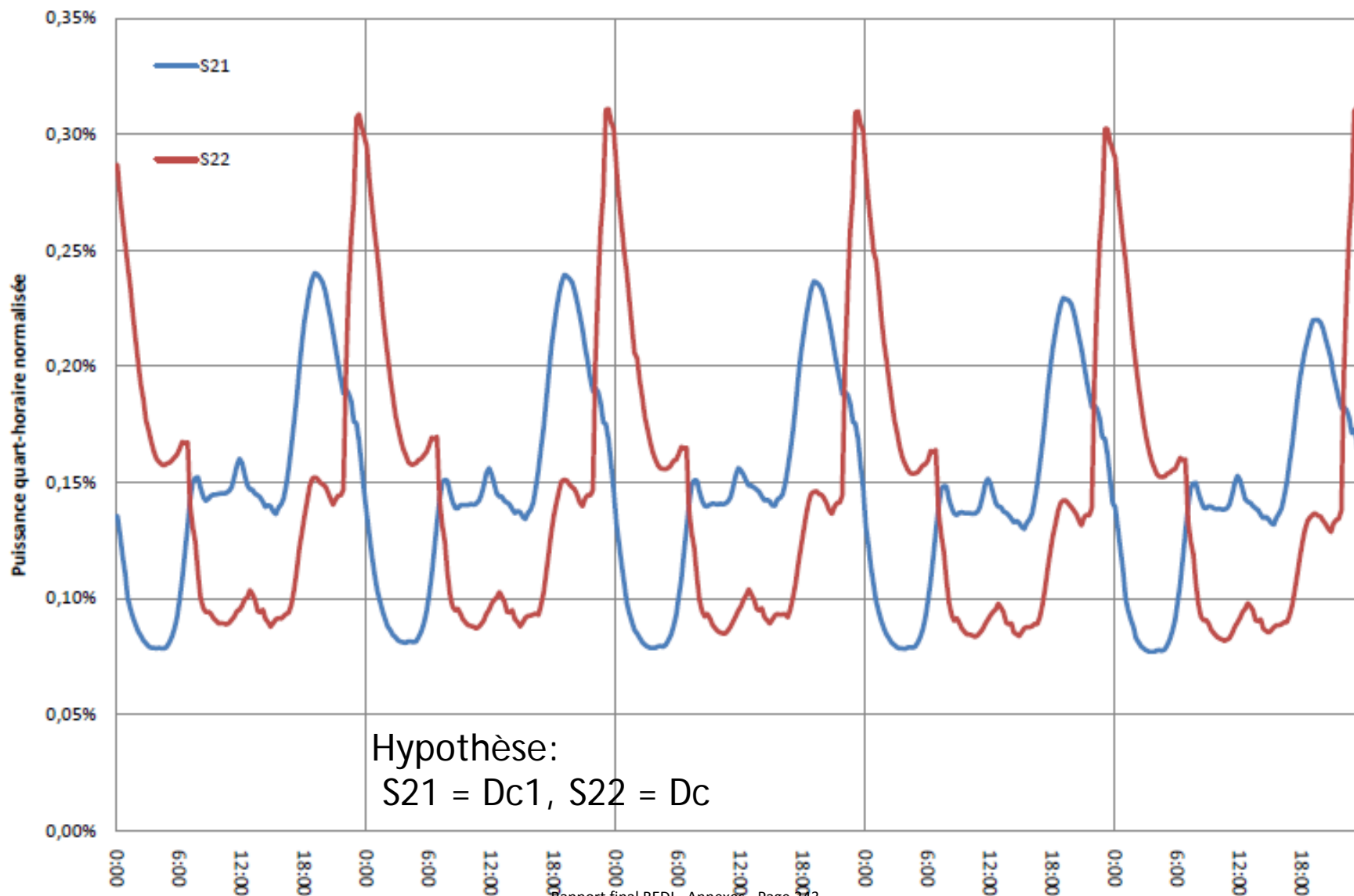


Déplacement de charge - Printemps/été



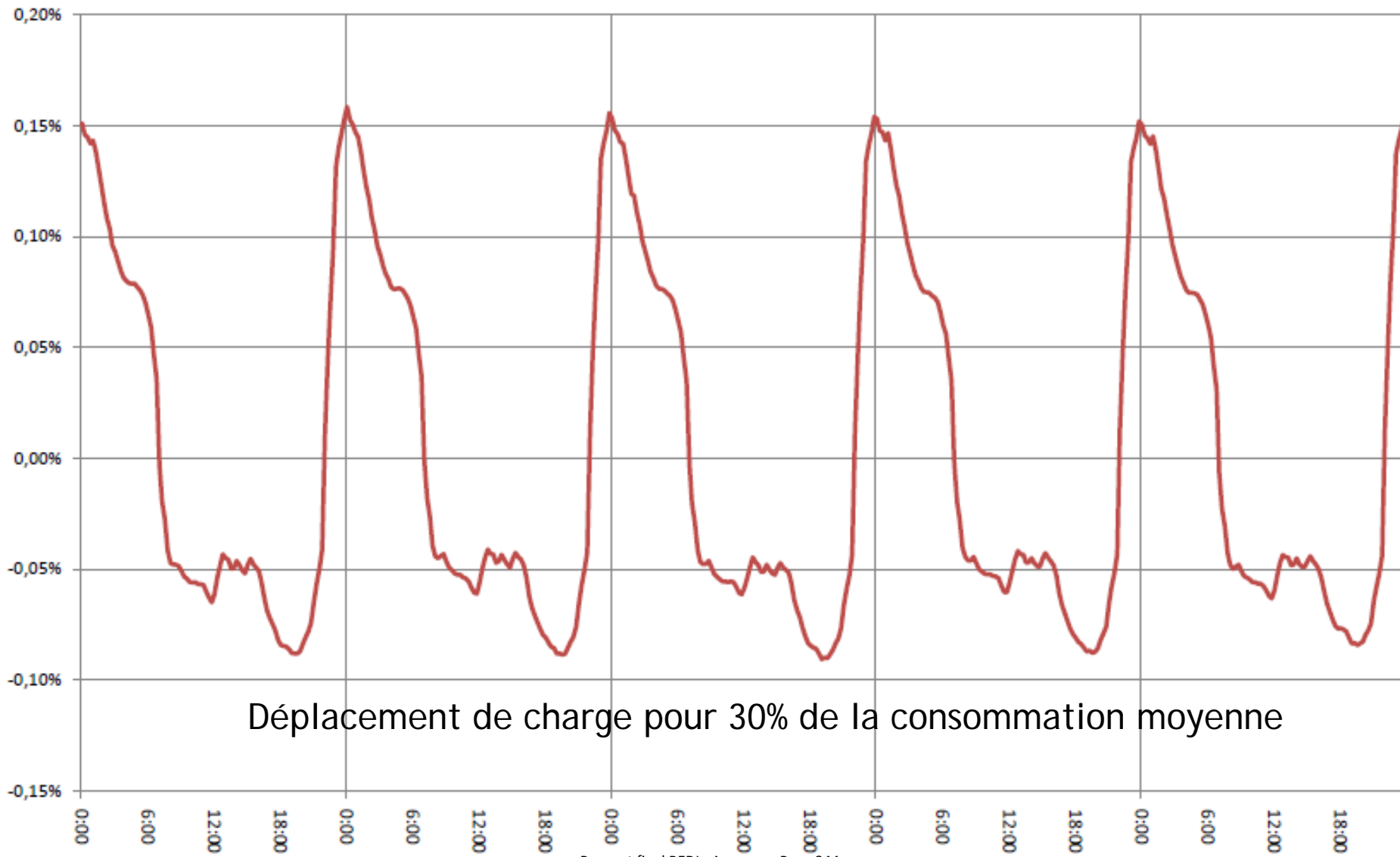


Courbe de charge hebdomadaire - Automne/hiver





Déplacement de charge - Automne/hiver





Potentiel réalisé		Volume déplacé	
		été	hiver
	Client Dc	14%	30%
	Total	10%	22%
	<i>Total (bi horaire pour Dc1)</i>	<i>13%</i>	<i>28%</i>
Potentiel réalisable (ICEDD, situation 2010)			
	Client Dc	40%	41%
	Total	46%	56%

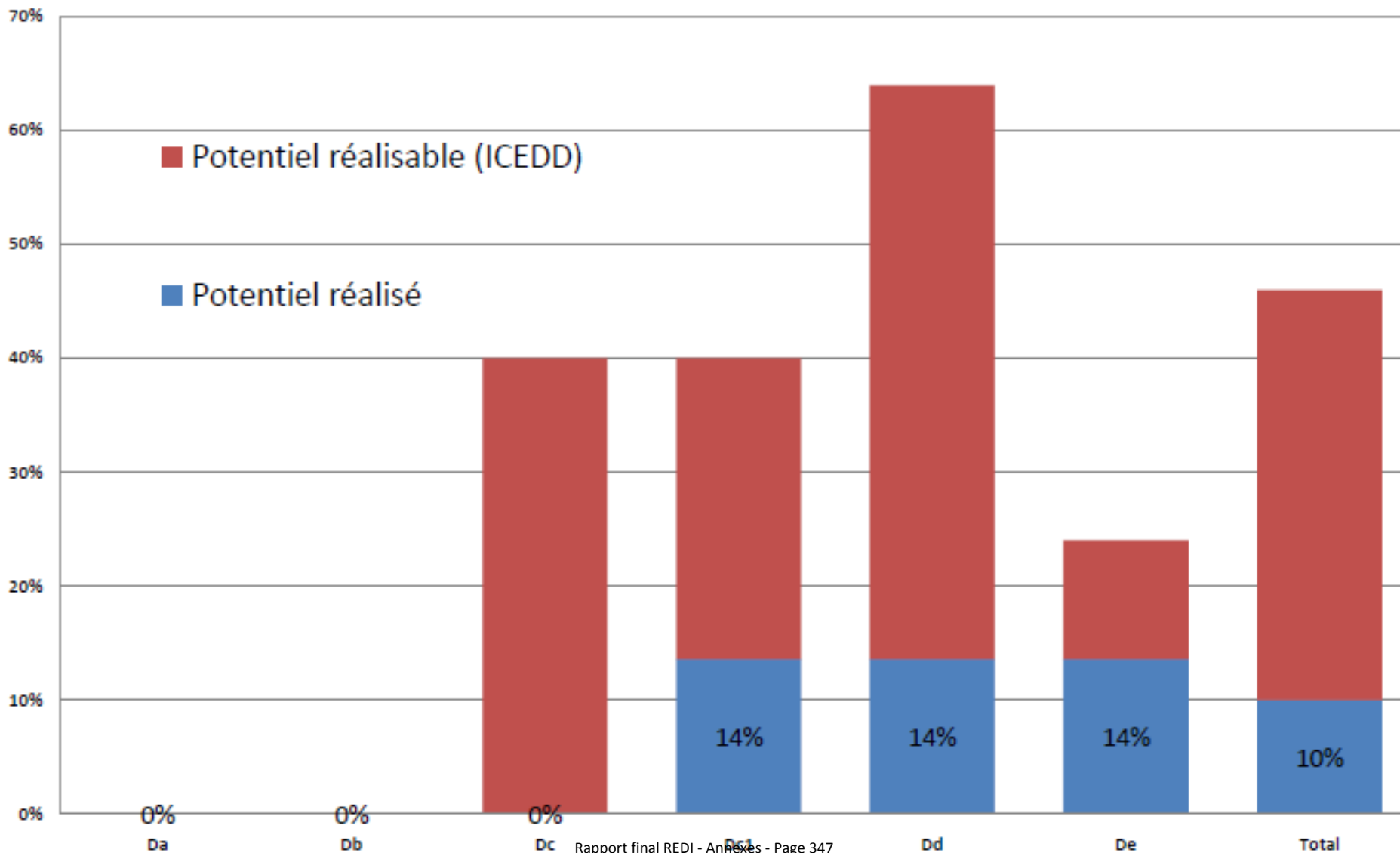


Potentiel réalisé		Puissance déplacée	
		été	hiver
	Client Dc1	42%	54%
	Total	29%	40%

Potentiel réalisé exprimé par rapport à la puissance maximale constatée (1,2 GW)

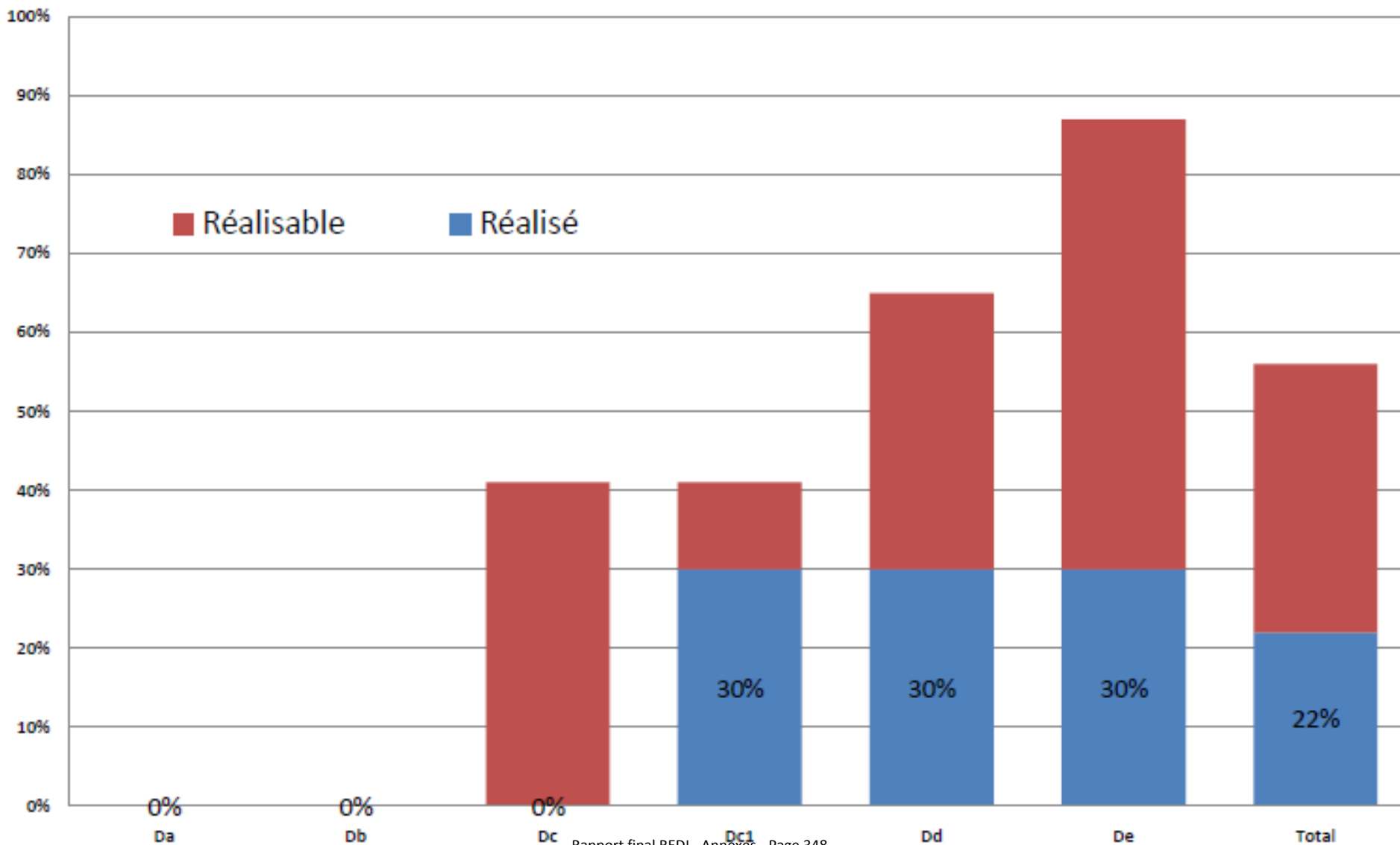


Potentiel de déplacement de charge Ete





Potentiel de déplacement de charge Hiver





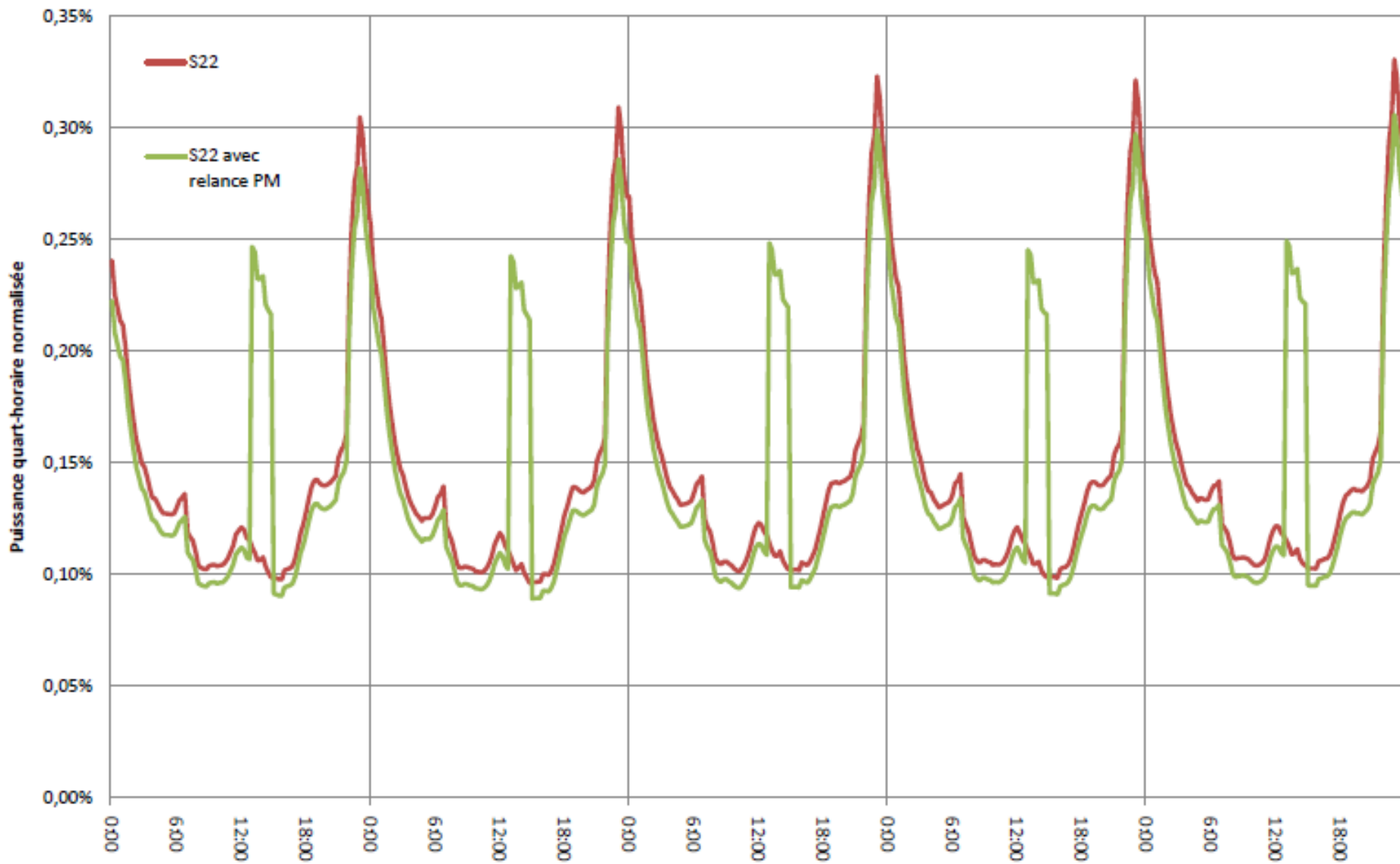
Simulation « Relance PM »

- avec déplacement de charge en début d'après-midi de 13 à 15h
- 7,5 % de la charge:
 - 50% de l'eau chaude sanitaire (11% des usages totaux)
 - 13% de Buanderie (15% des usages totaux)
(Campagne de mesure 2008 EDF/ADEME)

→ Effet sur les profils de charge

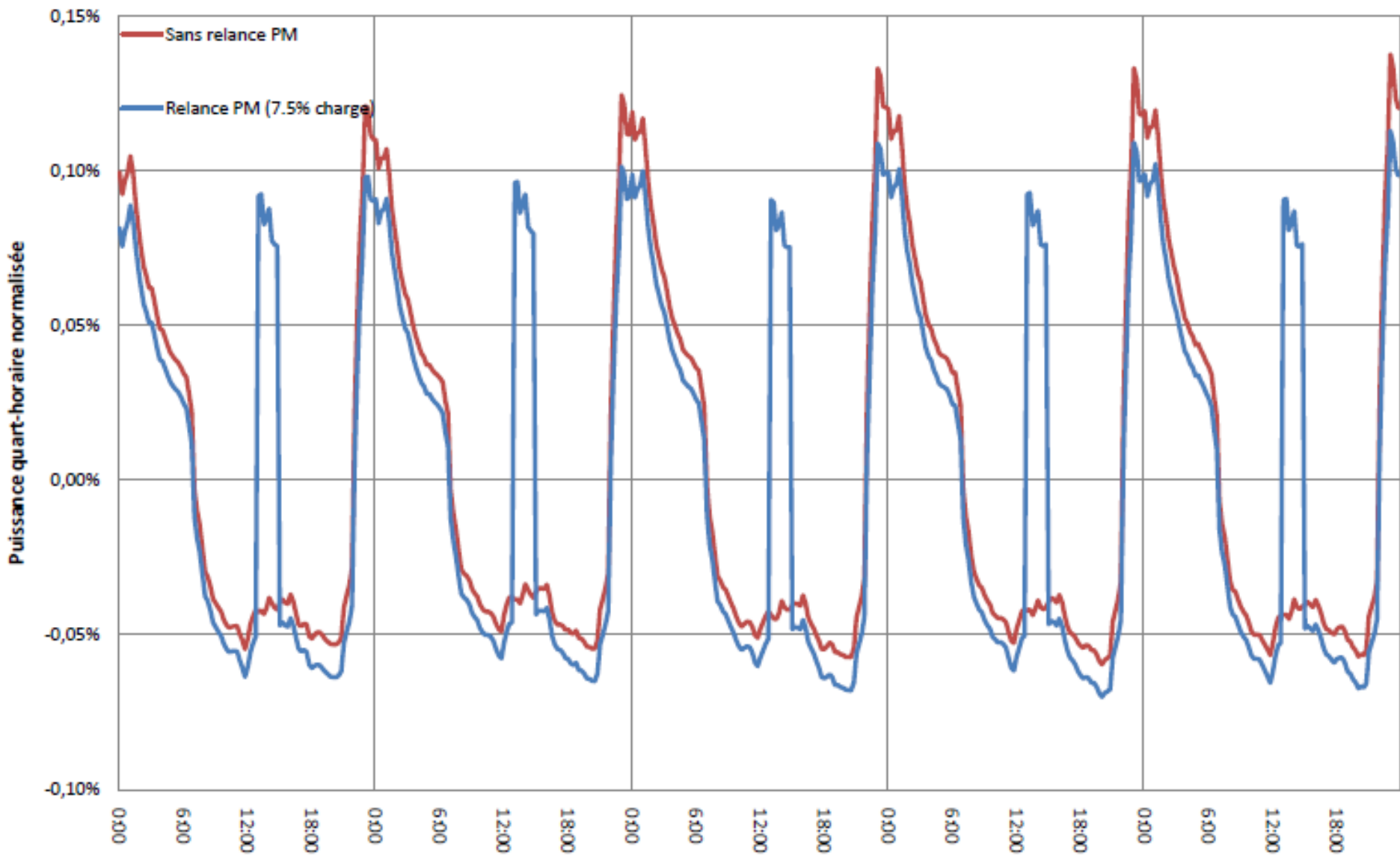


Courbe de charge hebdomadaire - Printemps/été





Déplacement de charge (S22' - S21) - Printemps/été



ANNEXE 43 : QUEL POTENTIEL DE DÉPLACEMENT DE CHARGES DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL EN 2020 ?

Type	Présentation
Date	24/05/2011
Structure	GT2
Evènement	Session 3
Intitulé	Quel potentiel de déplacement de charges dans le secteur résidentiel en 2020 ?
Auteur	ICEDD
Statut	Pour réaction

Études relatives au développement de réseaux électriques durables et intelligents

GT2 - Session 3 du 24 mai 2011

Quel potentiel de déplacement de charges dans le secteur résidentiel en 2020 ?

Etude réalisée pour le compte de la CWaPE

Objectif de l'étude

Rendre possible l'estimation du potentiel de puissance déplaçable suivant différentes configurations de la CWaPE

⇒ Réalisation d'un outil de simulation, estimation du potentiel de déplaçabilité des configurations 2 (horaire temps réel, gestion automatique du parc d'équipement futur) et 3 (horaire temps réel, compteur intelligent et gestion automatique du parc d'équipement futur)

⇒ Les configurations 2 et 3 sont très semblables, la différence se marquerait par un taux de réalisation du potentiel supérieur dans le cas de la configuration 3

Hypothèses de travail et méthodes de calcul

Travailler sur base des clients-type Eurostat

Décomposer les consommations des différents clients-type par usage et appareil

Supposer la puissance moyenne des appareils actuels et futurs en 2020 (électro-mobilité, PAC à accumulation, conditionnement d'air)

La consommation est connue ou obtenue par multiplication de la puissance par la durée d'utilisation

Estimer les puissances « déplaçables » en 2020

Prendre en compte les puissances déplaçables en été et en hiver

Correction de la matrice de « déplaçabilité » (congélation de 4 heures à 1 heure)

« Déplaçabilité » des puissances

	Puissance déplaçable				Été OUI/NON	Hiver OUI/NON
	NON	15'	1 h	4h		
La Chaîne du Froid						
Frigo seul		1			1	1
Congélateur			1		1	1
La Production d'ECS						
ECS (petit boiler)		1			1	1
ECS (grand boiler)					1	1
Les Appareils de Chauffage						
Chauffage central (circulateur)		1			0	1
Chauffage électrique à accumulation					1	1
Appoint électrique	1				0	1
La Buanderie (LV, LL, SL)				1	1	1
Les Appareils de Cuisine	1				1	1
La Hi-Fi - Vidéo	1				1	1
Les Autres Appareils	1				1	1
Eclairage	1				1	1
Et demain						
Electro-mobilité				1	1	1
Pompe à chaleur avec accu				1	0	1
Air conditionné			1		1	0

Modification de la déplaçabilité des congélateurs

Potentiel de puissance déplaçable dans le secteur résidentiel en 2020

Configurations 2 et 3: horaire temps réel, (+ compteur intelligent si configuration 3) et gestion automatique du parc d'équipement futur

Prise en compte d'un potentiel des clients Da et Db

Prise en compte de l'électro-mobilité, des PAC et des conditionnements d'air

Les chauffages électriques à accumulation sont remplacés par des PAC à accu
=> Puissance et déplaçabilité en baisse (de 15 heures à 4 heures)

Potentiel de puissance déplaçable dans le secteur résidentiel en 2020

Configurations 2 et 3: horaire temps réel, (+ compteur intelligent dans configuration 3) et gestion automatique du parc d'équipement futur

Puissance déplaçable par client-type

		Puissance (W) 2020				
		Da	Db	Dc	Dd	De
TOTAL		6 790	11 540	27 188	31 823	34 688
dont Eté		6 755	11 505	26 153	30 788	30 788
dont Hiver		6 790	11 540	27 188	29 823	32 688
Déplaçable	NON	6 665	9 385	16 213	18 338	18 338
	15'	125	155	2 155	155	120
	1 h	0	0	120	2 130	2 130
	4h	0	2 000	8 700	8 700	11 600
	15h	0	0	0	2 500	2 500
Total déplaçable		125	2 155	10 975	13 485	16 350
Dont été		90	2 120	10 940	13 450	13 450
Dont hiver		125	2 155	10 975	11 485	14 350

NB: les chauffages électriques à accumulation sont remplacés par des PAC à accu
Puissance et déplaçabilité en baisse

Potentiel de puissance déplaçable dans le secteur résidentiel en 2020

Configuration 2 : horaire temps réel
 et gestion automatique du parc d'équipement futur
 Puissance déplaçable par client-type

Quels sont les volumes concernés ?

TOTAL		Consommation totale (GWh) 2020					Total	% du total
		Da	Db	Dc	Dd	De		
		44	329	4 882	3 817	890	9 962	100%
Déplaçable configuration 2	NON	44	329	1 965	1 013	154	3 504	35%
	15'	0	0	479	104	15	598	6%
	1 h	0	0	144	545	82	771	8%
	4h	0	0	2 294	999	465	3 758	38%
	15h	0	0	0	1 156	175	1 330	13%
Total déplaçable		0	0	2 917	2 804	737	6 458	65%
Dont été		0	0	2 905	2 800	424	6 130	62%
Dont hiver		0	0	2 917	2 329	665	5 911	59%

Potentiel de puissance déplaçable dans le secteur résidentiel en 2020

Configuration 3 : horaire temps réel, compteurs intelligents généralisés et gestion automatique du parc d'équipement futur
Puissance déplaçable par client-type

Quels sont les volumes concernés ?

TOTAL		Consommation totale (GWh) 2020					Total	% du total
		Da	Db	Dc	Dd	De		
		44	329	4 882	3 817	890	9 962	100%
Déplaçable configuration 3	NON	35	236	1 965	1 013	154	3 402	34%
	15'	9	80	479	104	15	688	7%
	1 h	0	0	144	545	82	771	8%
	4h	0	13	2 294	999	465	3 771	38%
	15h	0	0	0	1 156	175	1 330	13%
Total déplaçable		9	93	2 917	2 804	737	6 560	66%
Dont été		8	90	2 905	2 800	424	6 228	63%
Dont hiver		9	93	2 917	2 329	665	6 012	60%

ANNEXE 44 : CONSOMMATEUR FINAL : POTENTIEL DE
DÉPLACEMENT DE CHARGE POUR LE SECTEUR
PROFESSIONNEL

Type	Présentation
Date	24/05/2011
Structure	GT2
Evènement	Session 3
Intitulé	Consommateur final: Potentiel de déplacement de charge pour le secteur professionnel.
Auteur	ICEDD
Statut	Pour réaction



*Études relatives au développement de **Réseaux Electriques Durables et Intelligents***

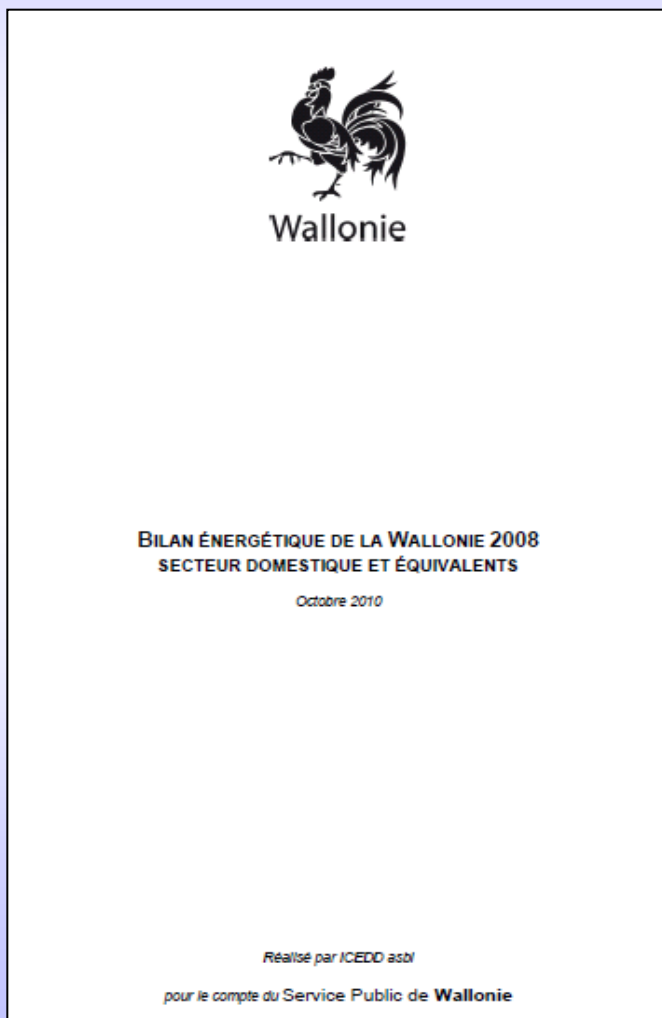
Consommateurs finals

Potentiel de déplacement de charge pour le secteur professionnel

REDI > GT2 > Session 3

Potentiel de déplacement de charge pour le secteur professionnel (tertiaire)

Bilan [GWh]



Branche	SousBranche	Electricite GWh
Commerce	Commerce de gros et intermédiaires de commerce	336
	Commerce de détail (hors supermarchés)	527
	Supermarchés	1000
	Horeca	210
Transport et communication	Chemin de fer	83
	Transport public hors SNCB	16
	Transport privé	121
	Belgacom la Poste	158
Banques assur.et serv.aux entr.	Banques et assurances	139
	Agents immobiliers	112
	Services aux entreprises	90
Enseignement	Enseign.communautés	103
	Enseignement officiel	61
	Enseignement libre	69
	Univ.et recherche	235
Soins, santé	Hôpitaux	418
	Polycliniques	20
	Crèches, hébergement social	36
	Maisons de retraite	120
Culture et sport	Piscines	39
	Biblioth.musées	8
	Autres serv.cult.ou sport.	182
	Tourisme	60
Autres services	Blanchisseries	28
	Autres services aux personnes	31
	Autres services à la collectivité	57
Administration	Administration de l'Etat et de la Région	138
	Administrat.comm.et intercom.	97
	Défense nationale	112
	Organismes internationaux	72
	Sécurité sociale	14
Divers	Eau	314
	Eclairage public	414
	Traitement des déchets	89
TOTAL		5 506

Potentiel de déplacement de charge pour le secteur professionnel (tertiaire)

Usages [%]

Données Eurostat 1996, via STEM

Branche	Sous-Branche	Usages électriques					
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS
Commerce	Commerce de gros et intermédiaires de commerce	34.5%	25.9%	13.0%	4.3%	8.6%	13.6%
	Commerce de détail (hors supermarchés)	67.0%	8.9%	0.0%	8.0%	5.4%	10.6%
	Supermarchés	24.4%	12.7%	46.9%	4.9%	8.8%	2.3%
	Horeca	39.4%	9.8%	19.7%	4.9%	24.6%	1.5%
Transport et communication	Chemin de fer	47.3%	20.6%	1.0%	4.2%	26.9%	0.0%
	Transport public hors SNCB	46.1%	20.1%	1.0%	4.1%	26.3%	2.5%
	Transport privé	46.1%	20.1%	1.0%	4.1%	26.3%	2.5%
	Belgacom la Poste	52.2%	10.7%	1.0%	4.5%	31.1%	0.5%
Banques assur.et serv.aux entr.	Banques et assurances	50.8%	10.4%	1.0%	4.4%	30.3%	3.1%
	Agents immobiliers	50.8%	10.4%	1.0%	4.4%	30.3%	3.1%
	Services aux entreprises	50.8%	10.4%	1.0%	4.4%	30.3%	3.1%
Enseignement	Enseign.communautés	56.0%	18.7%	0.9%	9.3%	8.4%	6.7%
	Enseignement officiel	56.0%	18.7%	0.9%	9.3%	8.4%	6.7%
	Enseignement libre	56.0%	18.7%	0.9%	9.3%	8.4%	6.7%
	Univ.et recherche	59.6%	19.9%	1.0%	9.9%	8.9%	0.7%
Soins, santé	Hôpitaux	36.2%	39.1%	4.9%	4.9%	12.7%	2.2%
	Polycliniques	36.2%	39.1%	4.9%	4.9%	12.7%	2.2%
	Crèches, hébergement social	33.2%	35.8%	4.5%	4.5%	11.7%	10.4%
	Maisons de retraite	33.2%	35.8%	4.5%	4.5%	11.7%	10.4%
Culture et sport	Piscines	77.2%	8.2%	4.8%	3.7%	0.5%	5.6%
	Biblioth.musées	80.9%	2.0%	9.9%	4.0%	0.2%	3.1%
	Autres serv.cult.ou sport.	77.2%	8.2%	4.8%	3.7%	0.5%	5.6%
	Tourisme	77.2%	8.2%	4.8%	3.7%	0.5%	5.6%
Autres services	Blanchisseries	33.2%	35.8%	0.0%	4.5%	16.1%	10.4%
	Autres services aux personnes	83.0%	4.0%	8.7%	4.0%	0.3%	0.0%
	Autres services à la collectivité	78.7%	3.8%	8.2%	3.8%	0.3%	5.2%
Administration	Administration de l'Etat et de la Région	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%
	Administrat.comm.et intercom.	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%
	Défense nationale	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%
	Organismes internationaux	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%
	Sécurité sociale	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%
Divers	Eau	100.0%					
	Eclairage public	100%					
	Traitement des déchets						100%

Potentiel de déplacement de charge pour le secteur professionnel (tertiaire)

Bilan / usage [TWh]

Branche	CSB_Intitulé	Consommations électriques [TWh PCI/an] (l)						TOTAL
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS	
Commerce	Commerce de gros et intermédiaires de commerce	0.1161	0.0871	0.0435	0.0145	0.0290	0.0458	0.3361
	Commerce de détail (hors supermarchés)	0.3531	0.0471	0.0000	0.0424	0.0282	0.0560	0.5268
	Supermarchés	0.2442	0.1270	0.4688	0.0488	0.0879	0.0230	0.9997
	Horeca	0.0827	0.0207	0.0413	0.0103	0.0517	0.0032	0.2098
Transport et communication	Chemin de fer	0.0393	0.0171	0.0008	0.0035	0.0224	0.0000	0.0830
	Transport public hors SNCB	0.0072	0.0031	0.0002	0.0006	0.0041	0.0004	0.0156
	Transport privé	0.0557	0.0243	0.0012	0.0049	0.0317	0.0030	0.1208
	Belgacom la Poste	0.0826	0.0169	0.0016	0.0072	0.0493	0.0008	0.1584
Banques assur.et serv.aux entr.	Banques et assurances	0.0705	0.0144	0.0013	0.0061	0.0421	0.0043	0.1388
	Agents immobiliers	0.0567	0.0116	0.0011	0.0049	0.0338	0.0034	0.1116
	Services aux entreprises	0.0456	0.0093	0.0009	0.0040	0.0272	0.0028	0.0897
Enseignement	Enseign.communautés	0.0577	0.0192	0.0010	0.0096	0.0086	0.0069	0.1030
	Enseignement officiel	0.0341	0.0114	0.0006	0.0057	0.0051	0.0041	0.0610
	Enseignement libre	0.0388	0.0129	0.0006	0.0065	0.0058	0.0047	0.0694
	Univ.et recherche	0.1398	0.0466	0.0023	0.0233	0.0210	0.0016	0.2347
Soins, santé	Hôpitaux	0.1514	0.1637	0.0205	0.0205	0.0532	0.0093	0.4185
	Polycliniques	0.0072	0.0078	0.0010	0.0010	0.0025	0.0004	0.0198
	Crèches, hébergement social	0.0121	0.0130	0.0016	0.0016	0.0042	0.0038	0.0364
	Maisons de retraite	0.0399	0.0432	0.0054	0.0054	0.0140	0.0125	0.1204
Culture et sport	Piscines	0.0302	0.0032	0.0019	0.0014	0.0002	0.0022	0.0392
	Biblioth.musées	0.0062	0.0002	0.0008	0.0003	0.0000	0.0002	0.0077
	Autres serv.cult.ou sport.	0.1401	0.0149	0.0086	0.0067	0.0010	0.0102	0.1816
	Tourisme	0.0466	0.0049	0.0029	0.0022	0.0003	0.0034	0.0603
Autres services	Blanchisseries	0.0092	0.0099	0.0000	0.0012	0.0045	0.0029	0.0277
	Autres services aux personnes	0.0254	0.0012	0.0027	0.0012	0.0001	0.0000	0.0306
	Autres services à la collectivité	0.0448	0.0022	0.0047	0.0022	0.0002	0.0030	0.0569
Administration	Administration de l'Etat et de la Région	0.0644	0.0281	0.0014	0.0057	0.0367	0.0021	0.1383
	Administrat.comm.et intercom.	0.0450	0.0196	0.0010	0.0040	0.0256	0.0014	0.0966
	Défense nationale	0.0524	0.0228	0.0011	0.0046	0.0298	0.0017	0.1124
	Organismes internationaux	0.0334	0.0145	0.0007	0.0029	0.0190	0.0011	0.0716
	Sécurité sociale	0.0063	0.0027	0.0001	0.0006	0.0036	0.0002	0.0135
Divers	Eau	0.0000	0.0000	0.0000	0.3138	0.0000	0.0000	0.3138
	Eclairage public	0.4138	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.4138
	Traitement des déchets	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0889	0.0000	0.0889
	TOTAL	2.5524	0.8205	0.6194	0.5678	0.7319	0.2144	5.5065

Potential de déplacement de charge pour le secteur professionnel (tertiaire)

Profils de consommation / fonctionnement

Profils		jour/sem.	h/jour	h/an
N°	Descriptif			
1	Diurne, 5 j sur 7 (bureaux, écoles, services aux personnes)	5	10	2 607
2	Diurne, 6 j sur 7 (commerces, culture)	6	10	3 129
3	Diurne, 7 j sur 7 (centres sportifs)	7	15	5 475
4	Continue, 7 j sur 7 (soins, horeca)	7	24	8 760
5	Diurne, 5 j sur 7 (PME, blanchisserie, teintureriers, consommation régulière)	5	10	2 607
6	Diurne, 7 j sur 7 (logement collectif)	7	17	6 205
14	Eclairage public	7	10	3 650

Potentiel de déplacement de charge pour le secteur professionnel (tertiaire)

Durée d'utilisation [h/an]

Données à valider par le GT2

Branche	Sous-Branche	Durée d'utilisation [h/an] (II)						Profil
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS	
Commerce	Commerce de gros et intermédiaires de commerce	3129	3129	8760	2071	3129	8760	2
	Commerce de détail (hors supermarchés)	3129	3129	8760	2071	3129	8760	2
	Supermarchés	3129	3129	8760	2071	3129	8760	2
	Horeca	8760	8760	8760	5800	8760	8760	4
Transport et communication	Chemin de fer	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
	Transport public hors SNCB	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
	Transport privé	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
	Belgacom la Poste	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
Banques assur.et serv.aux entr.	Banques et assurances	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
	Agents immobiliers	3129	3129	8760	2071	3129	8760	2
	Services aux entreprises	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
Enseignement	Enseign.communautés	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
	Enseignement officiel	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
	Enseignement libre	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
	Univ.et recherche	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
Soins, santé	Hôpitaux	8760	8760	8760	5800	8760	8760	4
	Polycliniques	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
	Crèches, hébergement social	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
	Maisons de retraite	8760	8760	8760	5800	8760	8760	4
Culture et sport	Piscines	5475	5475	8760	3625	5475	8760	3
	Biblioth.musées	3129	3129	8760	2071	3129	8760	2
	Autres serv.cult.ou sport.	5475	5475	8760	3625	5475	8760	3
	Tourisme	3129	3129	8760	2071	3129	8760	2
Autres services	Blanchisseries	2607	2607	8760	1726	2607	8760	5
	Autres services aux personnes	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
	Autres services à la collectivité	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
Administration	Administration de l'Etat et de la Région	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
	Administrat.comm.et intercom.	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
	Défense nationale	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
	Organismes internationaux	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
	Sécurité sociale	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
Divers	Eau	2607	2607	8760	1726	2607	8760	1
	Eclairage public	3650	3650	8760	2417	3650	8760	14
	Traitement des déchets	2607	2607	8760	1726	2607	8760	5

Potentiel de déplacement de charge pour le secteur professionnel (tertiaire)

Caractère déplaçable des charges

Données à valider par le GT2

Branche	Sous-Branche	Charges déplaçables (IV)					
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS
Commerce	Commerce de gros et intermédiaires de commerce	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Commerce de détail (hors supermarchés)	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Supermarchés	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Horeca	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Transport et communication	Chemin de fer	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Transport public hors SNCB	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Transport privé	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Belgacom la Poste	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Banques assur.et serv.aux entr.	Banques et assurances	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Agents immobiliers	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Services aux entreprises	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Enseignement	Enseign.communautés	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Enseignement officiel	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Enseignement libre	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Univ.et recherche	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Soins, santé	Hôpitaux	NON	15'	15'	15'	NON	4h
	Polycliniques	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Crèches, hébergement social	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Maisons de retraite	NON	1 h	15'	1 h	NON	4h
Culture et sport	Piscines	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Biblioth.musées	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Autres serv.cult.ou sport.	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Tourisme	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Autres services	Blanchisseries	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Autres services aux personnes	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Autres services à la collectivité	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Administration	Administration de l'Etat et de la Région	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Administrat.comm.et intercom.	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Défense nationale	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Organismes internationaux	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Sécurité sociale	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Divers	Eau	NON	1 h	15'	NON	NON	15h
	Eclairage public	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
	Traitement des déchets	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
std		NON	1 h	15'	1 h	NON	15h

Potentiel de déplacement de charge pour le secteur professionnel (tertiaire)

Potentiel de « déplaçabilité » en puissance

		Puissances [MW]						
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS	TOTAL
"Déplaçable"	NON	773	-	-	182	237	-	1192
	15'	-	19	71	4	-	-	93
	1 h	-	213	-	115	-	-	329
	4h	-	-	-	-	-	2	2
	15h	-	-	-	-	-	22	22
			773	232	71	301	237	24

		Puissances [%]						
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS	TOTAL
"Déplaçable"	NON	47%	-	-	11%	14%	-	73%
	15'	-	1%	4%	0%	-	-	6%
	1 h	-	13%	-	7%	-	-	20%
	4h	-	-	-	-	-	0%	0%
	15h	-	-	-	-	-	1%	1%
			47%	14%	4%	18%	14%	1%

Potentiel de déplacement de charge pour le secteur professionnel (tertiaire)

Potentiel de « déplaçabilité » en consommation

		Consommations électriques [GWh PCI/an]						
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS	TOTAL
"Déplaçable"	NON	2552	-	-	314	732	-	3598
	15'	-	164	619	20	-	-	804
	1 h	-	657	-	234	-	-	890
	4h	-	-	-	-	-	22	22
	15h	-	-	-	-	-	193	193
			2552	821	619	568	732	214

		Consommations électriques [%]						
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS	TOTAL
"Déplaçable"	NON	46%	-	-	6%	13%	-	65%
	15'	-	3%	11%	0%	-	-	15%
	1 h	-	12%	-	4%	-	-	16%
	4h	-	-	-	-	-	0%	0%
	15h	-	-	-	-	-	3%	3%
			46%	15%	11%	10%	13%	4%

ANNEXE 45: PROCÈS-VERBAL SESSION 4 GT2

Type	Procès-verbal
Date	17/06/2011
Structure	GT2
Evènement	Session 4
Intitulé	Procès-verbal Session 4 GT2
Auteur	CWaPE
Statut	Approuvé



Procès-verbal – Session 4
Groupe de Travail 2 « Consommateurs finals » - REDI

Date et lieu : 17 juin 2011 (AM), CWaPE

Présences

Acteur	Membre	Organisation
Fournisseur	Frank SCHOONACKER	SPE
	Bernard PHILIPPART DE FOY	Electrabel
Gestionnaire du réseau de distribution	Olgan DURIEUX	ORES
	Didier HALKIN	ORES
	Alain VERSYP	Tecteo
	Francis VERHELST	EANDIS
Gestionnaire du réseau de transport	Stéphane OTJACQUES	Elia
	Vanessa DE WILDE	Elia
Académique	Jean-Charles JACQUEMIN	FUNDP
Consultant	Yves MARENNE	ICEDD
Région Wallonne	Cécile BARBEAUX	Cabinet du Ministre Nollet
	Muriel HOOGSTOEL	Service public de Wallonie (DGO4)
	Carl MASCHIETTO	Service public de Wallonie (DGO4)
Régulateur	Francis GHIGNY	CWaPE
	Frédéric TOUNQUET	CWaPE
	Jean-François SARTIAUX	CWaPE

Ordre du jour

- Approbation du PV de la session 3
- Réactions sur le rapport de l'ICEDD (*Estimation du potentiel de déplaçabilité des consommations électriques des secteurs résidentiel et tertiaire Wallon en 2010 et 2020*)
- Présentation des études de cas (CWaPE)
- Etat d'avancement de l'étude de cas « Réseau de transport » (Boucle de l'Est) (ELIA)
- Suite des travaux

Procès verbal

Approbation du PV de la session 3

Stéphane OTJACQUES souhaite que soit précisé en page 2 que « Le groupe de travail REDI n'examinera pas spécifiquement la gestion de l'équilibre. Néanmoins, les recommandations émises dans ce cadre devront être compatibles avec cette gestion et devront être analysées par ailleurs ».

Moyennant cette adaptation, le procès-verbal est approuvé.

Réactions sur le rapport ICEDD

Les remarques ultérieures éventuelles pourront être communiquées au plus tard pour le 23 juin.

Jean-Charles JACQUEMIN souhaiterait qu'une colonne supplémentaire soit ajoutée pour les usages électriques dans le secteur tertiaire afin de pouvoir prendre en compte l'usage de l'électro-mobilité dans le futur.

Didier HALKIN précise que les consommations déplaçables citées ici sont des volumes maxima. La construction de courbes SLP selon les différents usages permettrait de quantifier les volumes effectivement déplaçables. Francis GHIGNY répond que les volumes cités représentent en effet le potentiel de volume déplaçable. Un paragraphe supplémentaire sera être introduit page 12 afin de préciser cette notion.

Alain VERSYP précise que le coefficient de foisonnement de 0,2 entre la puissance souscrite et la puissance du transformateur BT ne devrait pas être appliqué pour les clients De (chauffage électrique). Pour ces clients, la consommation déplaçable pour le chauffage à accumulation doit techniquement être limitée à une fraction de la consommation globale. En effet, le cycle de charge peut être déplacé mais une partie de cette charge doit être effectuée au-moins en fin de nuit. Il propose donc d'appliquer un facteur réducteur. Francis GHIGNY propose qu'il soit tenu compte, pour les applications déplaçables 15h, d'un facteur réducteur de 50% lors de la conversion du potentiel théorique au potentiel réalisable.

Alain VERSYP souhaite aussi préciser que, dans la configuration actuelle, TECTEO met à disposition de ses clients un contact signalant le changement de tarif. Il souhaite aussi ne pas lier l'usage des compteurs intelligents (configuration 3) à la déplaçabilité des charges de 15 minutes à 1 heure. Pour la bonne compréhension, la fin du paragraphe page 12 sera donc complétée comme suit : « De la sorte, les charges qui peuvent être déplacée de 15' à 1 heure pourront être mesurées et facturées de façon différenciée et pourront donc être effectivement déplacées ».

Alain VERSYP demande encore si, dans le cas du roll-out complet, la consommation des clients Da (600 kWh) est à prendre en compte. Francis GHIGNY précise que la coexistence de plusieurs systèmes est envisagée.

Bernard PHILIPPART indique que les résultats du rapport sur le potentiel de volume déplaçable ont été examinés au sein de son organisation et que ceux-ci semblent cohérents. Il rejoint toutefois les remarques exprimées quant à la différence entre le potentiel théorique et le potentiel réalisable et insiste sur la nécessité de prendre en compte des contraintes susceptibles de réduire le potentiel effectivement réalisé (contraintes d'ordre géographique et technique notamment).

Carl MASCHIETTO s'interroge sur la prise en compte des consommations industrielles. Francis GHIGNY précise que le rapport de l'ICEDD n'examine que les consommations résidentielles et tertiaires. Les fournisseurs seront invités à s'exprimer concernant les consommateurs industriels dans la suite de la réunion.

Francis GHIGNY fait part de deux remarques :

- La configuration 2 (page 12) devrait s'intituler [multihoraire 2020] pour ne pas se limiter au temps réel mais envisager également les horaires variables annoncés
- Les tableaux reprenant la consommation et la puissance déplaçables devraient comprendre une colonne supplémentaire reprenant les différentes valeurs exprimées en pourcentage.

Olgan DURIEUX indique qu'ORES fera part de ses remarques sur le rapport endéans le délai proposé.

Présentation de l'étude de cas n°2 (CWaPE)

Voir présentation

Jean-François SARTIAUX présente l'étude de cas n°2, intitulée « Transformateur basse tension en zone semi-rurale », qui vise à étudier l'impact de l'intégration accrue d'unités de production photovoltaïques sur le réseau de distribution. Il s'agit d'évaluer, pour une topologie de réseau déterminée, l'ampleur des phénomènes de surtension en fonction du taux de pénétration du photovoltaïque.

La méthode adoptée dans le cadre de cette étude vise dans un premier temps à simuler un cas théorique afin de déterminer un critère adéquat quant à la probabilité d'occurrence de ces phénomènes de surtension. Le tableau suivant reprend le nombre d'heures (sur un an) pour lesquelles un dépassement de la tension autorisée (+10%) a été constaté sur base des simulations, en fonction du taux de pénétration du photovoltaïque :

Taux PV	Nombre d'heures
10%	0 h
20%	205 h
30%	607 h

L'occurrence de ces surtensions dépend notamment de la configuration du réseau (impédance et concentration des utilisateurs de réseau) et des niveaux de consommation et de production. Pour une configuration du réseau donnée (paramètres d'impédance et topologiques fixés), Jean-François SARTIAUX indique que le critère P^2/C (P étant la production photovoltaïque, C la consommation des utilisateurs de réseau) permet de distinguer les cas conduisant à une surtension.

Dans un deuxième temps, le modèle de simulation a été alimenté à partir de données réelles fournies par ORES. Ceci a permis de valider le choix du critère utilisé mais également de tenir compte de la plus grande variabilité des consommations des utilisateurs de réseau. Les phénomènes de surtension se déroulent majoritairement entre 11h et 14h.

Olgan DURIEUX s'interroge quant à la prise en compte du foisonnement des consommations. Francis GHIGNY lui répond que les données fournies par ORES ont été utilisées dans ce but. La simulation « théorique » se base en effet sur les données d'Infeed globale d'ORES pour déterminer un profil de charge et répartir la consommation des utilisateurs de réseau dans le temps. Ceci implique une plus faible variabilité des consommations horaires que ce qui serait constaté dans une situation plus locale (niveau de foisonnement différent). Les données fournies par ORES sur un poste BT ont permis de résoudre ce problème puisqu'elles mesurent les consommations horaires d'un nombre plus restreint de consommateurs (faible foisonnement et donc variabilité plus élevée).

Olgan DURIEUX exprime des réserves quant à l'utilisation d'un critère qui ne tiendrait pas compte de l'impédance du réseau considéré et d'éléments électriques fondamentaux pour le calcul d'une estimation du taux de pénétration. Les caractéristiques du réseau ainsi que la localisation des injections sont en effet déterminantes. Un réseau de section supérieure par exemple sera confronté à moins de phénomènes de surtension, tout autre paramètre restant égal. Il lui est répondu que l'impédance du réseau théorique analysé correspond à un dimensionnement juste suffisant (tension à 90% chez le dernier client aux conditions extrêmes).

Olgan DURIEUX rappelle que les estimations des taux de pénétration à long terme déterminé par ORES et basés sur des modèles de diffusion atteignent les 17% dans le Hainaut occidental. D'après les premiers retours d'expérience, l'impédance est pour la partie réseau le facteur déterminant la probabilité d'occurrence des phénomènes de surtension. Les portions de réseau de section faible (95 mm² alu n'est pas une section faible en BT) constituent les cas les plus défavorables. Il indique que les résultats issus de l'étude de cas n°1 (Commune de Flobecq) devront être comparés avec ceux présentés.

Francis GHIGNY indique que la méthode présentée dans l'étude de cas ne se limite pas à une zone géographique et pourrait être applicable sur l'ensemble du territoire de la Région Wallonne. Olgan DURIEUX lui répond que les études réalisées par ORES dans la commune de Flobecq, notamment par la segmentation du réseau BT, visent également à affiner une méthode et à mettre au point un modèle qui pourraient être si possible transposés à l'ensemble de son réseau.

Francis VERHELST fait remarquer que les gestionnaires de réseau sont également confrontés à des problèmes découlant d'un déséquilibre de phases et suggère que ce problème puisse également être étudié.

Carl MASCHIETTO s'interroge quant à la prise en compte d'autres filières de production comme les unités de micro-cogénération. Il convient toutefois que cette filière sera probablement plus contraignante pour le réseau de distribution de gaz que celui d'électricité.

Présentation de l'étude de cas n°3 (CWaPE)

Voir présentation

Frédéric TOUNQUET présente l'étude de cas n°3, intitulée « Transformateur MT en région de Hesbaye ». Elle vise à illustrer les phénomènes de congestion suite à une intégration accrue de productions décentralisées de la filière éolienne. Pour ce faire, deux niveaux de puissance ont été envisagés : l'un correspondant à 50,9MW (situation où les parcs en attente de raccordement seraient acceptés), l'autre à 90 MW (situation correspondant au scénario CWaPE/PMDE 2011 pour la zone géographique considérée). Ces deux situations conduiraient, sur base des courbes historiques de production et consommation, à un dépassement annuel de 40 heures (50,9 MW) et 890 heures (90MW) de la puissance maximale admissible du transformateur.

Sur base des données fournies par TECTEO, 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 (relève annuelle) permettraient, conformément aux résultats relatifs au potentiel de consommation déplaçable, de déplacer une puissance de 12 MW. Cela implique que la gestion active de la demande permette d'intégrer de 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 flexibles.

Stéphane OTJACQUES s'interroge sur la valeur de la puissance maximale admissible qui a été prise en compte. Il recommande de prendre en compte un facteur de 90% de la puissance nominale du transformateur plutôt que les 120% pris en compte et fera parvenir un document explicatif à cet égard. Une note est en préparation chez ELIA pour justifier ce facteur de sécurité. En attendant d'examiner cette note, il est décidé de ne prendre aucun facteur correctif (ni 120 %, ni 90 %) et de travailler à partir de la puissance nominale (25 MVA).

Secteur industriel : contribution des fournisseurs à la gestion de la demande

Comme proposé par courrier électronique, Francis GHIGNY invite les membres représentants des fournisseurs à se prononcer sur leur possible contribution à la gestion de la demande pour le secteur industriel. Les fournisseurs sont en effet les interlocuteurs privilégiés de ces consommateurs mais également les plus à même de leur proposer des incitants financiers.

Bernard PHILIPPART indique que son organisation ne compte que peu de clients industriels proposant une certaine flexibilité. Au niveau du Benelux, il s'agit de 20 sites et d'une puissance interruptible de 660 MW. En Région Wallonne, cette puissance interruptible, définie contractuellement, ne dépasse pas 200 MW. Ces contrats mentionnent notamment le nombre de coupures, la durée de coupure et la durée cumulée maximales. Il renseigne le fait que l'effaçabilité de cette puissance est déjà réalisée actuellement dans le cadre des processus d'équilibre day-ahead et intraday et que le potentiel supplémentaire paraît très restreint.

Stéphane OTJACQUES ajoute qu'ELIA est également en contact direct avec ces clients.

Francis GHIGNY interroge les fournisseurs sur la possibilité de transposer ce modèle au niveau de la distribution.

Bernard PHILIPPART déclare que son organisation privilégie un modèle de marché où le fournisseur pourrait offrir des services de flexibilité au gestionnaire de réseau de distribution en ce qui concerne la clientèle B2B équipée de compteurs à relève automatique (AMR). Cela pourrait également être

d'application pour certains segments du secteur résidentiel selon le type de compteur installé. Electrabel réalise des études à ce sujet qui aboutiront fin 2012.

Frank SCHOONACKER rejoint cette vision où le fournisseur resterait l'interlocuteur privilégié des clients B2B, tout en servant d'intermédiaire pour offrir des services de flexibilité aux gestionnaires de réseau. Concernant les clients raccordés en haute tension, il indique que son organisation n'est que peu active dans ce secteur et qu'elle ne propose pas d'incitants à l'heure actuelle visant à réaliser une gestion active de la demande. Toutefois, il est convaincu que certains clients industriels, notamment ceux utilisant des processus de batch, présente un potentiel de flexibilité exploitable pour peu qu'un incitant tarifaire suffisant leur soit proposé.

Francis GHIGNY invite par conséquent les représentants des fournisseurs à présenter cette vision lors de la prochaine réunion plénière du 28 juin.

Ceux-ci répondent favorablement tout en précisant qu'il ne sera pas possible de présenter un exposé quantitatif mais bien de nature qualitative.

Les participants échangent à propos des mécanismes d'achat de réserves. Stéphane OTJACQUES indique que le gestionnaire de réseau de transport est amené à se procurer ces réserves auprès des producteurs mais aussi auprès de certains clients directement. Il rappelle toutefois que ce marché, de par son étroitesse, est loin d'être efficace. A cet égard, il rappelle que l'intégration accrue d'unités de production décentralisées constitue une opportunité en vue d'augmenter l'offre de capacité de réserves.

Présentation de l'état d'avancement de l'étude de cas n°4 (ELIA)

Voir présentation

Vanessa DEWILDE présente l'étude de faisabilité relative à la problématique de la Boucle de l'Est. Cette étude a été initiée indépendamment du groupe de réflexion REDI mais elle s'inscrit dans la logique des réseaux intelligents et présente un caractère complexe (plusieurs postes de transformation concernés, potentiel important de production) qui complète les trois autres études de cas.

Après avoir rappelé la problématique associée à la Boucle de l'Est, Vanessa DEWILDE présente différents concepts de raccordements, dont les raccordements avec accès flexible. Différents scénarii d'intégration sont présentés ainsi que leur impact en termes de capacité installée et de volume d'énergie produite. En conclusion, l'étude de faisabilité démontre la nécessité de faire évoluer les critères traditionnels d'acceptation vers plus de flexibilité afin de répondre à l'intégration des 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.

Cécile BARBEAUX interroge ELIA sur les barrières actuelles à la construction de nouvelles lignes. Elle indique que des réflexions sont en cours à ce sujet, notamment au regard des plans de secteur.

Francis GHIGNY remercie ELIA pour leur contribution et en souligne la qualité. Il suggère toutefois que l'étude de cas ne soit présentée qu'à la dernière réunion plénière (6 décembre) puisqu'elle ne cadre pas directement avec la gestion active de la demande mais plutôt avec une gestion flexible des unités de production. Il rappelle également que ce dernier sujet sera abordé au sein du GT1 « Productions décentralisées » dont une réunion est planifiée en septembre.

Stéphane OTJACQUES déclare toutefois attendre un signal de la part de la CWaPE quant à la pertinence d'investir des moyens supplémentaires dans ces réflexions.

Francis GHIGNY confirme que ces réflexions doivent continuer et dépasser le stade de l'analyse de faisabilité afin de répondre concrètement aux demandes des producteurs actuels et futurs.

Suite des travaux (CWaPE)

Francis GHIGNY rappelle aux membres la tenue de la réunion plénière consacrée aux travaux du GT2 « Consommateurs finals » ce mardi 28 juin (14h, Moulins de BEEZ). Il les remercie enfin pour leur implication dans le groupe de travail et pour les résultats auxquels il a pu aboutir.

* *
*

PROJET

ANNEXE 46: CONSOMMATEUR FINAL: ETUDE DE CAS N°2 –
TRANSFORMATEUR BT.

Type	Présentation
Date	17/06/2011
Structure	GT2
Evènement	Session 4
Intitulé	Consommateur final: Etude de cas n°2 – Transformateur BT.
Auteur	CWaPE
Statut	Pour réaction



REDI

GT2 « *Consommateurs finals* »

Etude de cas n°2 – Transformateur BT

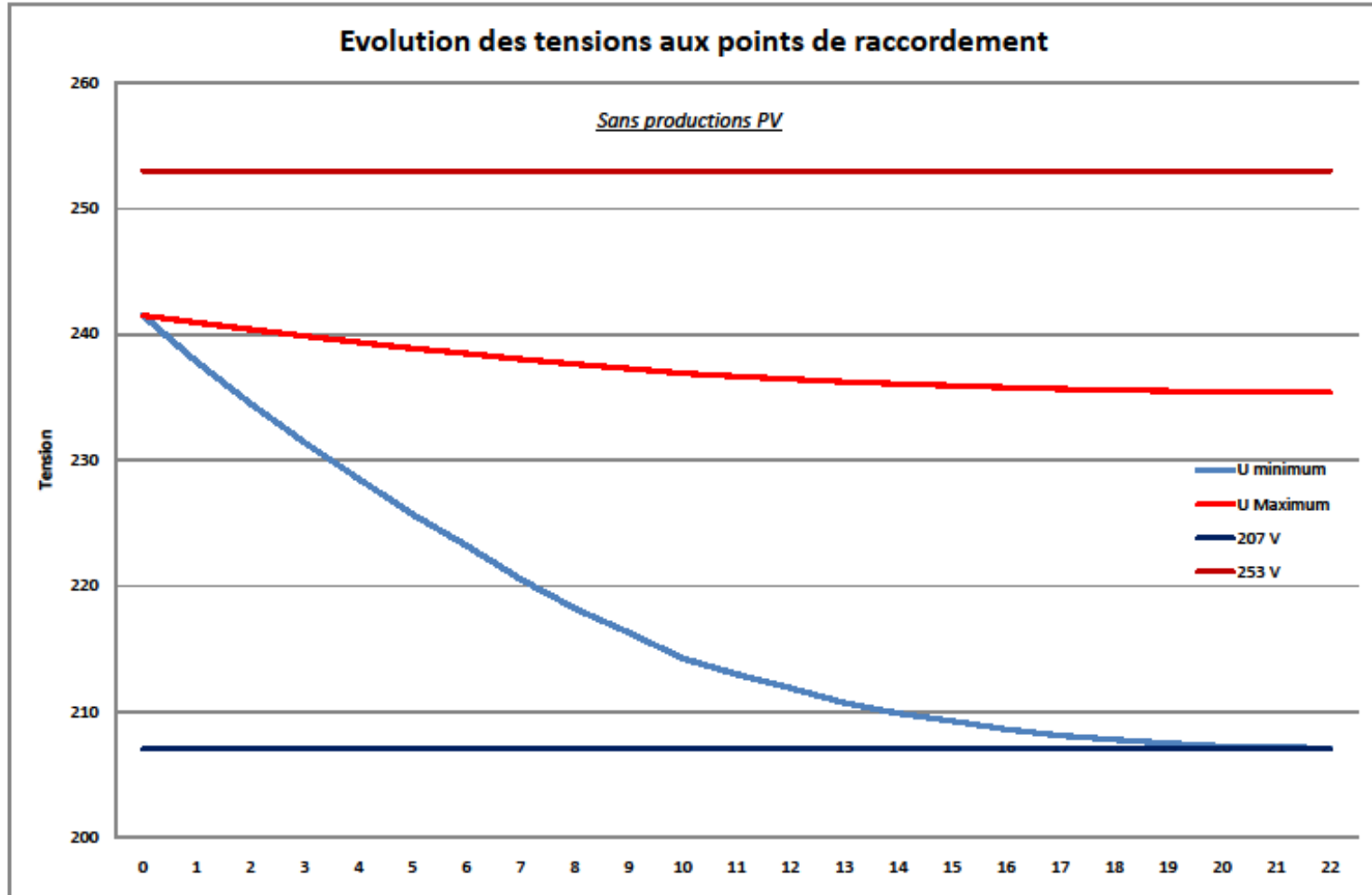
Session 4
17 juin 2011

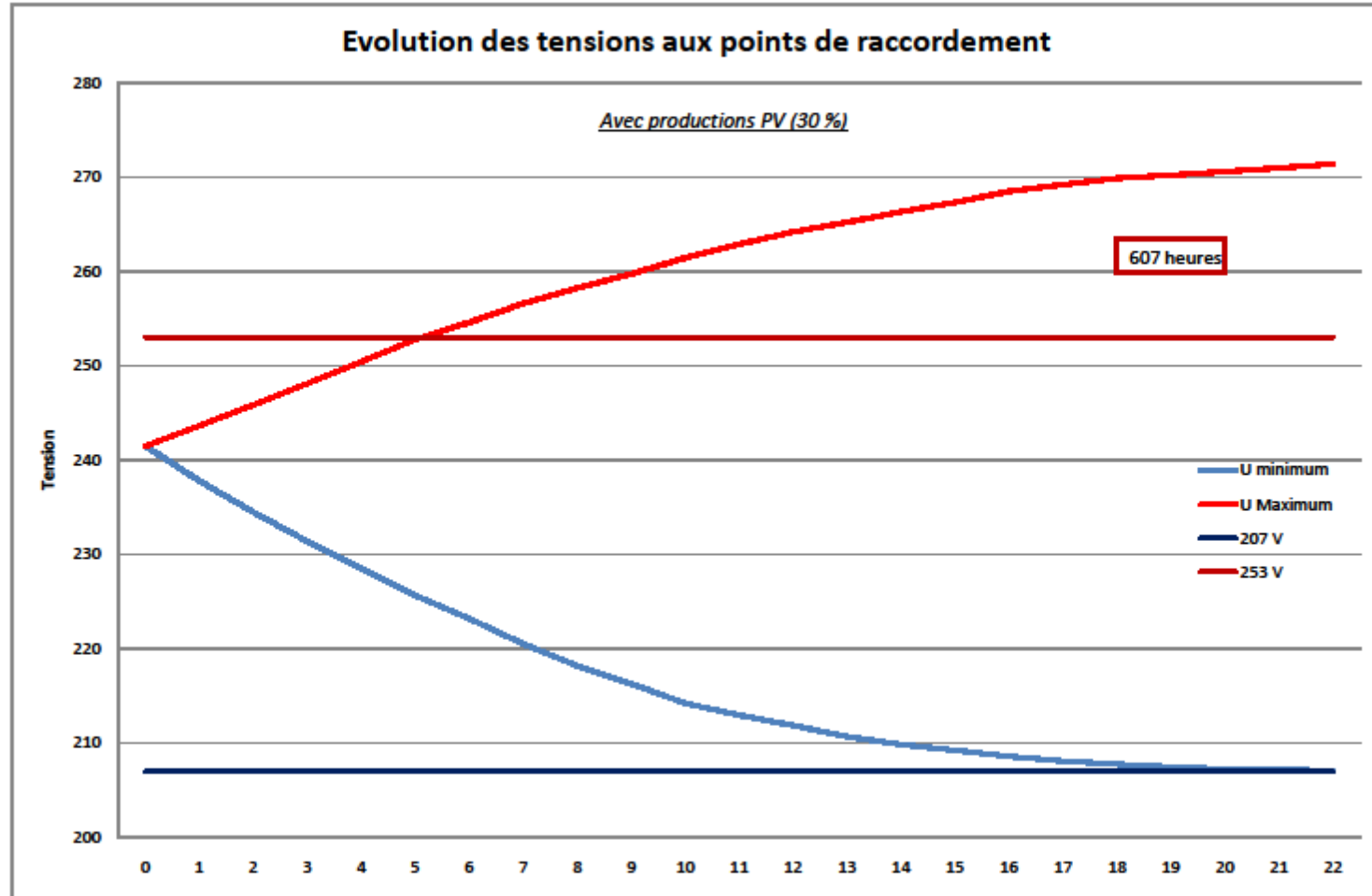


Simulation de l'évolution de la tension sur un départ BT

- 22 URD
- Section du câble 95²
- Cos Phi = 0,9
- Calcul des chutes de tension pour chaque URD heure par heure pour l'année complète

- Taux de pénétration du PV envisagés de 30, 20 et 10 %



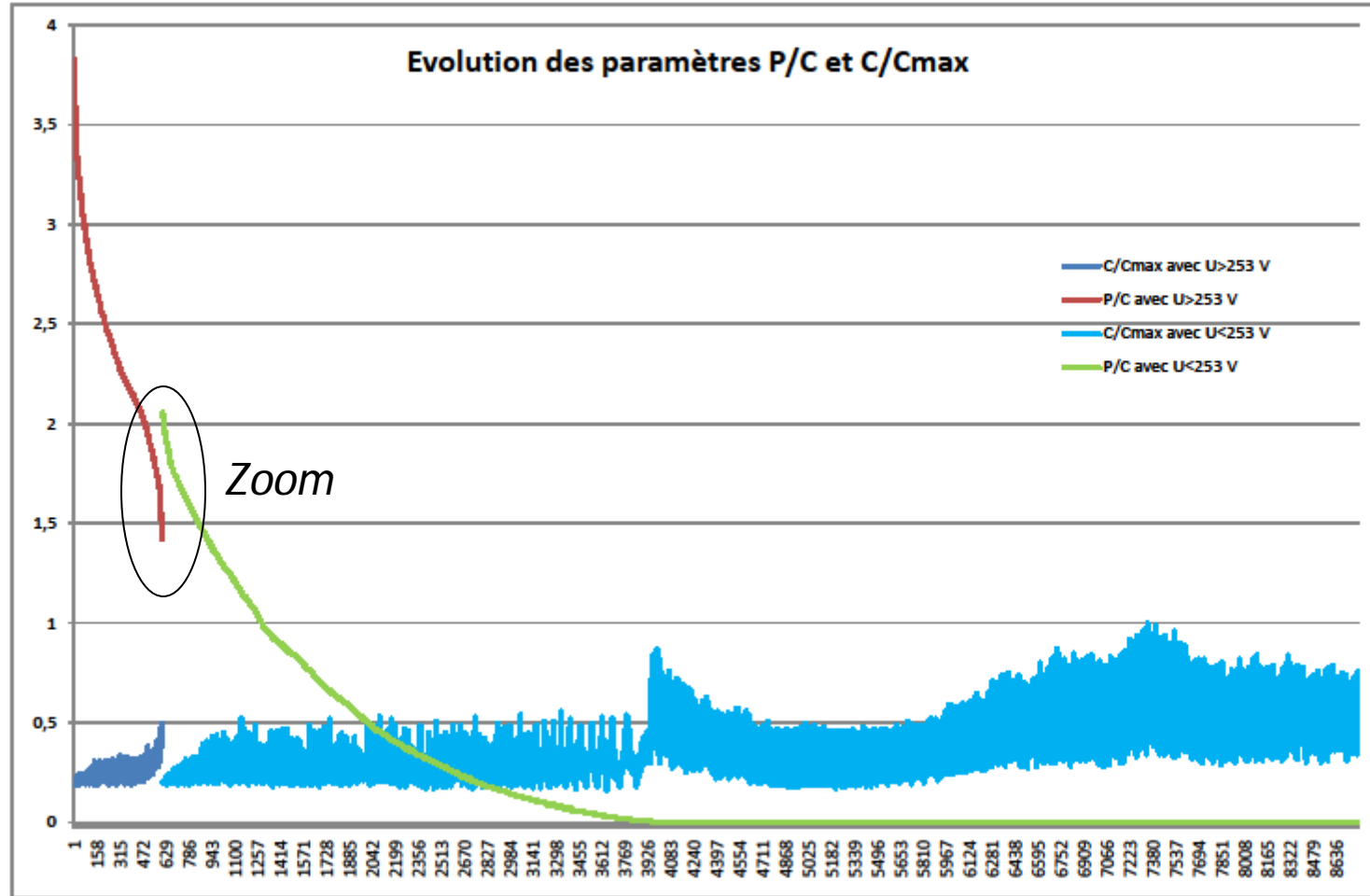


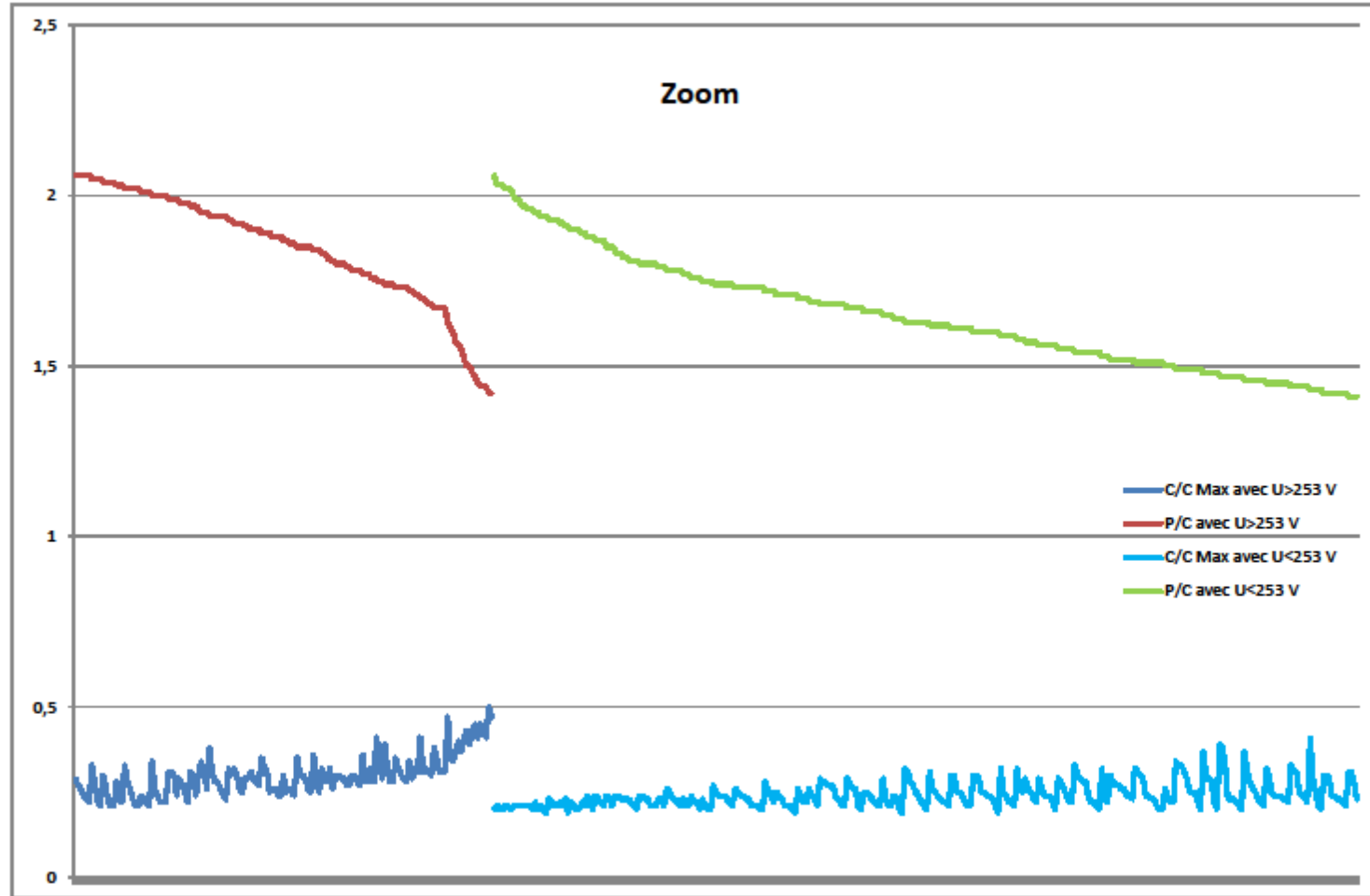


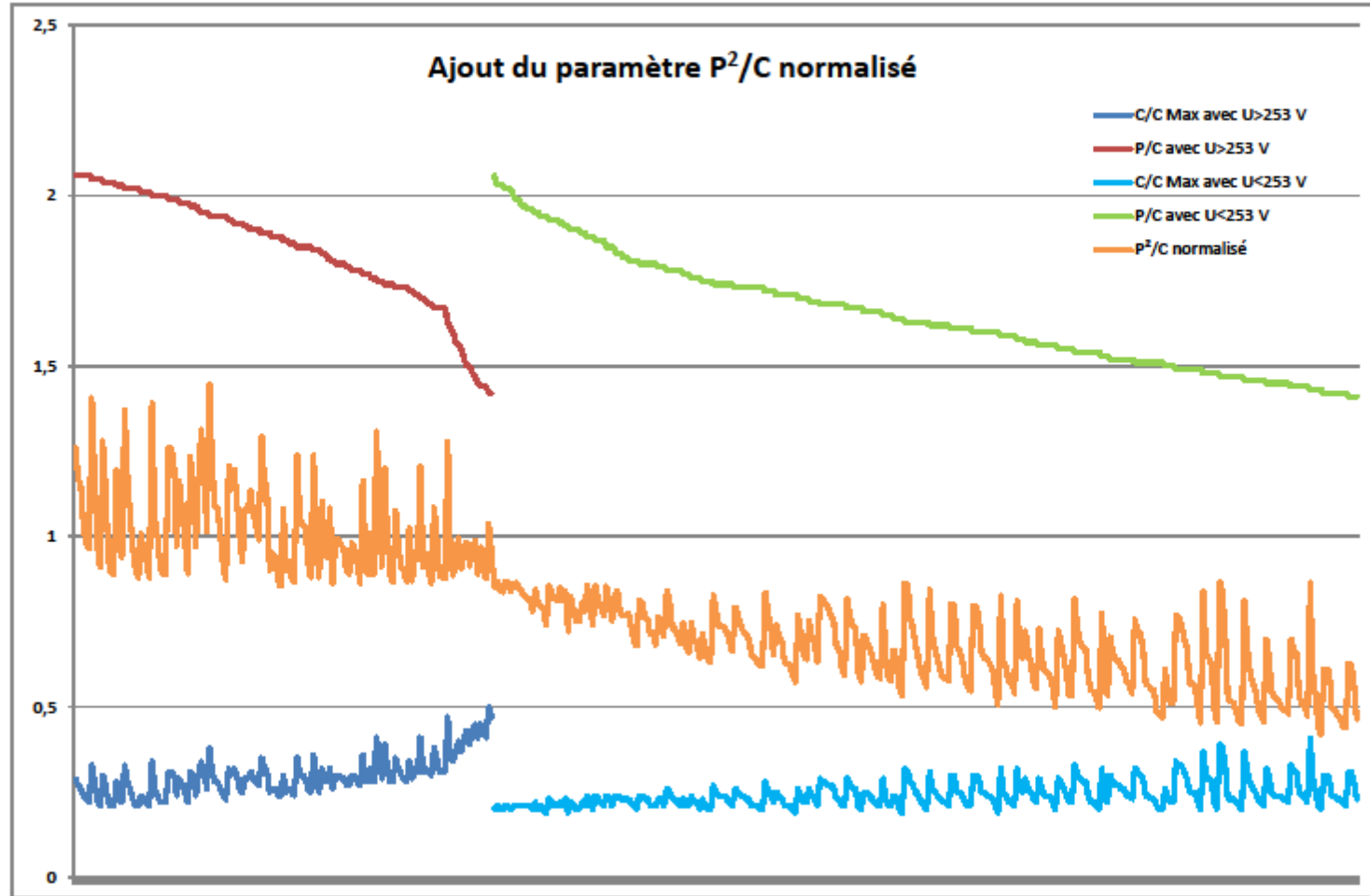
Paramètres disponibles

- Consommation mesurée C_{mes} (consommation - production)
- Production calculée $P = P_{\text{calc}}$ (selon puissance installée)
- Consommation réelle $C = C_{\text{mes}} + P_{\text{calc}}$

- Recherche d'un critère





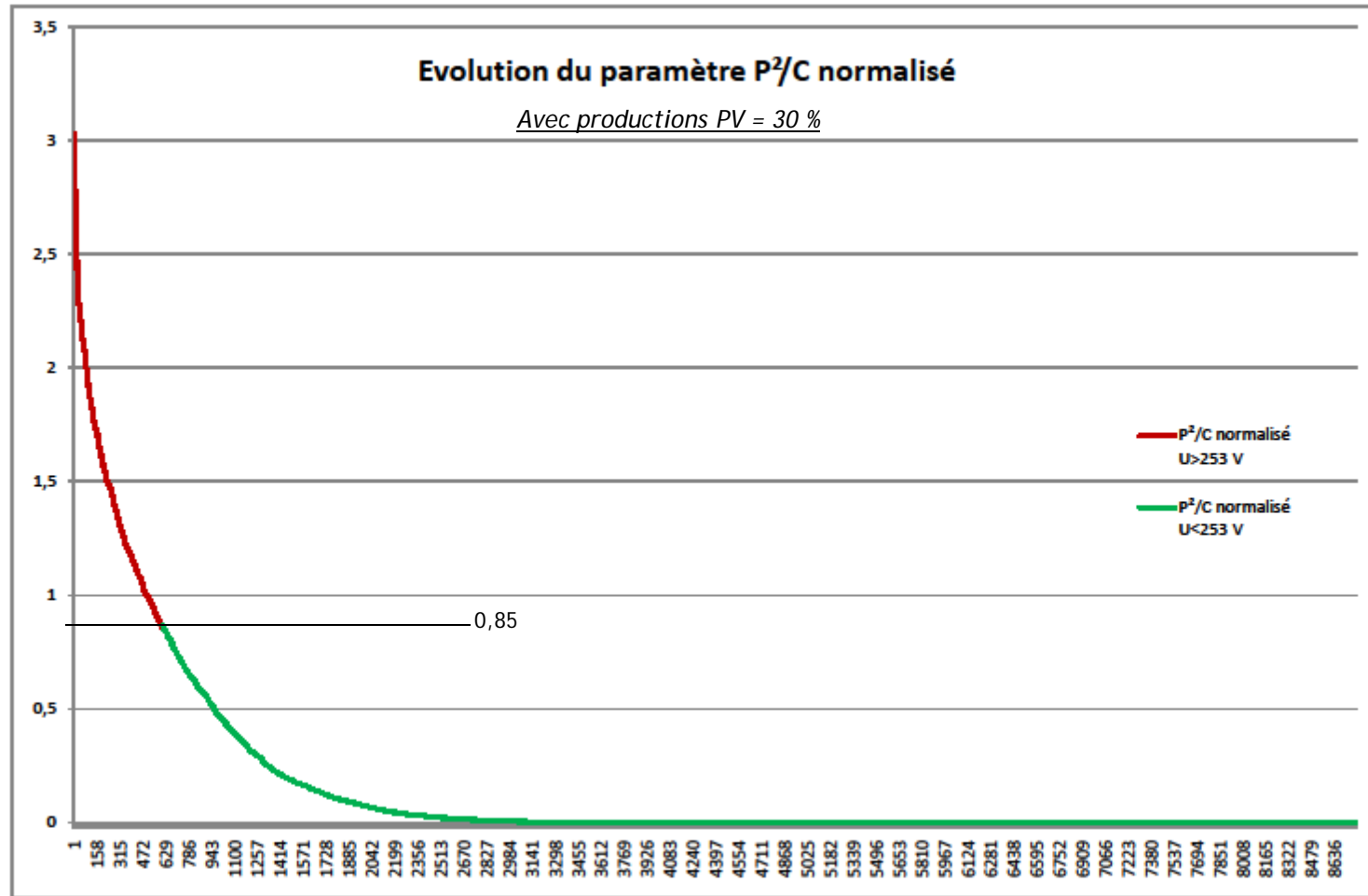


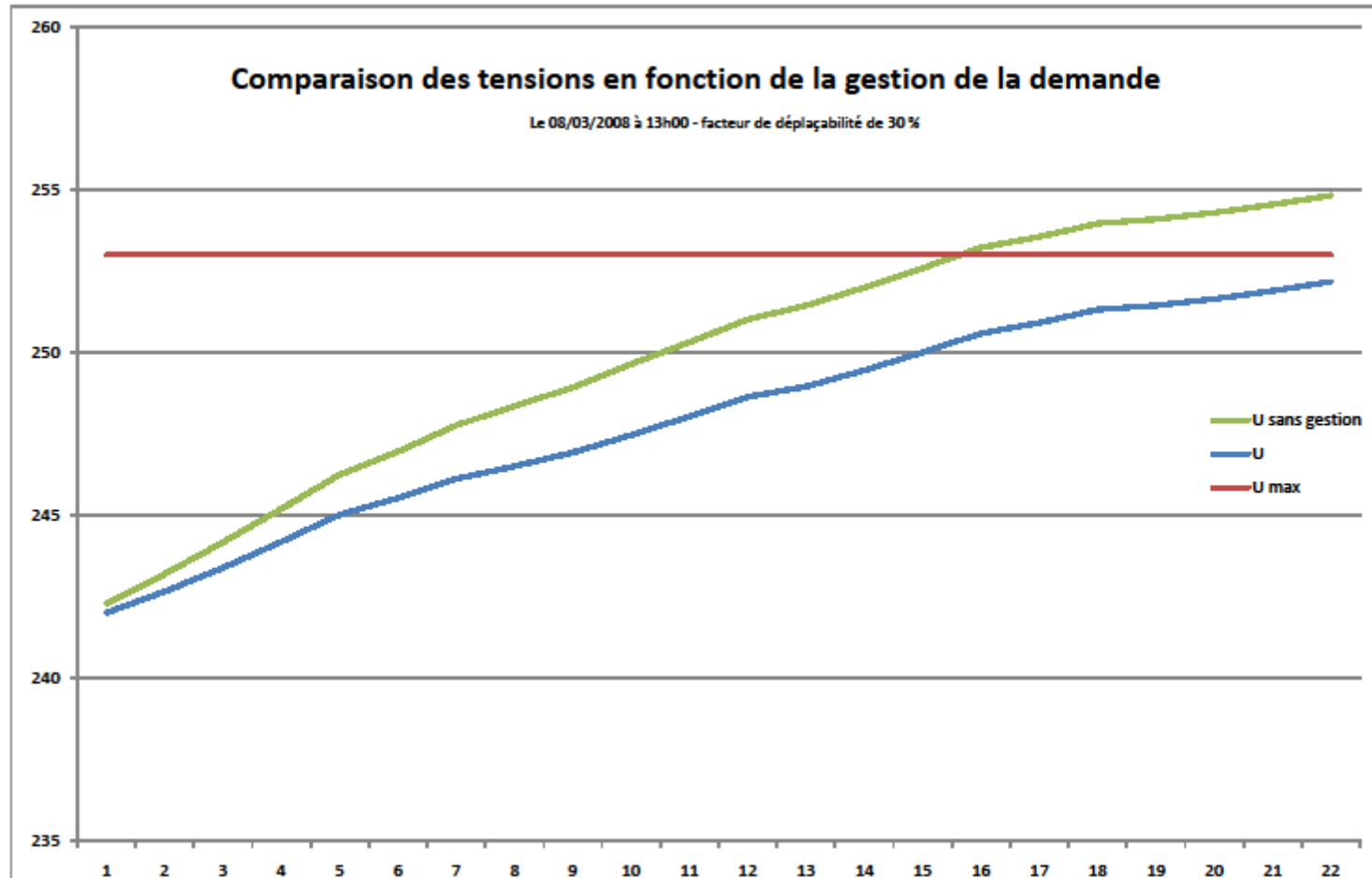


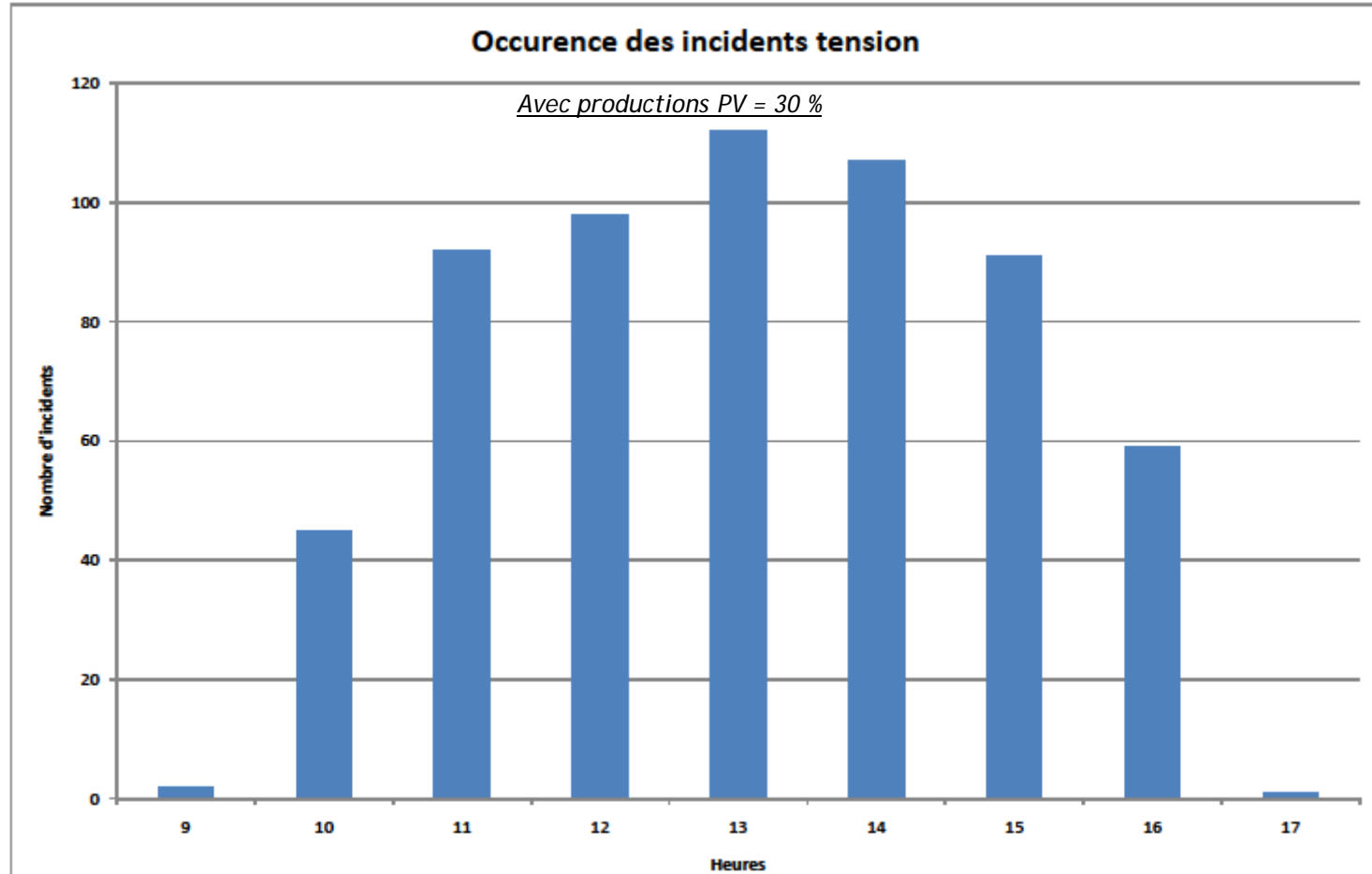
Paramètre P²/C

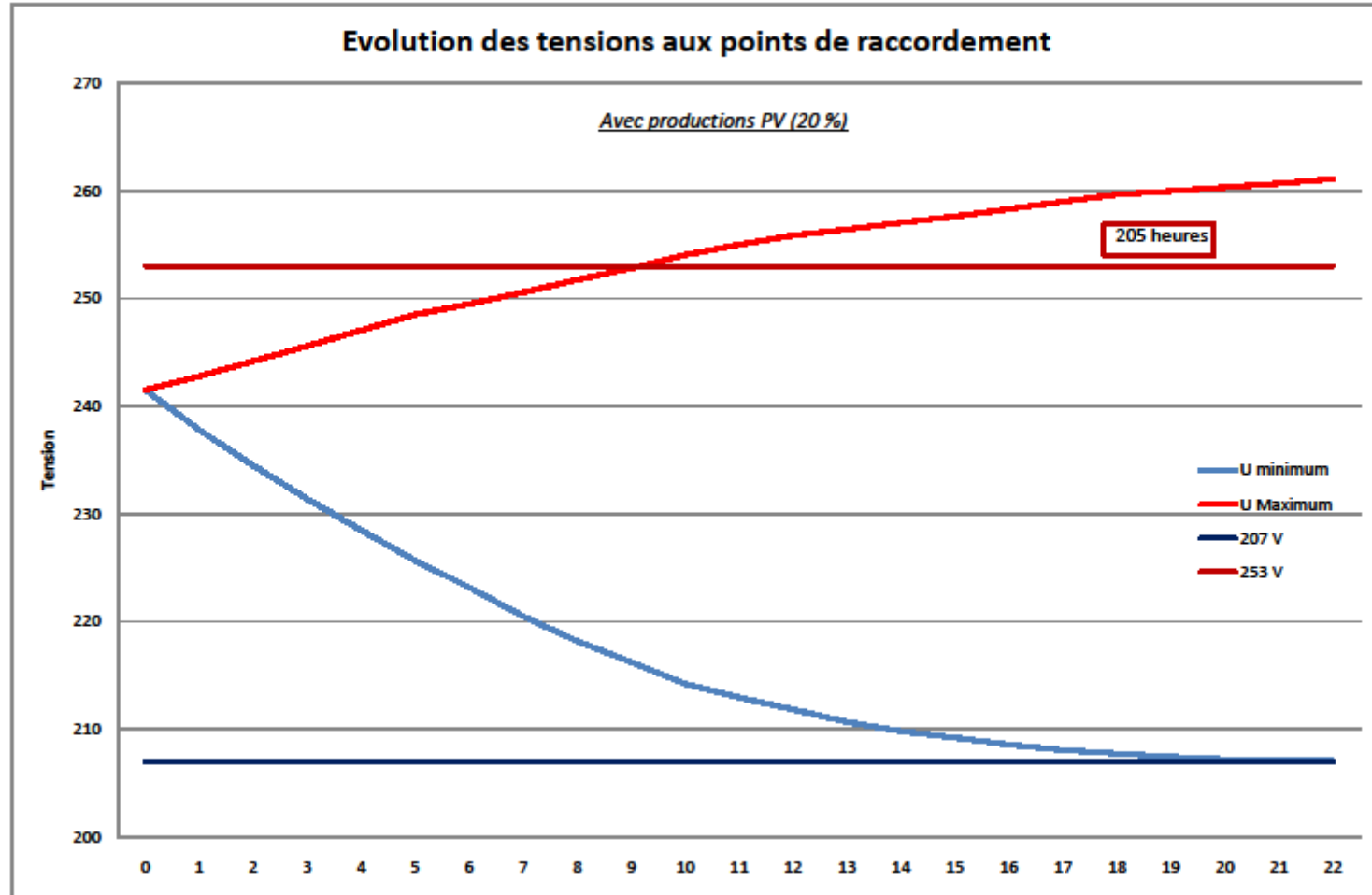
- Production calculée $P = P_{\text{calc}}$ (selon puissance installée)
- Consommation réelle $C = C_{\text{mes}} + P_{\text{calc}}$
- Calcul normalisé :

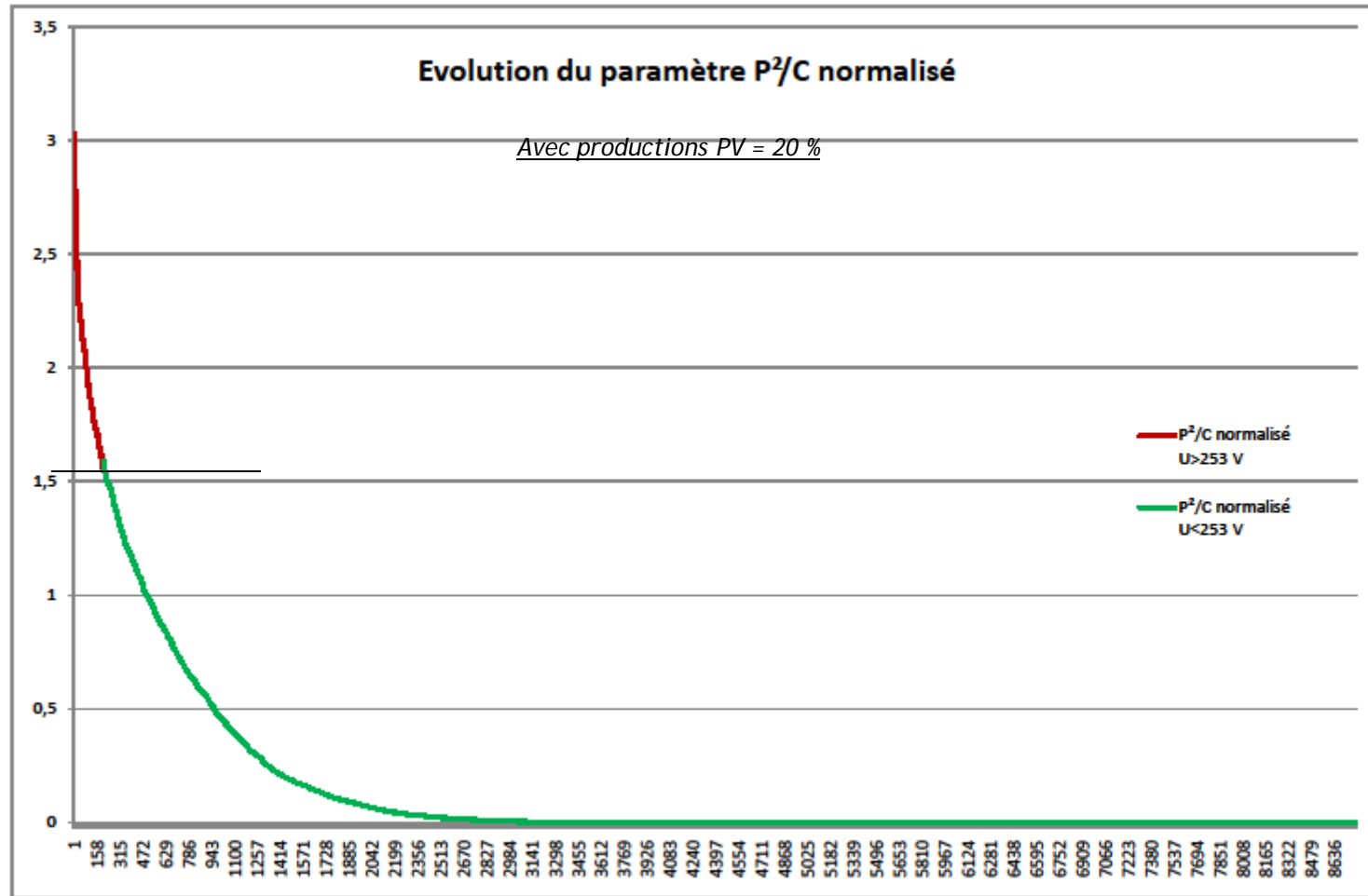
$$(P/P_{\text{max}})^2 / (C/C_{\text{max}})$$

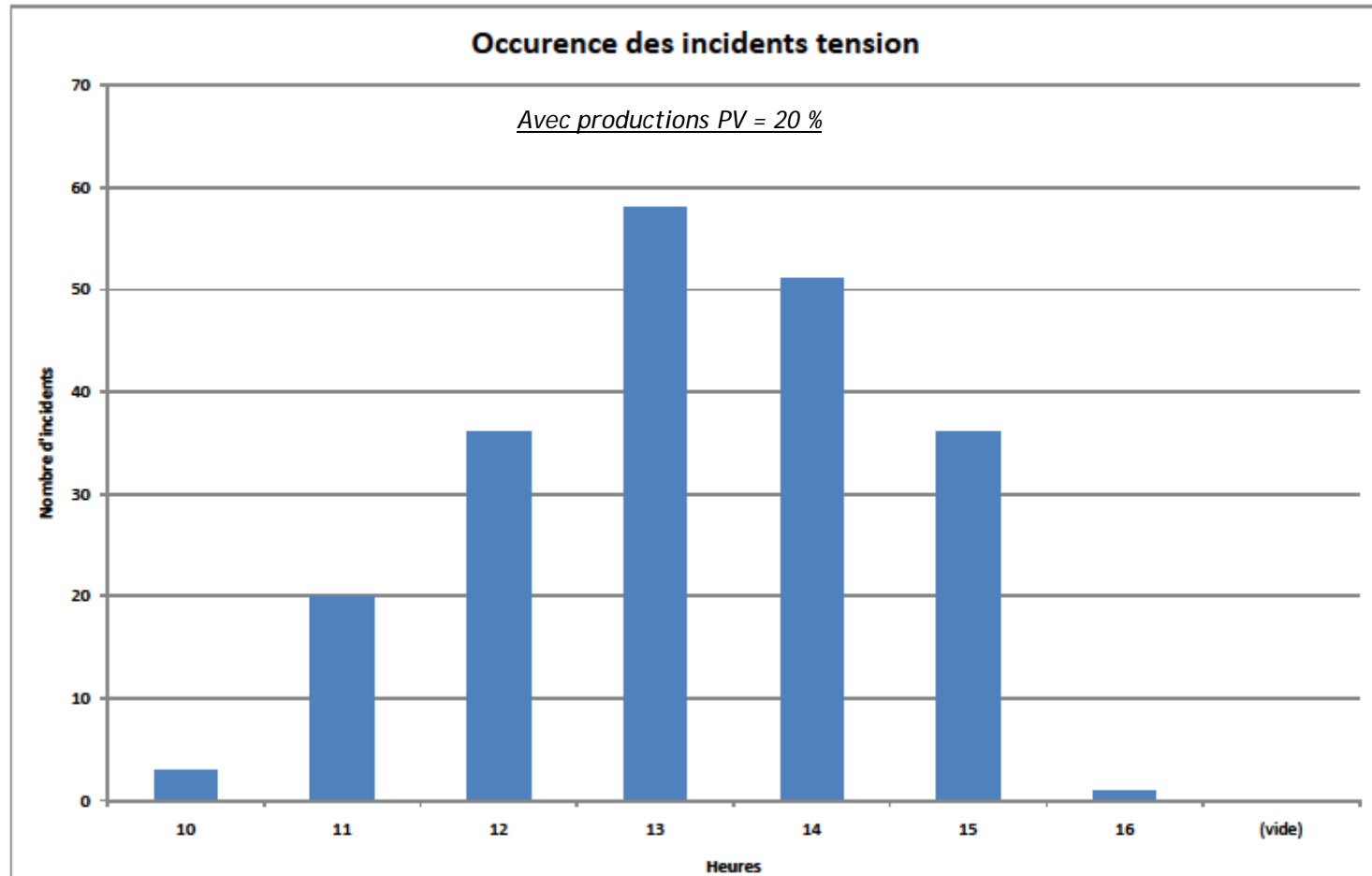


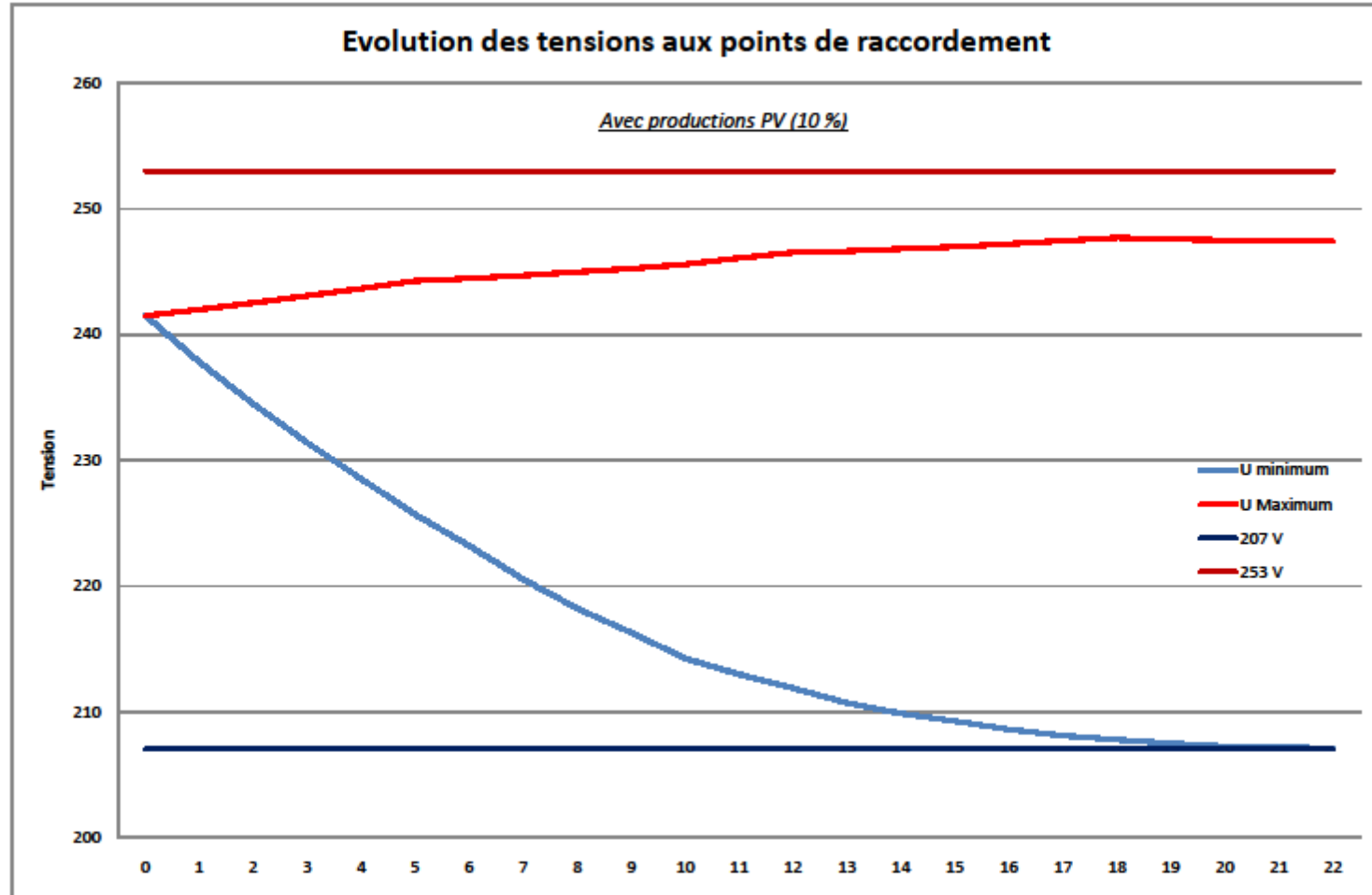


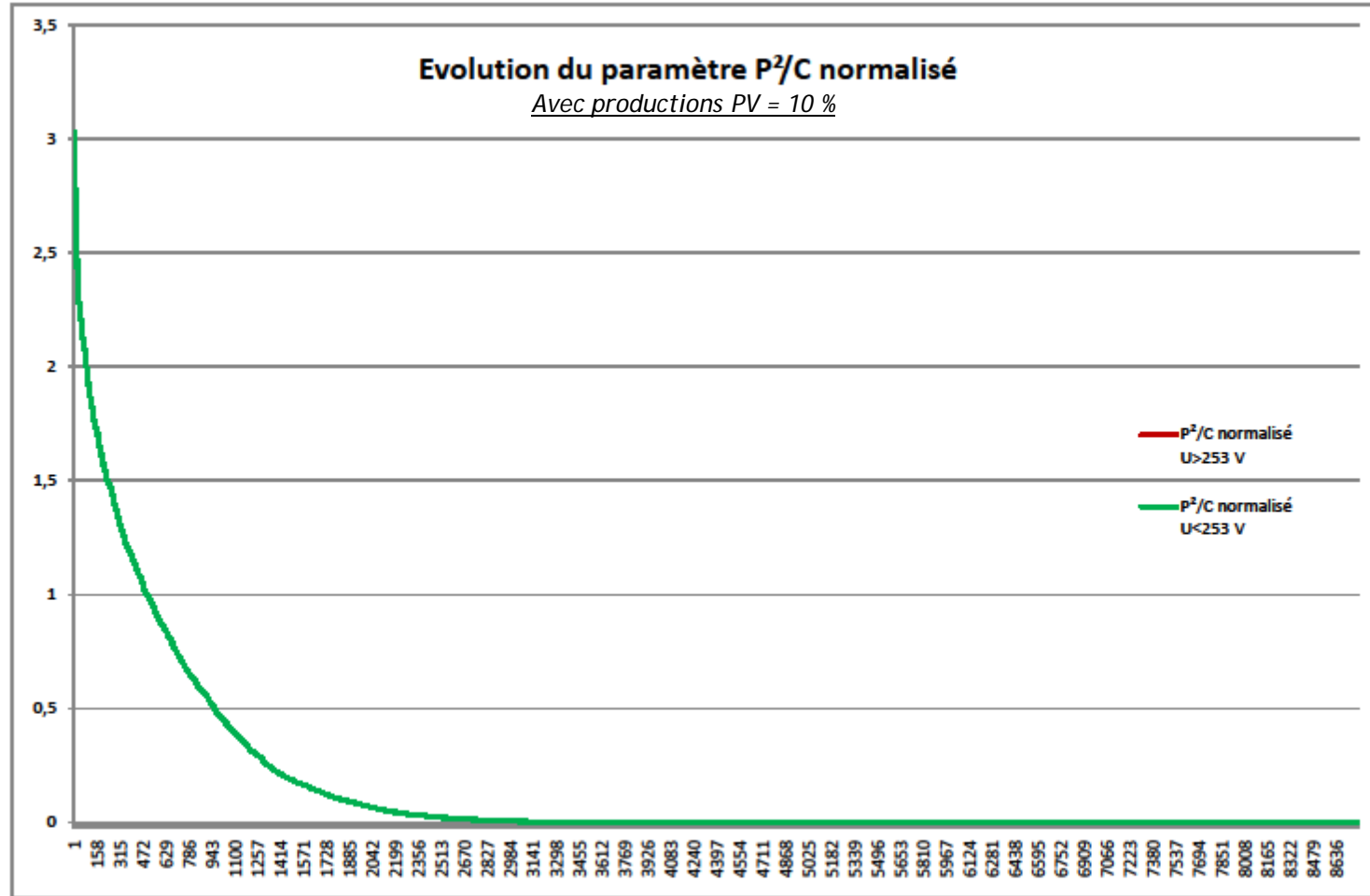










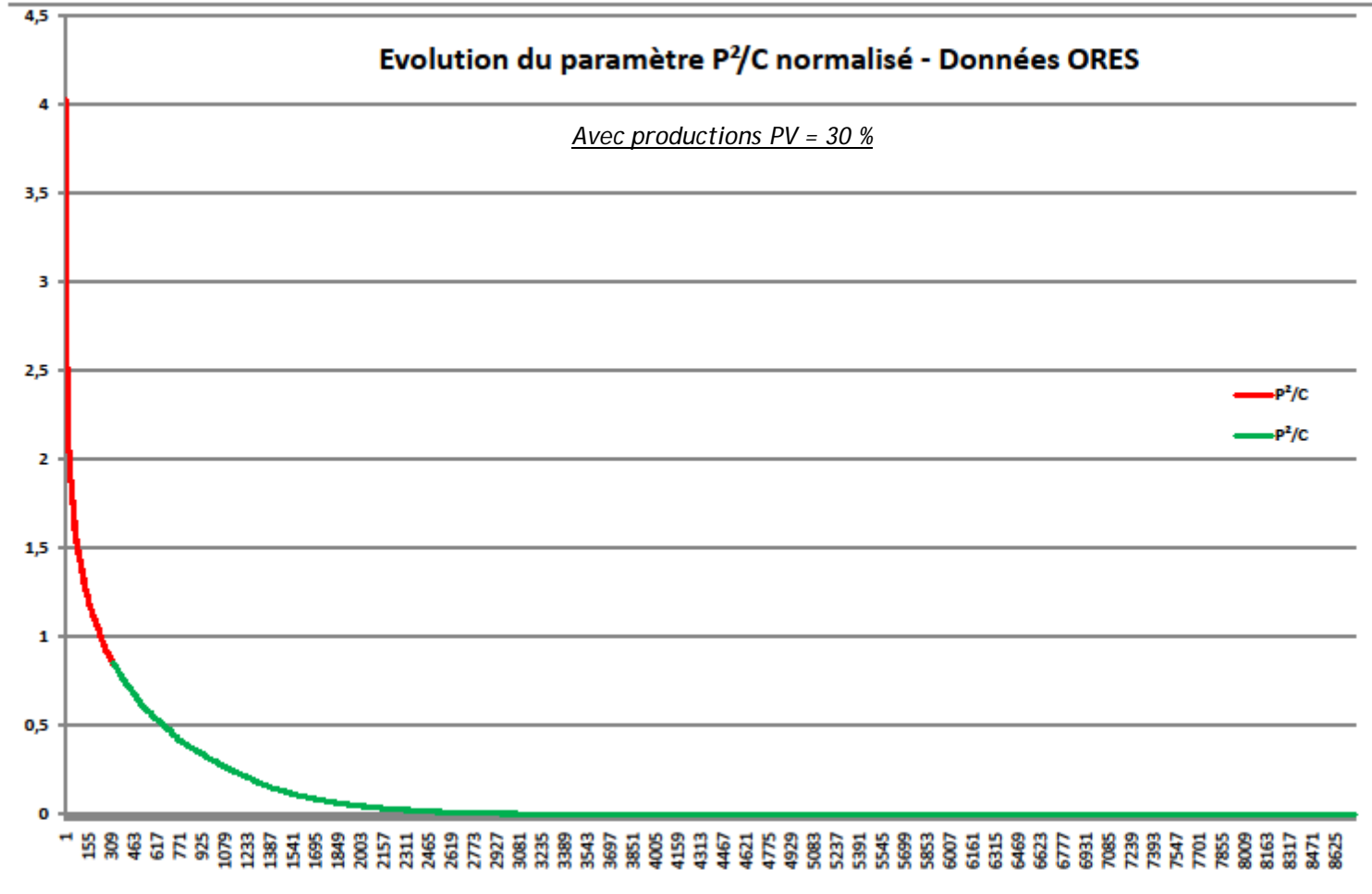


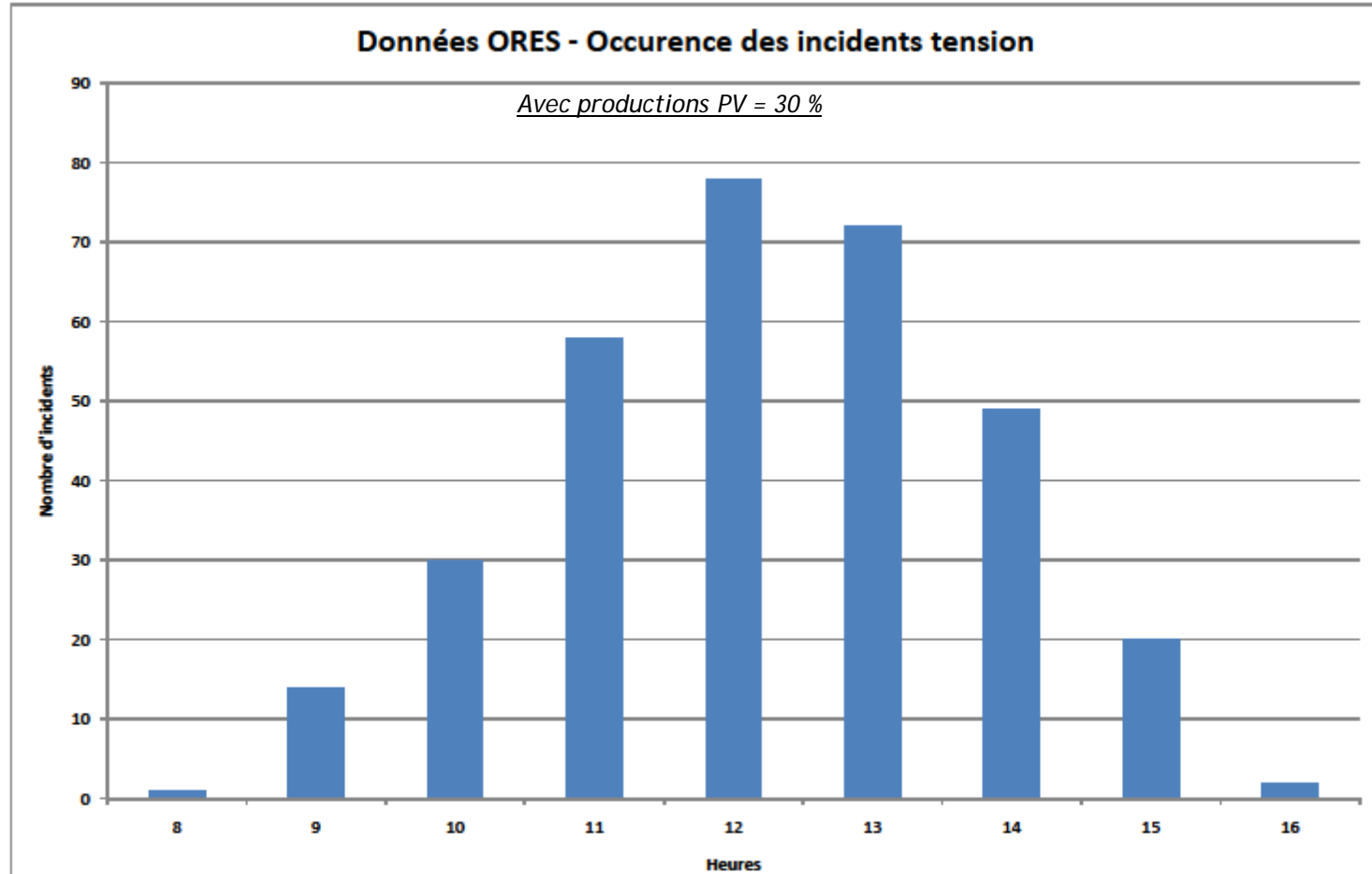


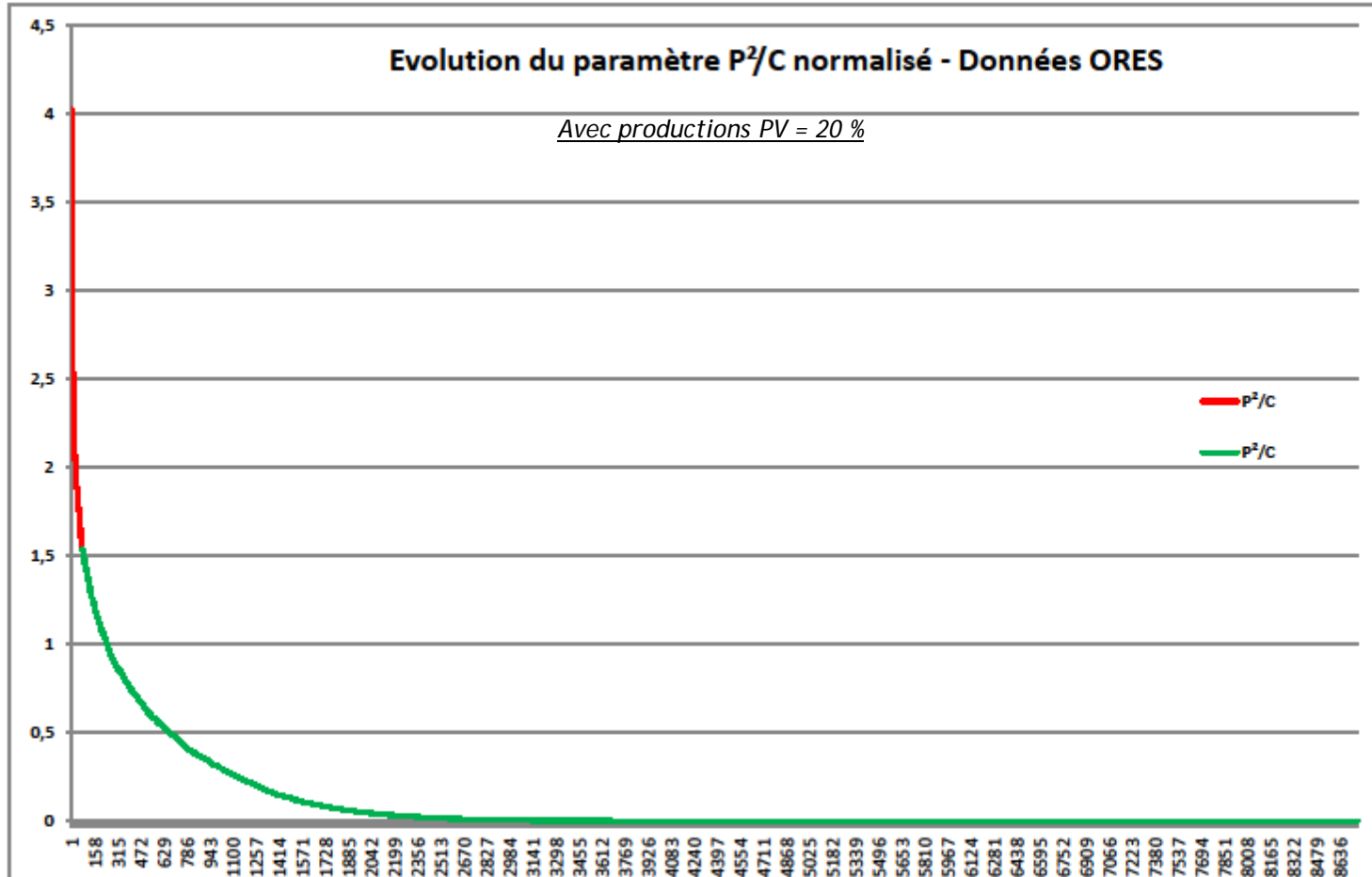
Simulation sur base des données ORES

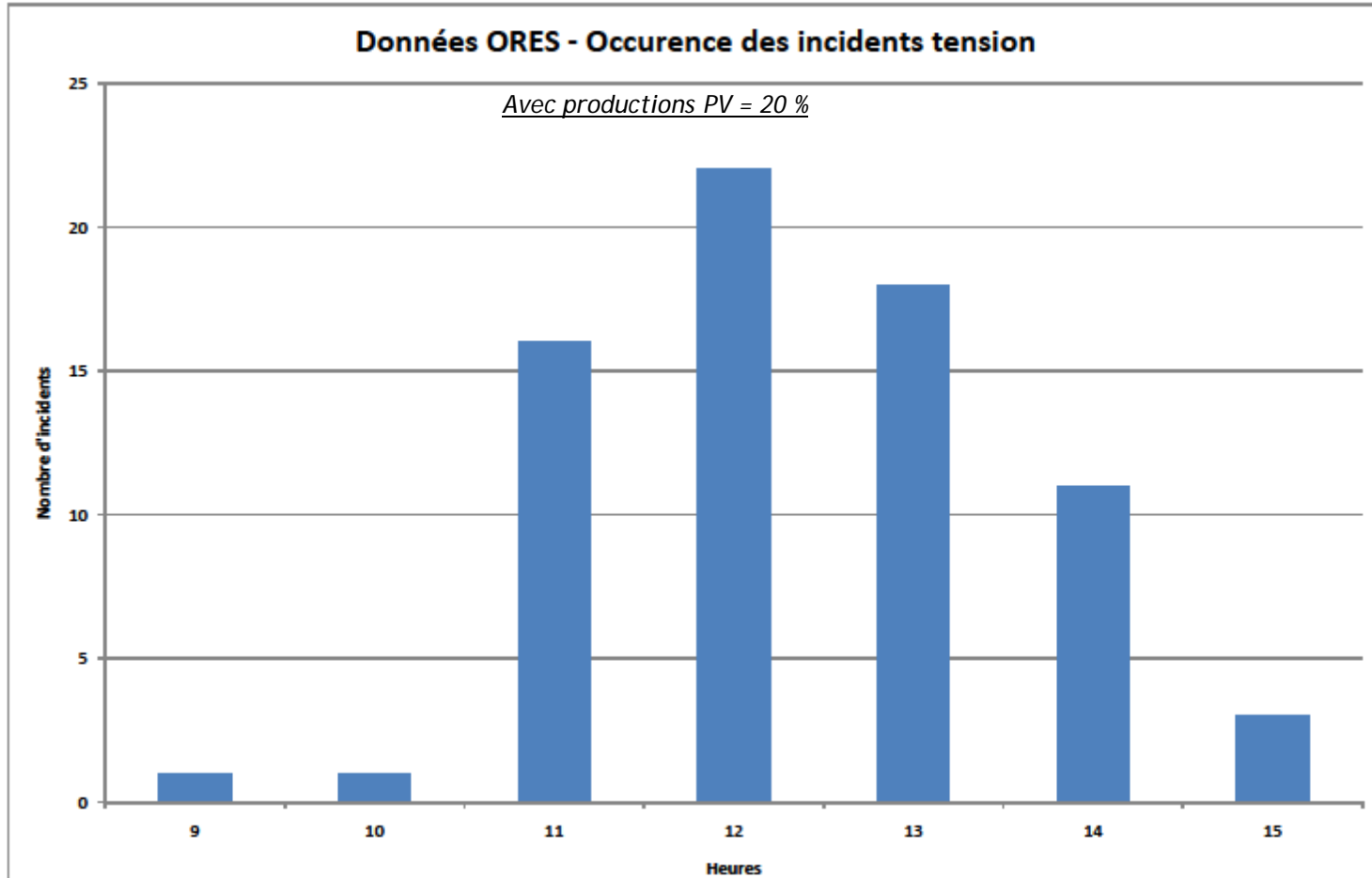
- un départ BT
- 95 URD
- Données de consommation globale collectées sous forme quart-horaire pour l'ensemble de l'année 2010
- Hypothèse : pas de production PV actuellement

- Taux de pénétration du PV envisagés de 30 et 20 %









ANNEXE 47: CONSOMMATEUR FINAL: ETUDE DE CAS N°3 –
TRANSFORMATEUR BT EN RÉGION DE HESBAYE.

Type	Présentation
Date	17/06/2011
Structure	GT2
Evènement	Session 4
Intitulé	Consommateur final: Etude de cas n°3 – Transformateur MT en Région de Hesbaye
Auteur	CWaPE
Statut	Pour réaction



REDI

GT2 « *Consommateurs finals* »

Etude de cas n°3 – Transformateur MT en Région de Hesbaye

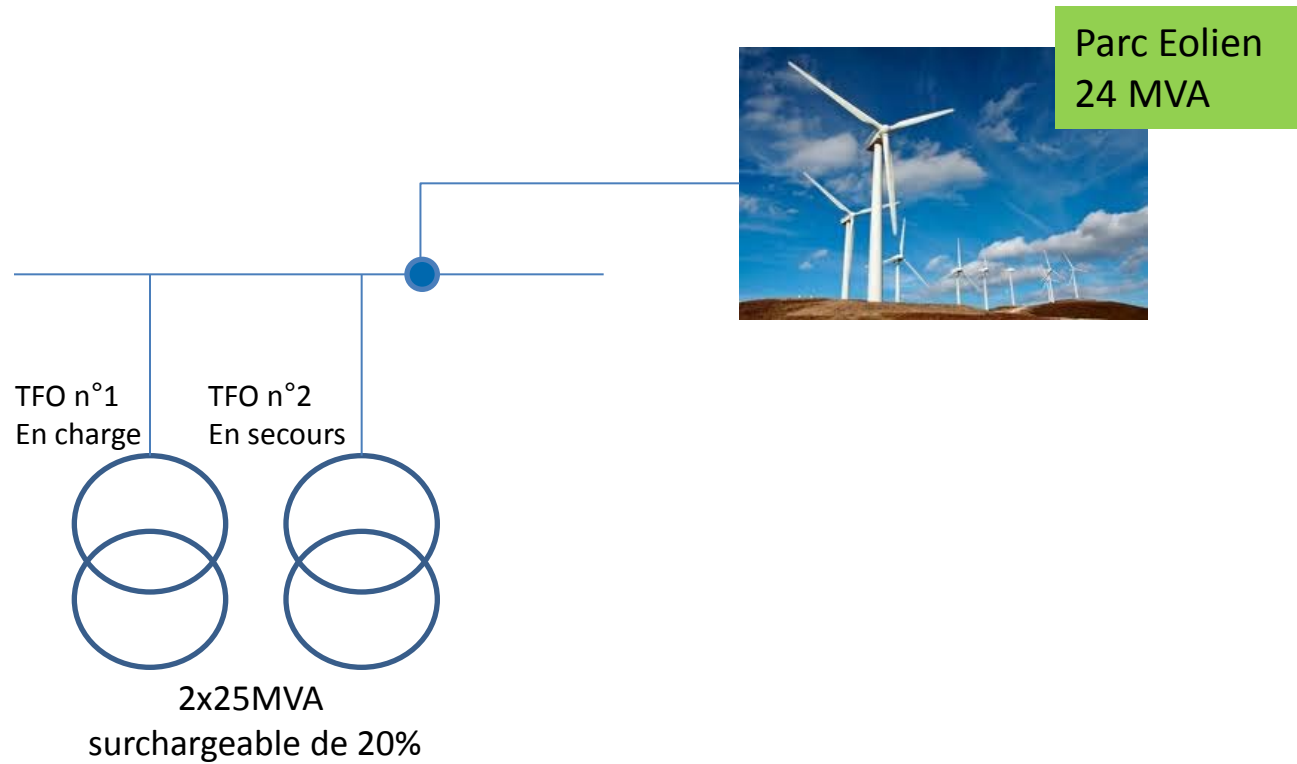
Session 4
17 juin 2011



- Contexte
- Simulation
- Contribution gestion active de la demande

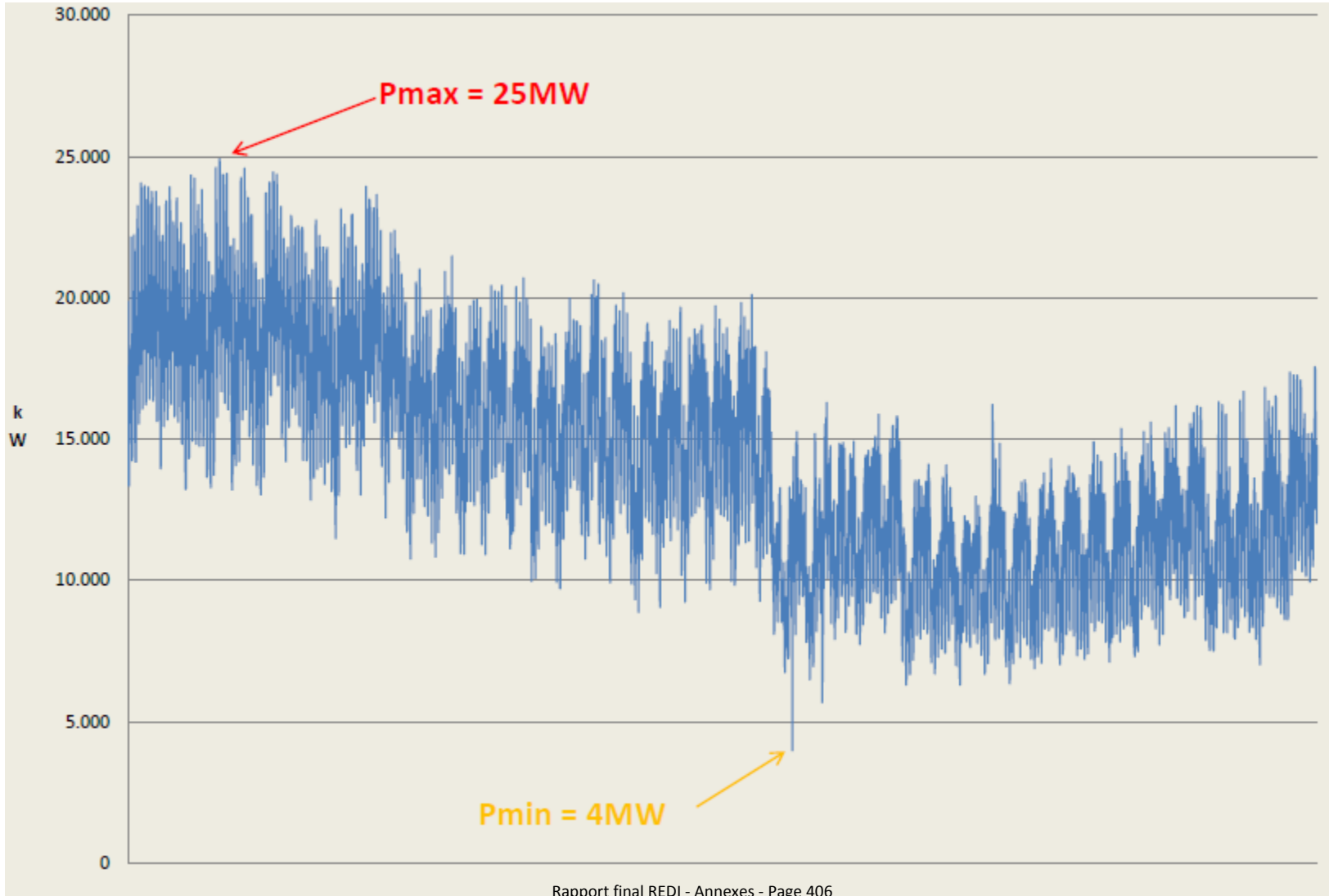


- Poste de transformation (70/15 kV) en région de Hesbaye



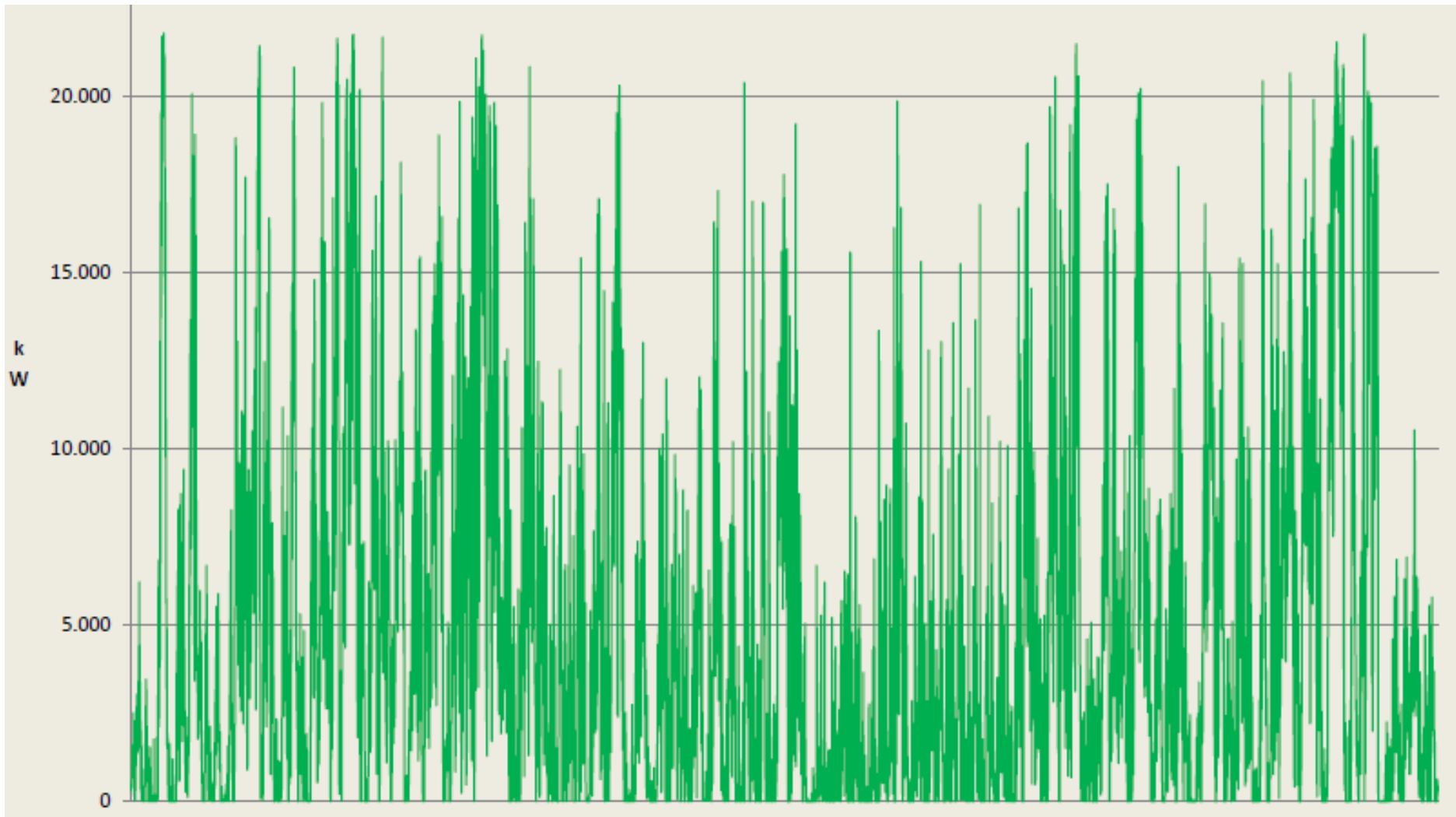


➤ Consommation en 2010



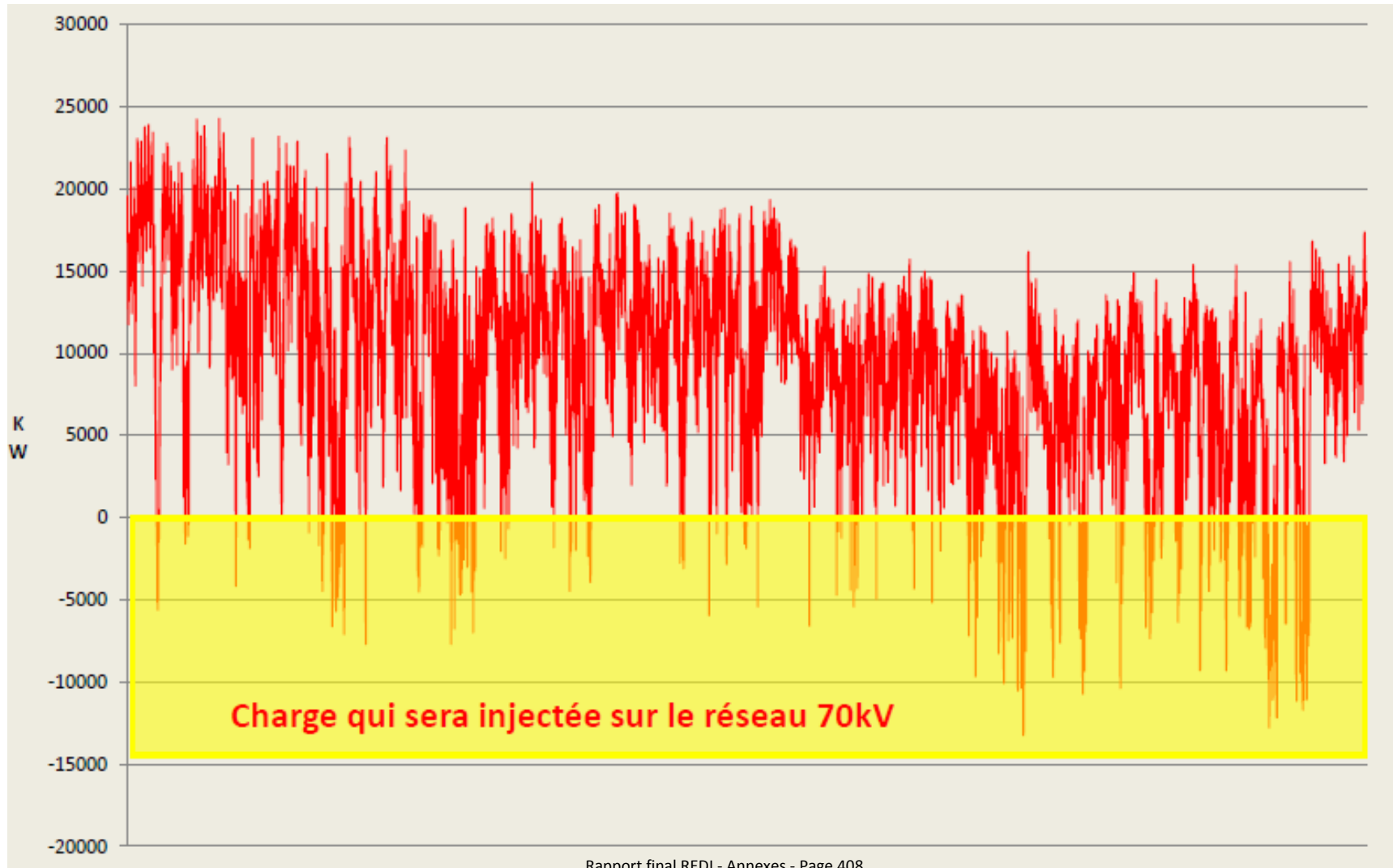


- Production en 2010 : puissance maximale constatée de 22MW



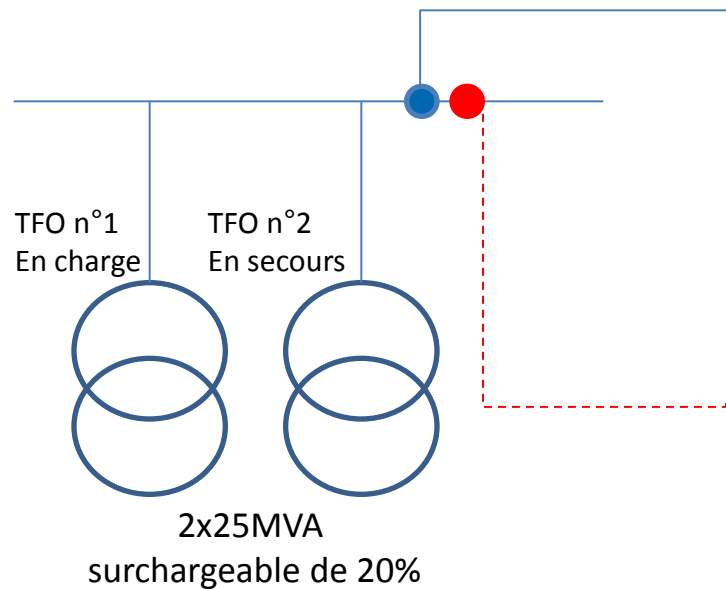


➤ Flux de puissance vu par le transformateur en 2010





- Poste de transformation (70/15 kV) en région de Hesbaye



Parc Eolien
24 MVA



Parcs Eoliens
En attente

- Critère d'acceptation pour l'intégration au réseau :

Logique « N-1 »

« Assurer la sécurité du réseau, même en cas de perte d'un élément du réseau »

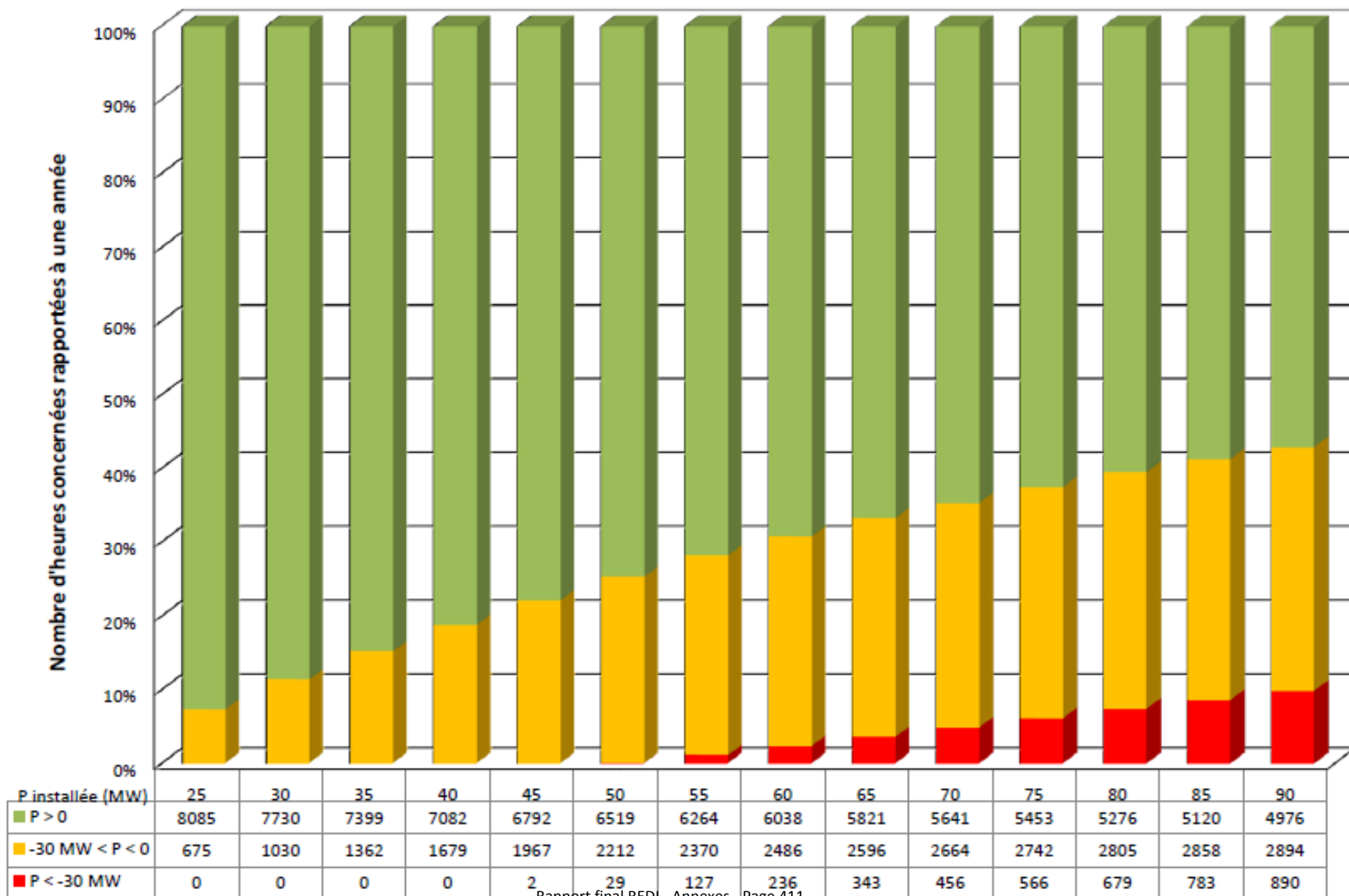


- Élément limitant
 - Transformateur 70kV / 15kV
 - Limite de puissance (injection ou prélèvement) de 25 MVA
 - Sur chargeable de 120% : **30 MVA**

- Quelle est l'ampleur du problème?
 - Niveau de consommation (historique 2010)
 - Niveau de production futur (90MVA éolien en 2020 cf GT1)
 - Calcul de la courbe de prélèvement net et comparaison à la puissance maximale admissible de transformateur

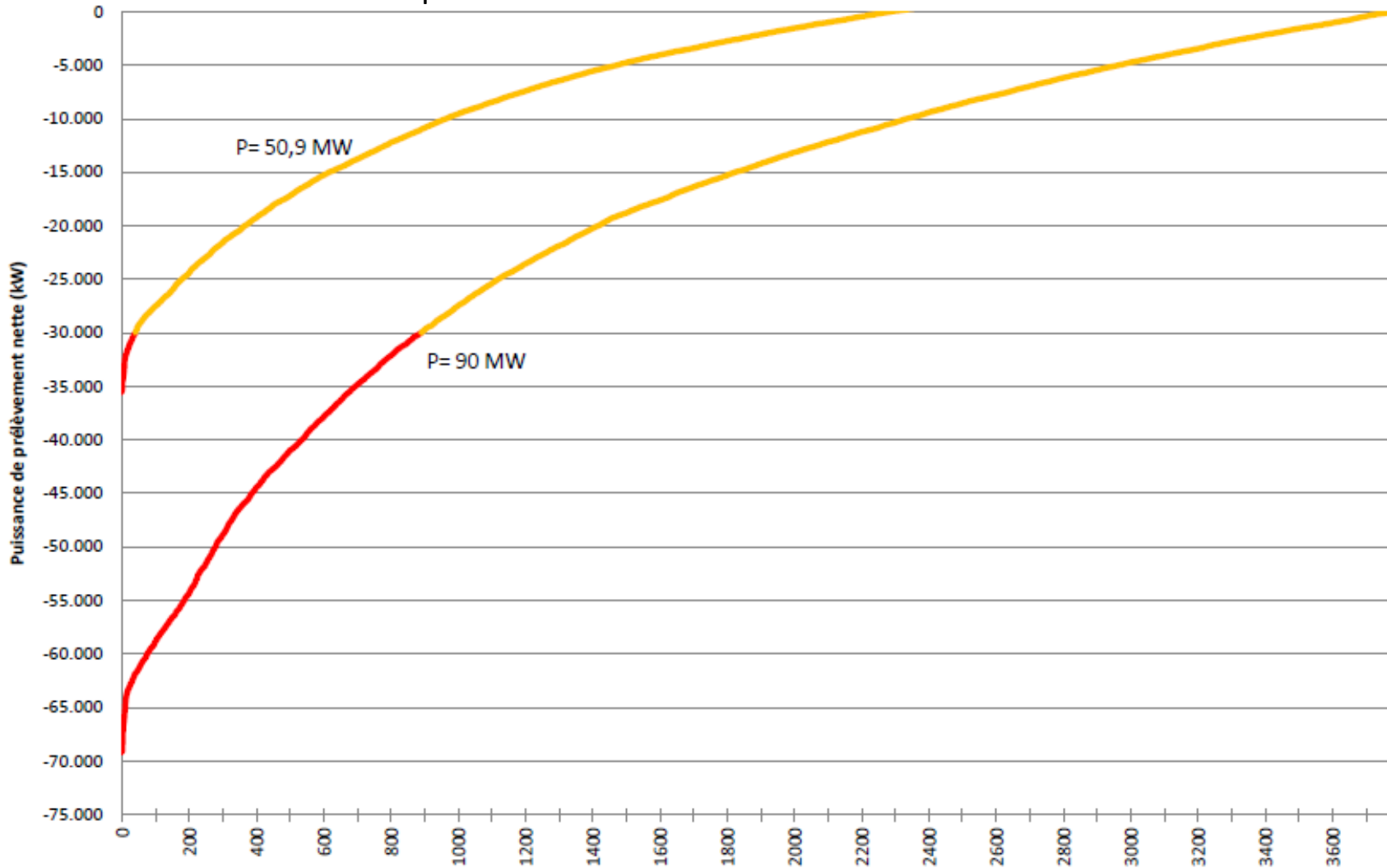


➤ Nombre d'heures de dépassement des contraintes selon la puissance installée



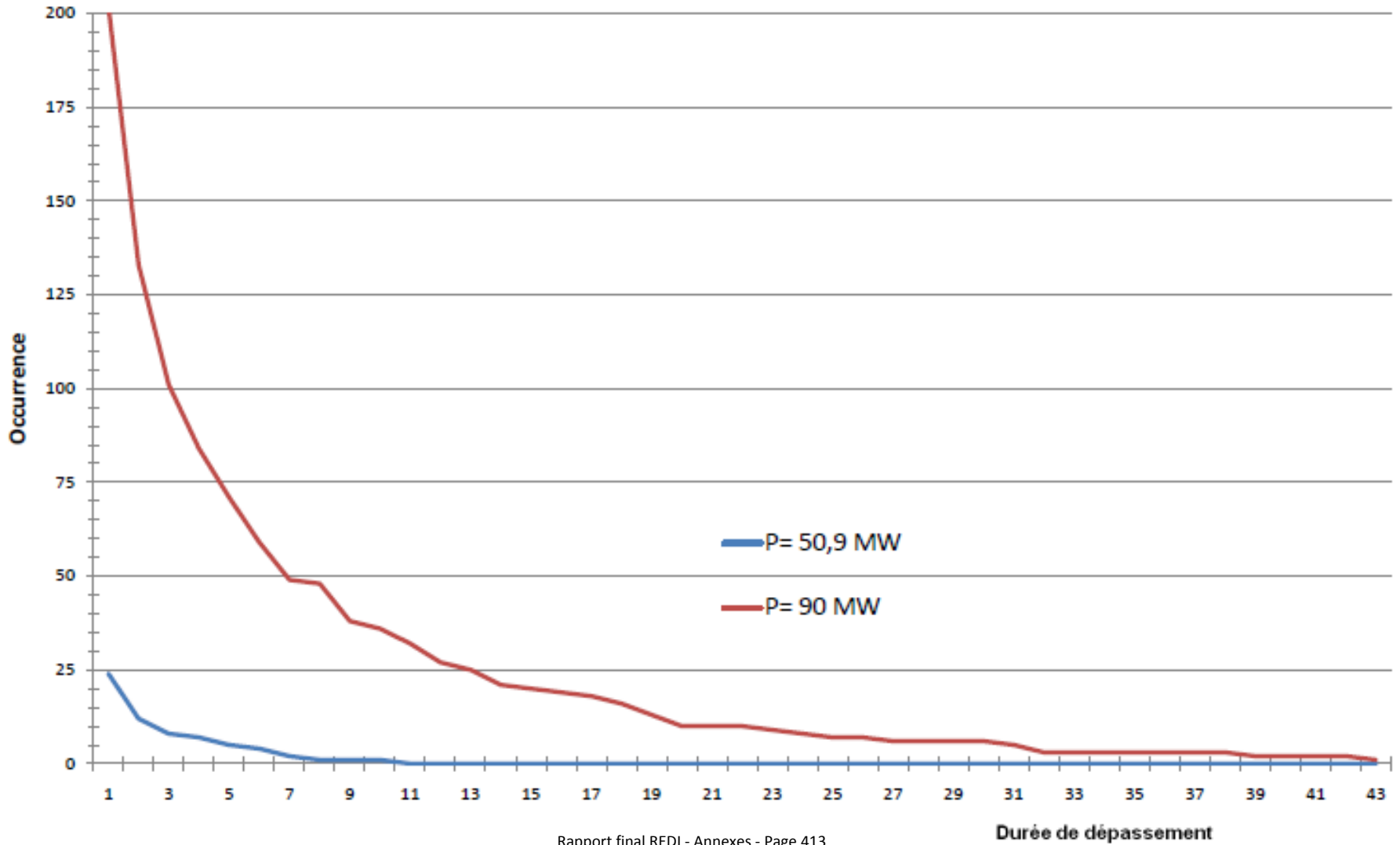


➤ Courbes monotones du prélèvement net





➤ Occurrence des dépassements en fonction de leur durée





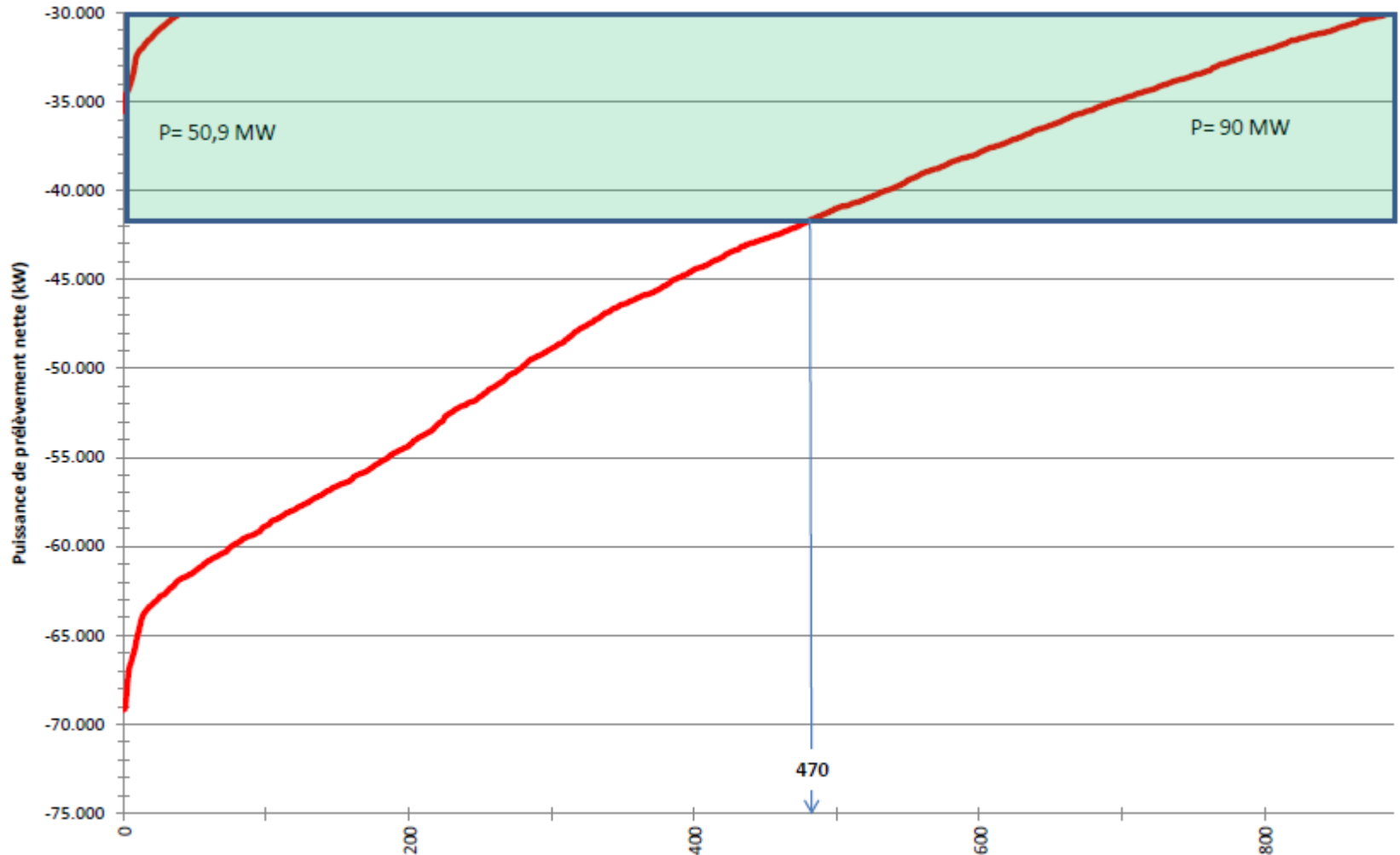
- Consommations à relève annuelle situées en aval du poste étudié (2010)
 - 12.800 consommateurs
 - 72 GWh

- P installée : 326 MW
- P souscrite : 130 MW
- P déplaçable :
 - 67 MW (potentiel maximum, défini à 20% de P installée)
 - 57 MW (potentiel pour usages déplaçables 4h et 15h)
 - 12 MW (potentiel pour ces usages, pondérés par facteur réducteur de 13%¹ (4h) et 50% (15h))

¹ Campagne de mesure 2008 EDF/ADEME



➤ Influence sur le nombre d'heures de dépassement





- Influence sur le nombre d'heures de dépassement
 - Gestion active de la demande pourrait permettre d'intégrer de nouvelles unités de production (situation à 50,9 MW).
 - Mais elle devra être utilisée en complément d'autres mesures (raccordements flexibles,...)

ANNEXE 48: ACTIVE NETWORK MANAGEMENT ETUDE DE
FAISABILITÉ SUR LA BOUCLE DE L'ESTOMMATEUR
FINAL: ETUDE DE CAS N°3 – TRANSFORMATEUR
MT EN RÉGION DE HESBAYE

Type	Présentation
Date	17/06/2011
Structure	GT2
Evènement	Session 4
Intitulé	Active Network Management Etude de faisabilité sur la boucle de l'Est.
Auteur	Elia
Statut	Pour information

Active Network Management

Etude de faisabilité sur la boucle de l'Est

REDI - Réunion du 17/06/2011



Powering a world in progress

V. De Wilde – O. Durieux

Contenu

Introduction

- ✓ Problématique
- ✓ Solutions ?

Cas d'étude : la Boucle de l'Est

Concepts

- ✓ Raccordement avec accès traditionnel
- ✓ Raccordement avec accès flexible en N

Etude de faisabilité ... Active Network Management

- ✓ Overview
- ✓ Scénarios
- ✓ Résultats

Conclusions et perspectives

Contenu

Introduction

- ✓ Problématique
- ✓ Solutions ?

Cas d'étude : la Boucle de l'Est

Concepts

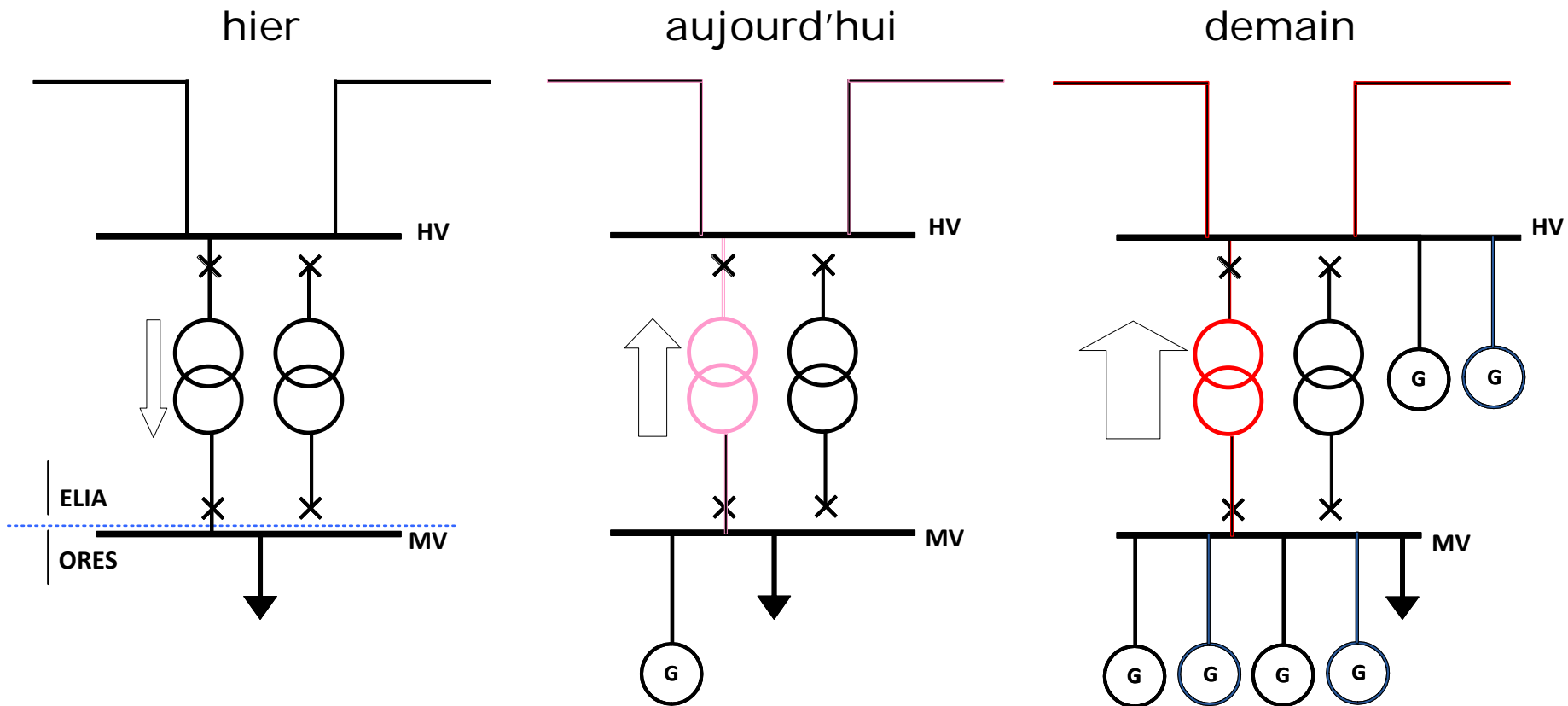
- ✓ Raccordement avec accès traditionnel
- ✓ Raccordement avec accès flexible en N

Etude de faisabilité ... Active Network Management

- ✓ Overview
- ✓ Scénarios
- ✓ Résultats

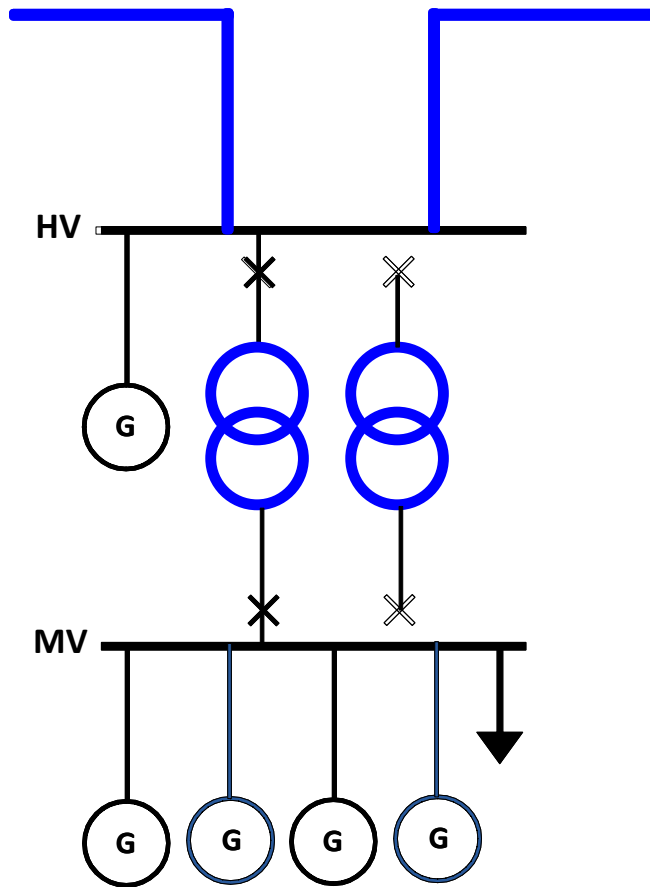
Conclusions et perspectives

Problématique



Comment connecter *rapidement* et *économiquement* plus d'unités de production décentralisées sur un réseau saturé voire congestionné ?

Solutions ?



Renforcements de réseau

- ➔ Coûts élevés
- ➔ Planning des travaux

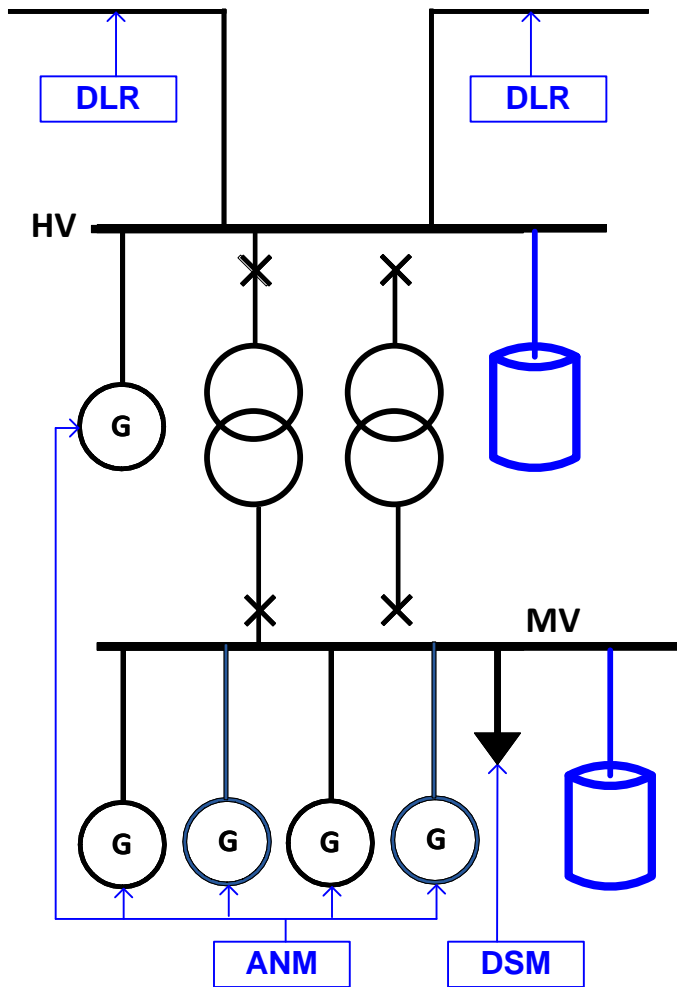
versus

Planning de raccordement de l'UPD

Alternative ?

UPD = Unité de Production Décentralisée

Solutions ?



Renforcements de réseau

- ➔ Coûts élevés
- ➔ Planning des travaux

versus

Planning de raccordement de l'UPD

Alternative ?

- Dynamic Line Rating
- Stockage d'énergie
- Demand Side Management
- ...
- **Active Network Management**

- Etude réalisée par la société *Smarter Grid Solutions* en collaboration avec Elia et ORES
- Scope : évaluer l'intérêt et la faisabilité de déployer un système d'Active Network Management sur le réseau de la boucle de l'Est

Contenu

Introduction

- ✓ Problématique
- ✓ Solutions ?

Cas d'étude : la Boucle de l'Est

Concepts

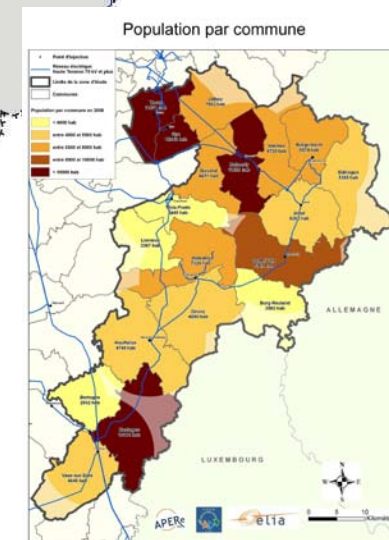
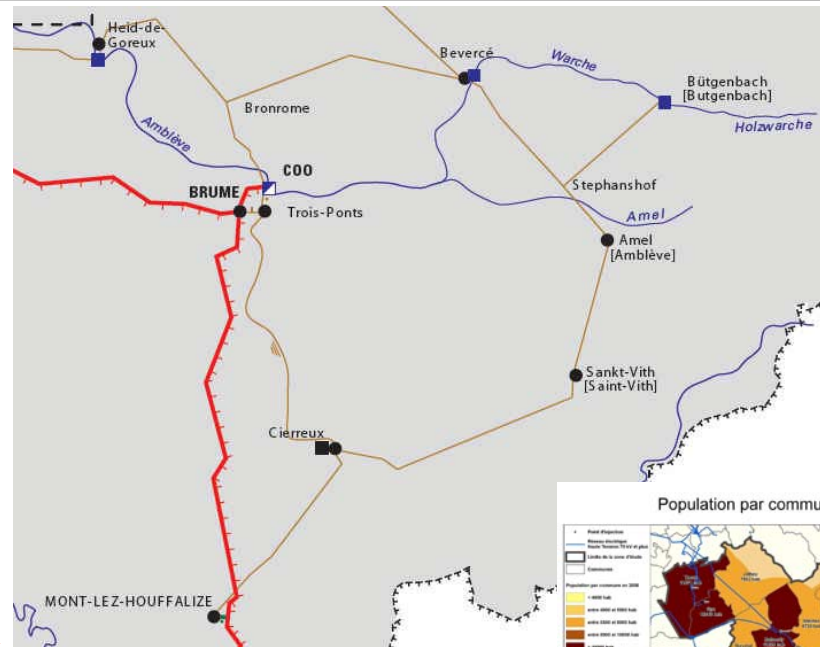
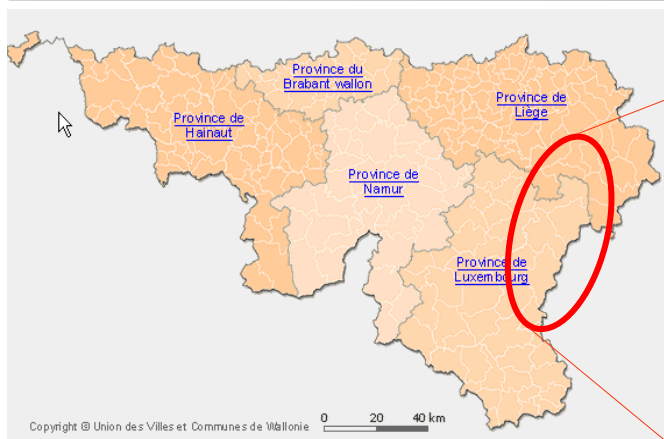
- ✓ Raccordement avec accès traditionnel
- ✓ Raccordement avec accès flexible en N

Etude de faisabilité ... Active Network Management

- ✓ Overview
- ✓ Scénarios
- ✓ Résultats

Conclusions et perspectives

Cas d'étude : la boucle de l'Est



- Réseau 70 kV développé pour une consommation relativement faible
- Production : ~ 150 MW raccordés ou réservés
- ➔ **Plus de possibilité de raccordement** aujourd'hui selon les critères actuels

or

- potentiel éolien 325 MW
 - potentiel de cogénération 80 MW
- selon l'étude ICEDD

Projets de renforcement

- Projets de renforcement de l'infrastructure inscrits au Plan d'adaptation wallon :
 - Remplacement des lignes simple terre 70kV Bévercé-Stephansof-Butgenbach-Amel par une ligne double terre
 - A Butgenbach : 2 nouveaux transformateurs
 - Remplacement du tronçon 48Cu de la ligne Heid de Goreux–Bronrome

Budget estimatif: 20Mio€ - Planning: 2014 (incertitude permis)

Ces travaux permettent l'accueil de :

- 150 MW raccordés ou réservés à l'heure actuelle
 - **100 MW supplémentaires** répartis à Houffalize, Amel, Butgenbach et St Vith
- Au-delà ?

Saturation des circuits de sortie 70 kV de la boucle de l'est
or longueur totale > 45 km ➔ Coûts de renforcement très importants

A très long terme : évolution possible vers un niveau de tension supérieur

Contenu

Introduction

- ✓ Problématique
- ✓ Solutions ?

Cas d'étude : la Boucle de l'Est

Concepts

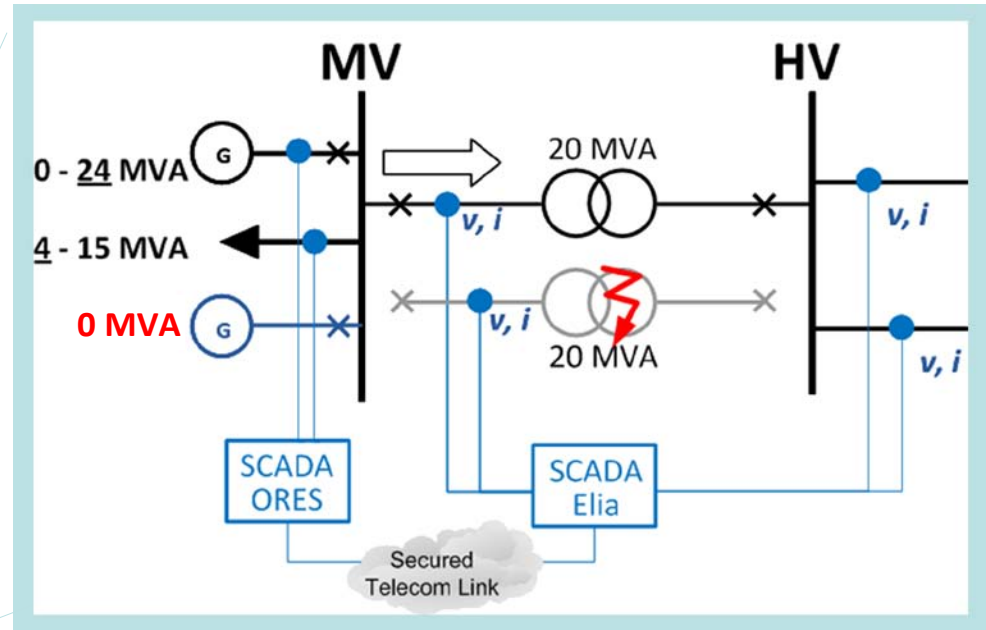
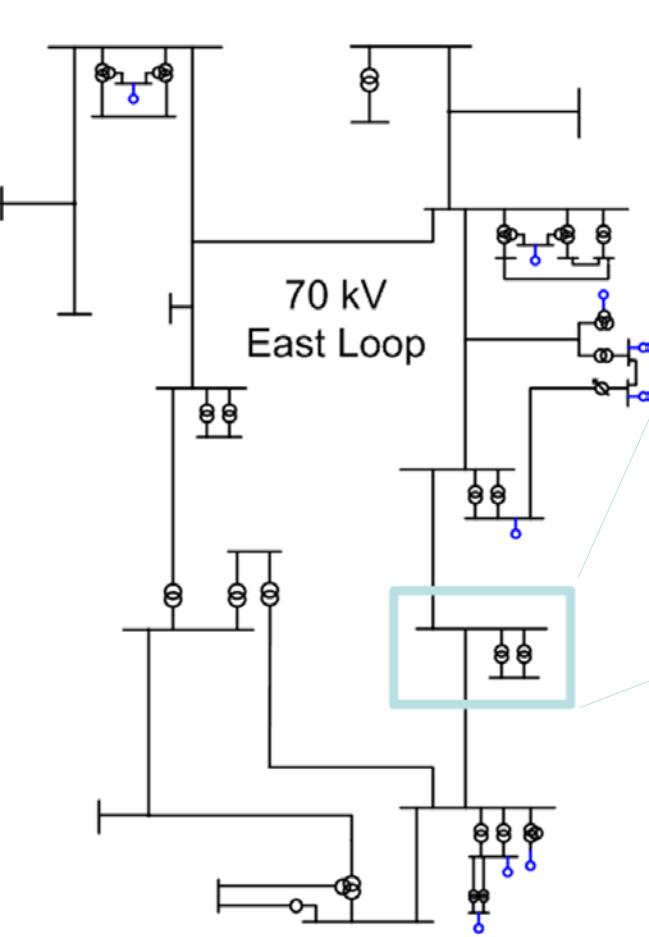
- ✓ Raccordement avec accès traditionnel
- ✓ Raccordement avec accès flexible en N

Etude de faisabilité ... Active Network Management

- ✓ Overview
- ✓ Scénarios
- ✓ Résultats

Conclusions et perspectives

Accès traditionnel



Planification

Capacité d'accueil

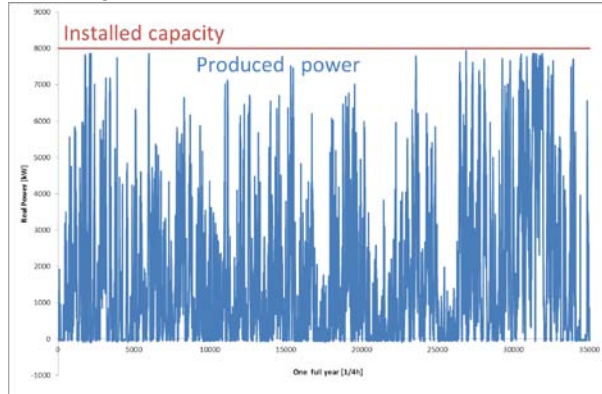
$$\begin{aligned}
 &= (\text{Capacité export N-1}) + (\text{talon de charge}) - (\text{G installé}) \\
 &= \quad 20 \quad \quad \quad + \quad \quad 4 \quad \quad \quad - \quad 24 \\
 &= \mathbf{0 \text{ MVA}}
 \end{aligned}$$

Gestion opérationnelle

Pas de modulation

Profils de production et de charge

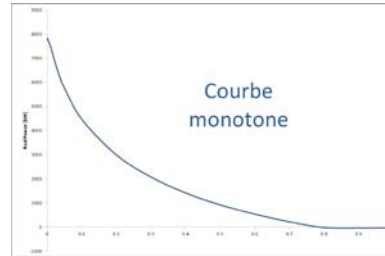
Profil de production d'un parc éolien
(exemple mesuré sur **une année**)



Spécificités des productions d'origine renouvelable :

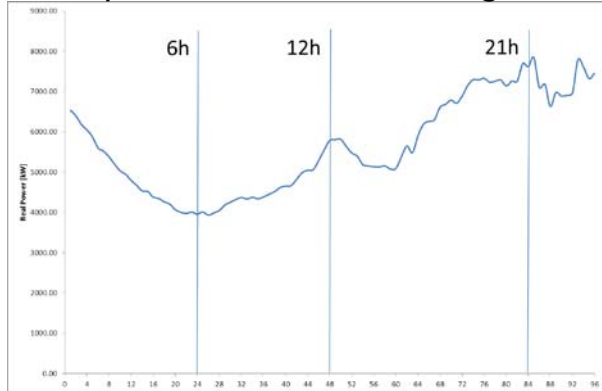
- éolien :

- grande variabilité de la production,
- production difficilement prévisible, ...



- photovoltaïque : ensoleillement en journée, ...
- ...

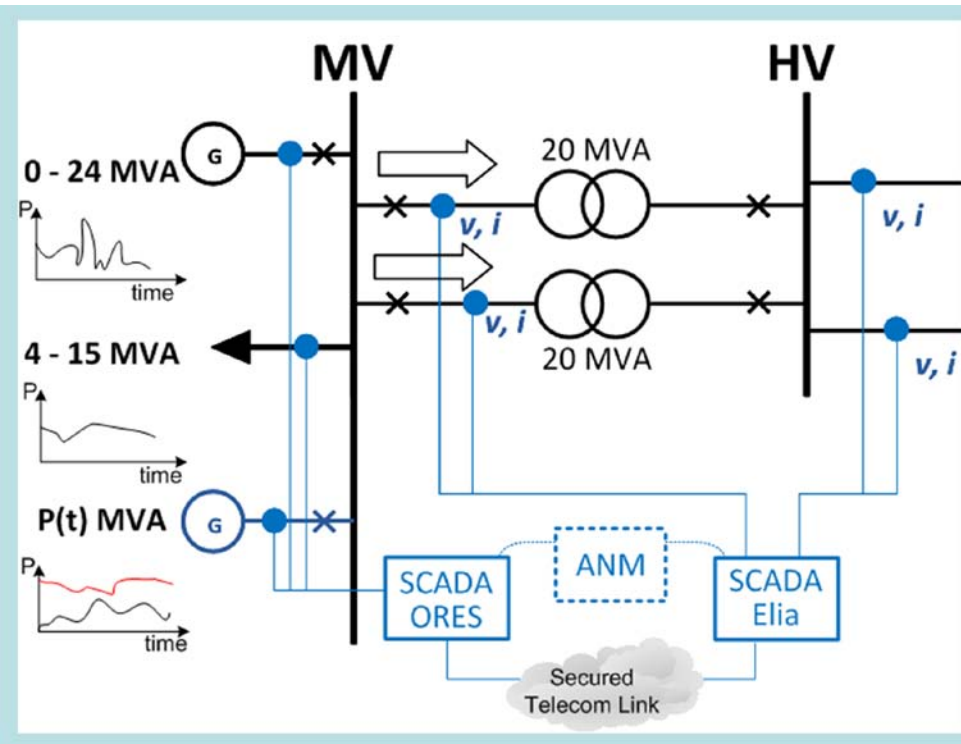
Profil de charge brute d'une cabine MT
(exemple mesuré sur **une journée**)



Intermittence des productions combinée au profil de consommation

- ➔ capacité non utilisée potentiellement importante
- ➔ **possibilité d'allouer dynamiquement cette capacité ?**

Accès flexible en N



Gestion opérationnelle

Modulation en N

Modulation (en temps réel) de la puissance produite de manière à maintenir le réseau dans des conditions d'exploitation normales.

Planification

Capacité d'accueil évaluée sur base des résultats de simulations

Objectif :

Estimation de la quantité d'énergie qui peut être produite et de la quantité d'énergie qui doit être modulée.

Simulations réalisées sur base ¼ horaire, pour une année, en tenant compte de :

- profils mesurés des charges et productions existantes
- profils standardisés pour les productions futures (capacités réservées)
- facteurs d'utilisation prédéfinis par type d'UPD
- principes d'accès choisis
- limites opérationnelles des liaisons et transformateurs
- seuils de protection à max I

soit

35040 calculs de load flow
+ 35040 x nbre de situations N-1 étudiées

➔ Etude de faisabilité ANM

Contenu

Introduction

- ✓ Problématique
- ✓ Solutions ?

Cas d'étude : la Boucle de l'Est

Concepts

- ✓ Raccordement avec accès traditionnel
- ✓ Raccordement avec accès flexible en N

Etude de faisabilité ... Active Network Management

- ✓ Overview
- ✓ Scénarios
- ✓ Résultats

Conclusions et perspectives

Overview

Subdivision de l'étude en 4 parties :

1) Power System Analysis

- établissement du modèle de réseau
- analyse load flow
- ...

DONE

2) Outline design of an ANM scheme

- définition des zones ANM
- choix du principe d'accès (LIFO, Optimum technique, ...)
- ...

DONE

3) Curtailment Assessment

- choix des hypothèses et scénarios
- élaboration de la méthodologie
- évaluation de la production annuelle d'énergie potentielle supplémentaire et restrictions correspondantes
- ...

DONE

en juin

4) Specification for deployment

EN COURS

Principes d'accès (1/2)

- De quoi s'agit-il ?

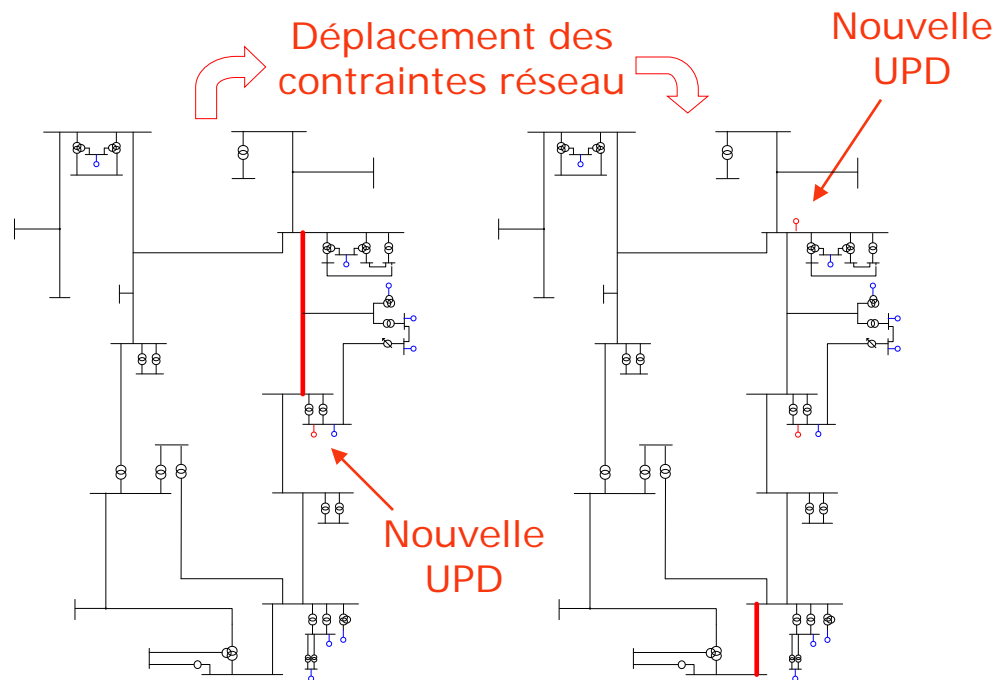
Les principes d'accès définissent – contractuellement et opérationnellement – la relation entre et/ou la priorité d'accès au réseau d'unités de production raccordées sur un même réseau i.e. contribuant aux mêmes contraintes. Ceux-ci spécifient les règles opérationnelles à appliquer aux unités de production en termes de curtailment pour maintenir le réseau dans des conditions d'exploitation normales.

- Remarque importante

Le raccordement d'une nouvelle UPD impacte toutes les UPD déjà raccordées dans la mesure où les congestions qui en résultent peuvent se déplacer.

L'effet résultant peut être aussi bien défavorable que favorable pour les UPD déjà raccordées.

La localisation des UPD joue un rôle fondamental.



Principes d'accès (2/2)

Dans le cadre de cette étude, les principes d'accès suivants sont choisis :

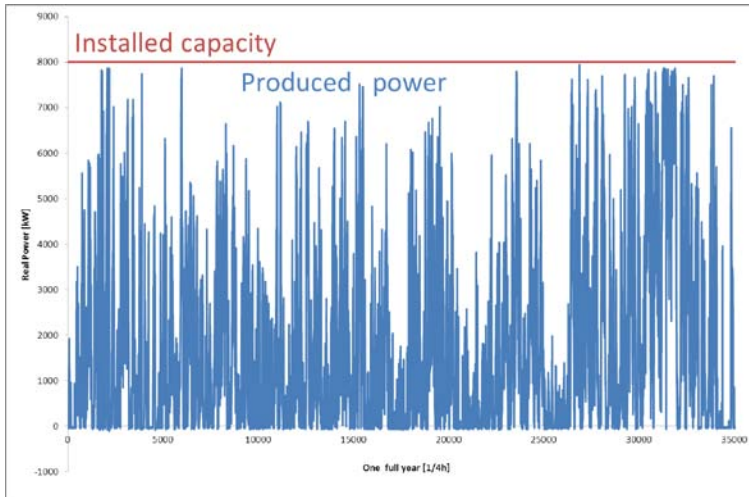
- 1) Sur le réseau 70 kV de la boucle de l'Est
Optimum technique : vise à éliminer les surcharges thermiques tout en maximisant la puissance produite

- 2) Au niveau d'une sous-station (en 70 kV et en 15 kV)
Approche "Shared percentage" : toutes les productions avec accès flexible contribuant à la congestion sont réduites en proportion de leur puissance produite à ce moment.
ou **Approche "Last In First Out"** : seule la production la plus récente est sujette à la modulation et ce, jusqu'à ce que son injection soit réduite à zéro. La production la plus récente qui suit sera ensuite à son tour modulée et ainsi de suite.

Les productions existantes (et réservées) avec un accès traditionnel ne sont pas affectées par les principes d'accès décrits.

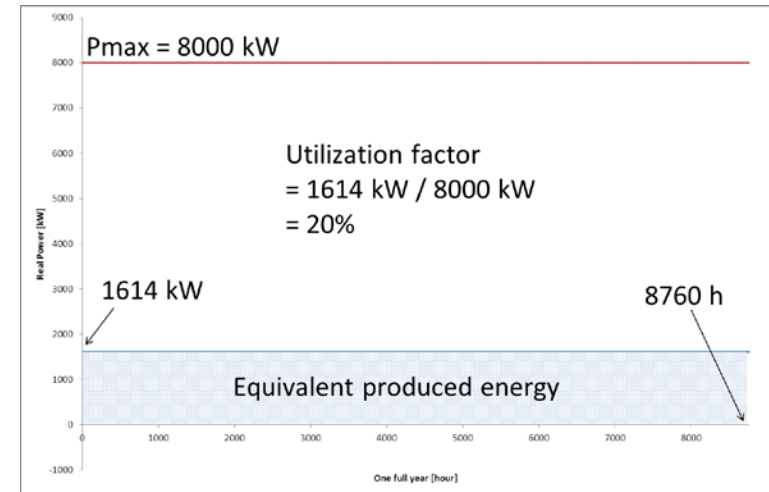
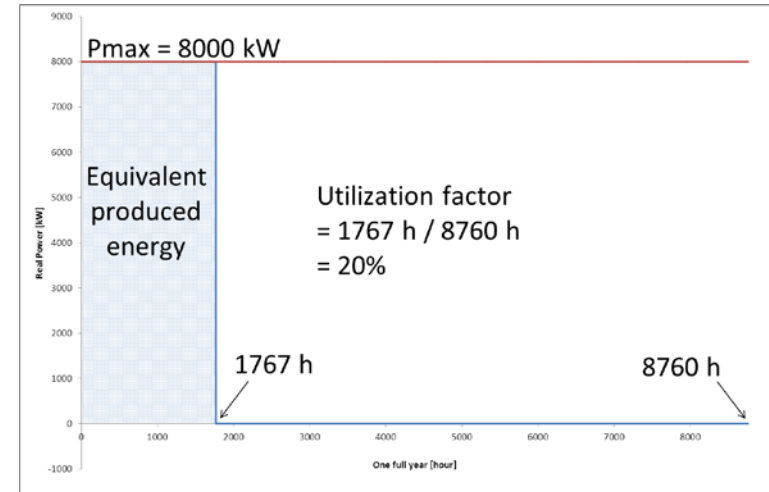
Facteur d'utilisation (1/2)

De quoi s'agit-il ?



Le facteur d'utilisation définit l'énergie minimum que doit pouvoir produire une unité de production avec une certaine capacité installée pour être *viable*.

Autrement dit, le facteur d'utilisation permet de calculer la capacité installée (maximum) d'une unité de production sur base de l'estimation d'énergie produite annuellement.



Facteur d'utilisation (2/2)

Dans le cadre de cette étude, on choisit les **facteurs d'utilisation** suivants :

- Production de type éolien
 - raccordement en HT : 18 %
 - raccordement en MT : 18 %
- Production de type non-éolien (CHP et biomasse)
 - raccordement en HT : 60 %
 - raccordement en MT : 30 %

Scénarios

Scénarios 1 et 2 (tronc commun)

- Réseau à l'horizon 2014 (projets de renforcement réalisés)
- Productions existantes et capacités réservées prises en compte
- Contraintes en N et N-1
- Principes d'accès tels que définis ci-avant
- Facteurs d'utilisation tels que définis ci-avant

Scénario 1

- ➔ Objectif : évaluer la capacité d'accueil maximum théorique de la boucle de l'Est

Scénario 2

- Prise en compte du potentiel de production tel que déterminé dans l'étude ICEDD ainsi que des récentes demandes de raccordement de production
- ➔ Objectif : évaluer la capacité d'accueil maximum tout en imposant une capacité d'accueil minimum dans chaque poste de la boucle de l'Est

Résultats

Scenario 1

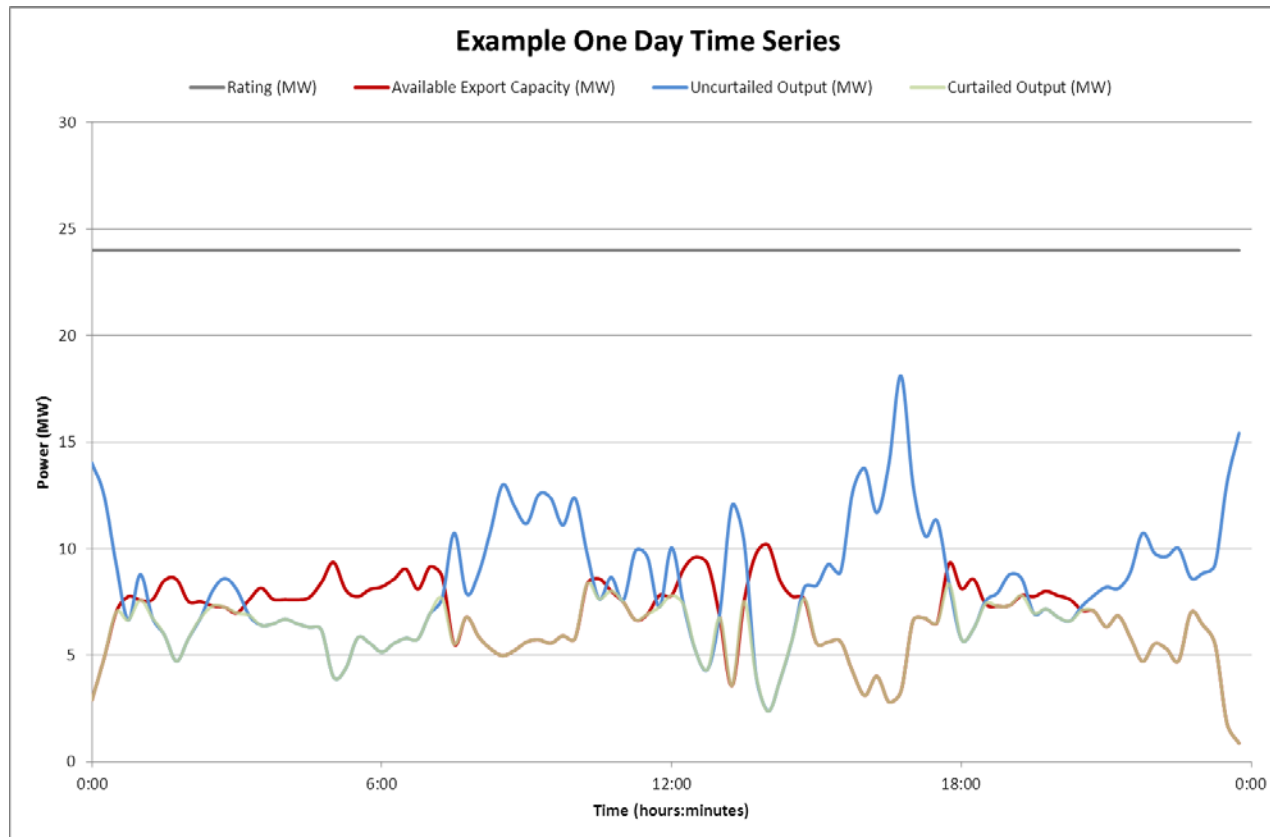
	Curtable in N								Curtable in N-1 [MW]	Already installed or reserved capacity [MW]
	Shared percentage				LIFO					
	Wind at		Non-wind at		Wind at		Non-wind at			
	HV	MV	HV	MV	HV	MV	HV	MV		
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		
Amel	0	0	0	0	0	0	0	0	20	20
Beverce	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20
Butgenbach	0	0	0	41	0	0	0	19	36	24
Cierreux	189	91	82	63	110	59	60	32	0	52
Houffalize	0	2	0	19	0	2	0	10	35	10
St Vith	0	0	0	0	0	0	0	0	5	20
Trois-Ponts	62	36	38	30	40	22	30	19	0	0
Total installed capacity [MW]	653				403				96	146
Total exported energy [MWh]	1644349				1479574					

Résultats

Scenario 2

	Curtable in N								Curtable in N-1	Already installed or reserved capacity
	Shared percentage				LIFO					
	Wind at		Non-wind at		Wind at		Non-wind at			
	HV	MV	HV	MV	HV	MV	HV	MV		
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		
Amel	0	13	7	29	0	10	8	14	20	20
Beverce	0	39	0	33	0	26	0	20	0	20
Butgenbach	0	46	0	62	0	30	0	30	36	24
Cierreux	0	21	0	18	0	15	0	10	0	52
Houffalize	98	41	30	49	60	25	29	24	35	10
St Vith	0	55	1	44	0	35	3	20	5	20
Trois-Ponts	8	36	5	30	8	22	5	18	0	0
Total installed capacity [MW]	665				412				96	146
Total exported energy [MWh]	1501412				1496257					

Résultats



Pas temporel utilisé pour les simulations = $1/4h$ →
En pratique : modulation de la production en temps réel

Contenu

Introduction

- ✓ Problématique
- ✓ Solutions ?

Cas d'étude : la Boucle de l'Est

Concepts

- ✓ Raccordement avec accès traditionnel
- ✓ Raccordement avec accès flexible en N

Etude de faisabilité ... Active Network Management

- ✓ Overview
- ✓ Scénarios
- ✓ Résultats

Conclusions et perspectives

Conclusions et perspectives

- Nécessité de faire **évoluer** le concept de raccordement avec accès traditionnel vers un accès flexible pour **maximiser** l'accueil de productions et répondre aux objectifs 20/20/20

- Concept de raccordement avec **accès flexible en N**:

Le caractère intermittent des productions combiné au profil de consommation conduit à une capacité de transport non utilisée

- ➔ allocation dynamique de cette capacité
- ➔ **modulation de l'injection**

Conclusions et perspectives

- **Résultats** de l'étude de faisabilité **prometteurs** :

Raccordement possible d'un grand nombre de productions
... plus rapidement que la réalisation des projets
de renforcements nécessaires correspondants

Mais

- localisation des unités de production importante
 - méthodologie utilisée à faire évoluer vers une méthodologie 'praticable'
 - hypothèses à préciser : principes d'accès, facteurs d'utilisation, ... car impactent la capacité d'accueil
-
- Le système d'**Active Network Management** peut constituer une **alternative** intéressante, en attendant des renforcements de réseau technico-économiquement justifiés. La capacité de production installée est/reste un facteur dimensionnant.

Merci de votre attention.

ANNEXE 49: PROCÈS-VERBAL

Type	Procès-verbal
Date	20/09/2011
Structure	GT3
Evènement	Session 1
Intitulé	Procès-verbal
Auteur	CWaPE
Statut	Approuvé



Procès-verbal – Session 1
Groupe de Travail 3 « Coût – Bénéfice des investissements réseau » - REDI

Date et lieu : 20 septembre 2011 (AM), CWaPE

Présences

Acteur	Membre	Organisation
Fournisseur	Frank SCHOONACKER	SPE
	Bernard PHILIPPART DE FOY	Electrabel
	Pierre DUBOIS	Lampiris
Gestionnaire du réseau de distribution	Frédéric LEFEVRE	ORES
	Olgan DURIEUX	ORES
	Jean-Michel SOORS	Tecteo
	Roger LE BUSSY	Régie de Wavre
Gestionnaire du réseau de transport	Thierry SPRINGUEL	Elia
Consultant	Waseem KHAN	Cap Gemini
Région Wallonne	Ginette BASTIN	Cabinet du Ministre Nollet
Régulateur	Francis GHIGNY	CWaPE
	Stéphane RENIER	CWaPE
	Frédéric TOUNQUET	CWaPE
	Jean-François SARTIAUX	CWaPE

Ordre du jour

- 1) Proposition d'une liste de moyens d'actions permettant l'intégration des productions E-SER sur le réseau (CWaPE)
- 2) Réactions et remarques (Tous)
- 3) Définitions des processus de marché à mettre en œuvre (Tous)
- 4) Suite des travaux

Procès-verbal

Introduction par Francis GHIGNY

Voir note introductive transmise aux participants.

Francis GHIGNY rappelle les finalités de REDI définies dans la lettre de mission du Ministre Nollet.

Il introduit ensuite Monsieur KHAN (Cap Gemini), consultant désigné par la CWaPE dans le cadre d'un marché public portant sur la réalisation d'une étude coût/bénéfice sur l'introduction des compteurs intelligents en Région Wallonne. Les clauses techniques de ce marché sont parcourues en séance. Les scénarii pris en compte dans cette étude correspondent à ceux définis par le groupe de travail GT2 et dont les modalités de mise en œuvre seront précisées par ce groupe de travail. Le consultant se basera donc sur les résultats du groupe de réflexion REDI pour réaliser son étude.

Frédéric LEFEVRE (ORES) signale qu'une étude similaire est actuellement réalisée par ORES. Il déclare que son organisation est prête à fournir des éléments d'information utiles à cet égard. Il constitue la personne de contact dans ce cadre. Il demande aussi de préciser la notion d'impact environnemental des compteurs intelligents. Francis GHIGNY précise qu'il s'agit d'examiner la capacité des compteurs intelligents à réduire la consommation des ménages, de mesurer l'impact environnemental de la mesure en continu.

Frank SCHOONACKER (SPE) précise que les compteurs intelligents nécessitent des outils distincts pour piloter la charge. Francis GHIGNY confirme que les signaux pilotant cette charge ne doivent pas nécessairement passer par le compteur intelligent. Frank SCHOONACKER demande si les nouveaux usages à l'horizon 2020 sont pris en compte (véhicules électriques, pompes à chaleur, ...). Francis GHIGNY renvoie aux travaux du groupe de travail GT2 qui prenaient bien ces usages en compte. Frank SCHOONACKER demande également si le consultant consultera aussi les fournisseurs, comme lors d'autres études. Francis GHIGNY répond que les fournisseurs seront évidemment associés. Thierry SPRINGUEL (Elia) précise que le GRT est également demandeur.

Présentation de Frédéric TOUNQUET

Voir présentation.

La présentation reprend la note préparatoire à la session du Groupe de Travail 3 communiquée préalablement aux participants. Elle a pour but d'introduire le cadre de REDI ainsi que les travaux déjà réalisés par les autres groupes de travail et enfin de préciser l'objet du GT3.

Le GT1 a développé deux scénarii d'évolution des productions décentralisées. Ces scénarii montrent une prédominance des sources de production intermittentes. Ces chiffres comprennent les sites de production existants et ont fait l'objet d'une répartition géographique de manière à localiser et quantifier l'intégration future des productions décentralisées à des fins illustratives.

Le GT2 a permis d'examiner les problèmes rencontrés, sur base de 4 études de cas distinctes. Ces études permettent théoriquement de couvrir une grande partie des problèmes/contraintes engendrés par les productions décentralisées. L'objet de ce groupe de travail a été de déterminer le potentiel de flexibilité introduit par le déplacement de charge. Ce potentiel disponible a ensuite été exprimé en potentiel réalisable selon 3 configurations envisagées au niveau du comptage.

Le GT2 a également dégagé des pistes permettant la mise en œuvre d'une gestion active de la demande. Néanmoins, les modalités pratiques de mise en œuvre sont du ressort du GT3.

Concernant ces pistes de mise en œuvre, Frank SCHOONACKER (SPE) demande si la généralisation des comptages AMR (Automatic Meter Reading) aux clients BT > 56 kVA est envisagée. Francis GHIGNY répond que cette généralisation est en effet envisagée, notamment dans l'étude de coût-bénéfice des compteurs intelligents. Frédéric LEFEVRE (ORES) signale que l'extension de l'AMR aux > 56kVA fait partie du scénario de référence (business as usual) de l'étude réalisée pour évaluer la pertinence d'un déploiement des compteurs intelligents sur les réseaux mixtes wallons dans la mesure où cette extension semble présenter un intérêt économique pour les GRD concernés. Aucune décision de mise en application n'a cependant été prise à ce jour.. Roger LE BUSSY (Régie de Wavre) confirme aussi l'opportunité économique d'une éventuelle généralisation.

Concernant les clients industriels raccordés au réseau de transport, Frank SCHOONACKER (SPE) insiste sur la possibilité d'être leur propre responsable d'équilibre (ARP), ce qui n'est pas applicable pour les clients raccordés au réseau de distribution.

Pour les clients SLP (Synthetic Load Profile, à relève annuelle et mensuelle), le découpage des horaires (heures pleines/heures creuses) pourrait être modifié par exemple pour faire correspondre la production photovoltaïque et la consommation (en début d'après-midi).

Enfin, l'objet du GT3 est abordé : « Evaluation des mesures envisagées au regard de leur contribution à une plus grande flexibilité dans la gestion des réseaux ». Cette flexibilité devra permettre la gestion de la variabilité des consommations et des productions.

Il est notamment rappelé que l'introduction de ces mesures doit s'intégrer dans le cadre du modèle de marché, où différents acteurs coopèrent selon leur propre logique. La notion de flexibilité peut donc être perçue différemment selon l'acteur concerné (GRT, fournisseur/ARP et GRD).

1. Le GRT est responsable de l'équilibre de la zone de réglage, qu'il règle au moyen des réserves (primaires, secondaires, tertiaires). En cas d'action d'Elia sur ces réserves, le déséquilibre créé pour l'ARP considéré est compensé.

2. Fournisseur/ARP : offrir de la flexibilité. Frank SCHOONACKER (SPE) fait remarquer que les fournisseurs devront pouvoir atteindre l'équilibre pour leur portefeuille sur base de 3 sources de productions : hub, leurs productions et des productions intermittentes). Pierre Dubois (Lampiris) précise que les fournisseurs sont responsables de l'équilibre au niveau de leur portefeuille sur l'ensemble de la zone de réglage. L'influence, si elle ne s'étend pas au-delà du niveau local reste donc très limitée pour les fournisseurs. Francis GHIGNY répond qu'un nouvel aspect d'agrégateur pourrait apparaître (pour répondre à un problème local)

3. Le GRD est responsable au niveau des congestions locales. Toutefois, ces congestions locales peuvent concerner également le réseau de transport. Frédéric LEFEVERE (ORES) précise que les contraintes du gestionnaire de réseau doivent être intégrées au modèle de marché. Frank SCHOONACKER (SPE) pose le problème du déséquilibre physique créé lors d'une intervention du GRD. Ce déséquilibre peut-il aussi être compensé comme au niveau du GRT ?
Francis GHIGNY répond qu'on peut fort bien s'inspirer des mécanismes mis en place au niveau Elia mais avec prudence, les problèmes n'étant pas nécessairement les mêmes. Olgan DURIEUX (ORES) précise l'impact limité de la gestion de la demande. Francis GHIGNY en convient, ce mécanisme n'est pas le seul à devoir être examiné mais sa facilité de mise en œuvre et son coût limité en font un mécanisme avantageux. Roger LE BUSSY (Régie de Wavre) s'interroge sur la mise en place de tarifs d'injection. Dans ce cas, l'opportunité d'un stockage local au niveau du producteur devrait être examinée. Francis GHIGNY précise qu'il n'y a pas encore de décision au niveau de la compétence de fixation des tarifs et qu'en conséquence, cette discussion est prématurée.

Au point de vue de la gestion active de la demande, Frank SCHOONACKER (SPE) demande de préciser la redéfinition des heures pleines/heures creuses dans les cas « Multihoraire ». Pour Francis GHIGNY, 2 cas sont envisageables : une définition à l'avance d'un changement de ces horaires (Multihoraire annoncé) ou une gestion (par le GRD) plus dynamique. Concernant la commande par TCC, on ne peut pas à proprement parler de temps réel, toutefois la gestion (en fonction de la météo connue à l'avance par exemple) reste tout-à-fait possible.

Le stockage ne constituera pas une priorité dans le cadre des travaux de REDI, au vu de ses limitations et de son coût (rentabilité). De plus, en cas de stockage par le GRD, le problème de déséquilibre se pose à nouveau. Frédéric LEFEVRE (ORES) plaide pour que le modèle de marché ne mette pas des barrières supplémentaires aux technologies de stockage, la maturité de certaines technologies pouvant s'améliorer et ainsi les rendre plus attractives qu'elles ne le sont actuellement. Un travail de fin d'études sera tout prochainement disponible à ce sujet. Francis GHIGNY appelle les membres à apporter toute contribution utile à ce sujet.

Concernant le schéma illustrant le modèle de marché « Services de flexibilité » repris à la page 24, Olgan DURIEUX (ORES) demande si le lien des agrégateurs techniques vers le marché représente la possibilité de négociation. Francis GHIGNY précise avantager la concertation préalable, l'objet ici n'étant pas de favoriser les négociations commerciales au cas par cas.

En réponse aux différentes questions posées en page 26, Frank SCHOONACKER (SPE) exposera lors de la prochaine réunion les différents aspects impactant les fournisseurs.

Francis GHIGNY remercie les membres pour leur participation active.

ANNEXE 50: COÛT – BÉNÉFICE DES INVESTISSEMENTS RÉSEAU: NOTE PRÉPARATOIRE À LA SESSION

Type	Présentation
Date	20/09/2011
Structure	GT3
Evènement	Session 1
Intitulé	Coût – Bénéfice des investissements réseau: Note préparatoire à la session 1.
Auteur	CWaPE
Statut	Pour réaction

La démarche du Groupe de réflexion REDI

1. Finalité

REDI assure la concertation entre les différents acteurs concernés afin de permettre à la CWaPE de remettre un rapport au Gouvernement sur les priorités en matière de développement des réseaux électriques durables et intelligents. L'objectif prioritaire est d'assurer l'intégration des productions décentralisées par des mesures adaptées et cohérentes.

2. GT1 « Producteurs décentralisés »

Le Groupe de Travail 1 « Producteurs décentralisés » a permis de dresser des perspectives d'évolution des productions décentralisées selon deux scénarii.

	Scenario <i>Edora adapté</i>		Scenario <i>CWaPE PMDE 2011</i>	
	Puissance (MW)	Production (GWh)	Puissance (MW)	Production (GWh)
<i>Eolien</i>	2.114	4.490	1.529	3.250
<i>PV</i>	1.552	1.319	1.271	1.080
<i>Cogénération</i>	1.212	6.532	1.115	5884
<i>Biomasse pure</i>	191	1.350	80	450
<i>Hydraulique</i>	138	479	128	440
<i>Géothermie</i>	20	166	0	0
TOTAL	5.227	14.336	4.122	11.104

Table 1 - Projection des productions décentralisées en 2020

L'injection de telles quantités d'énergie, majoritairement intermittentes, dans les réseaux représente un défi dont l'ampleur ira croissante, que ce soit au niveau local ou à plus grande échelle. Des problèmes de surtension et de congestion sont susceptibles d'apparaître à court terme. Le GT1 a défini des études de cas de façon à étudier ces problèmes:

- Etude de cas n°1 « Basse tension – Commune de Flobecq »
- Etude de cas n°2 « Transformateur basse tension »
- Etude de cas n°3 « Transformateur moyenne tension – Région de Hesbaye»
- Etude de cas n°4 « Réseau de transport - Boucle de l'Est »

La figure suivante illustre les domaines impactés par l'intégration des productions décentralisées dans les réseaux et permet de situer ceux-ci dans le temps et l'espace. Les études de cas sont également situées sur cette figure et recouvrent une large part des problèmes identifiés.

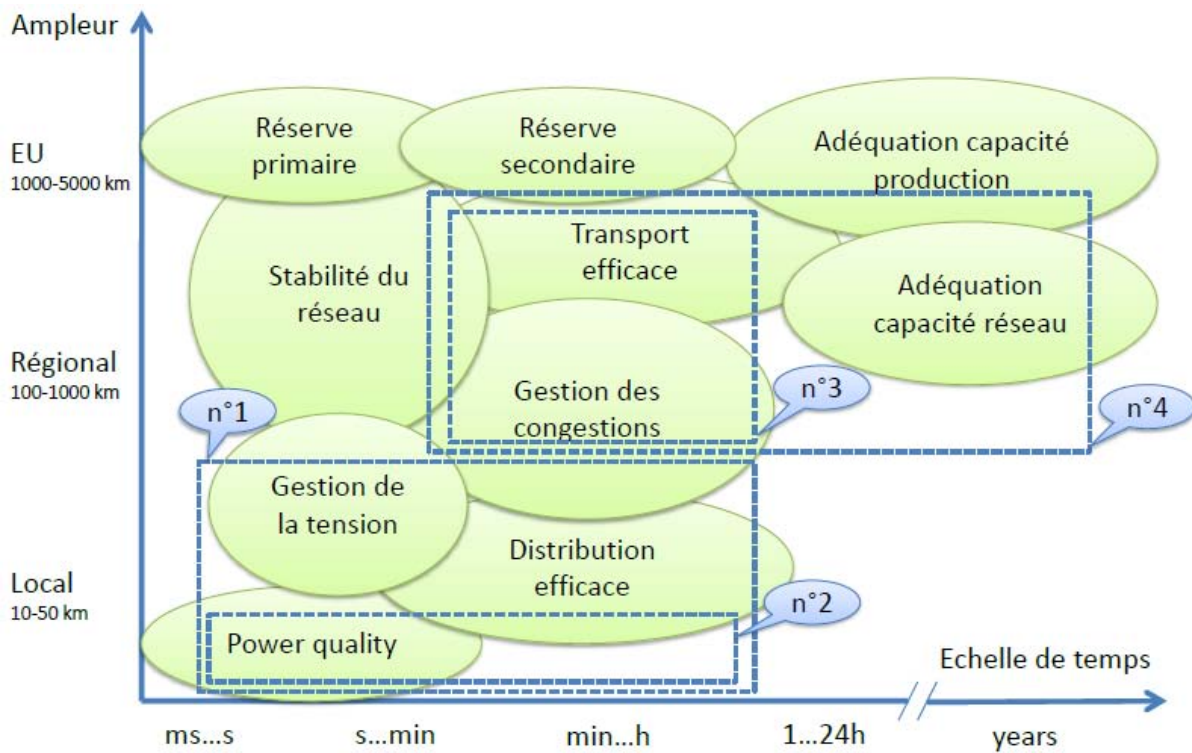


Figure 1 - Impacts production décentralisée (IEA Wind Agreement)

3. GT2 « Consommateurs finals »

Le Groupe de Travail 2 « Consommateurs finals » a ensuite étudié les pistes de solutions permettant d’atténuer cet impact. Les solutions préconisées reposent sur l’utilisation appropriée de ressources énergétiques décentralisées. Ces ressources doivent offrir la flexibilité nécessaire à une gestion active des réseaux et portent aussi bien sur l’offre (accès flexible des productions décentralisées) que sur la demande (déplacement des charges, dispositifs de stockage,...).

Une attention particulière a été portée sur le potentiel de déplacement des charges. Comme illustré ci-dessous, un potentiel significatif a été identifié.

	Résidentiel		Tertiaire	
	GWh	MW	GWh	MW
2010	1.232	6.213	1908	446
	18%	17.5%	34%	30%
2020	3.749	10.828		
	45%	30%		

Table 2 - Potentiel disponible de déplacement de charge en Région Wallonne (ICEDD, 2011)

Le travail réalisé par les participants au GT2 a permis d’évaluer le potentiel disponible¹ et a initié une réflexion préliminaire sur les moyens techniques permettant de réaliser ce potentiel.

¹ De plus, une pénétration supplémentaire de préparation d’eau chaude sanitaire au moyen de pompes à chaleur ou de boiler bi-énergie permettrait d’augmenter la charge déplaçable de 300 GWh/an.

Il a tout d'abord été montré que ce potentiel est déjà en bonne partie exploité à l'heure actuelle au moyen des compteurs bi horaires et interruptibles (configuration actuelle). La généralisation de ces compteurs aux clients Db et Dc, avec des tarifications différenciées, permettrait de déplacer près de 30% de la consommation en été et 33% en hiver (configuration 2). Enfin, l'installation à grande échelle de compteurs intelligents couplés à une domotique et une tarification adaptée pour tous les clients résidentiels permettrait de réaliser l'entièreté du potentiel disponible, c'est-à-dire 41% de la consommation en été et 45% en hiver (Roll-out des compteurs intelligents ou configuration 3).

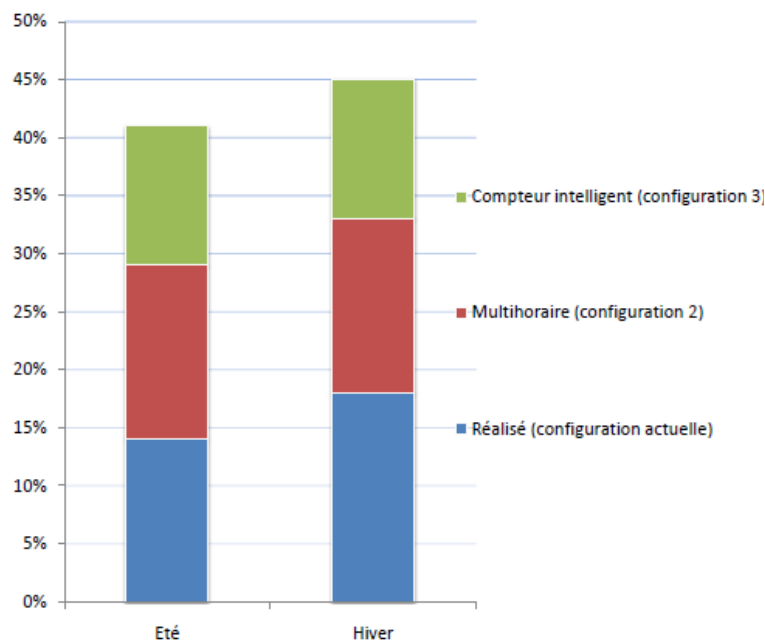


Figure 3 – Potentiel technique par rapport à la consommation totale du secteur résidentiel (ICEDD, 2011)

Les réseaux de distribution possèdent donc déjà une partie de l'intelligence qui peut être exploitée pour l'intégration des productions décentralisées, notamment la technologie éprouvée de télécommande centralisée et les comptages multi horaires installés à grande échelle (plus de 50%) parmi les ménages wallons. Les entreprises raccordées au réseau de distribution ne sont quant à elles plus incitées à fournir de la flexibilité (déplacement ou interruption de charge), les signaux tarifaires faisant défaut même si les potentiels sont toujours présents. Par contre, les entreprises raccordées au réseau de transport sont incitées à fournir ce genre de services, généralement par l'intermédiaire du fournisseur dans une optique de gestion de l'équilibre (rôle de responsable d'équilibre).

4. GT3 « Coût bénéfice des investissements réseau »

a. Objet

L'objet du Groupe de Travail 3 « Coût bénéfice des investissements réseau » est d'examiner plus en détail les pistes de solution envisagées, permettant de répondre aux contraintes faisant suite à l'intégration des productions décentralisées. Il s'agit d'évaluer ces mesures au regard de leur contribution à une plus grande flexibilité dans la gestion des réseaux ainsi que leur mise en œuvre effective.

b. Flexibilité

La notion de flexibilité exprime la capacité du système électrique à modifier la production ou la consommation pour faire face à la variabilité de ces deux composantes. Cette capacité doit permettre de maintenir la fiabilité du système en réponse à des déséquilibres importants et soudains, quelle qu'en soit la cause (contingences, variabilité de la consommation et, de manière croissante, de la production).

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 :

- Le gestionnaire de réseau de transport veille à l'équilibre global du système, au sein de sa zone de réglage. Il s'agit de la gestion du balancing.
- Le fournisseur veille à la correspondance entre l'achat d'électricité sur le marché de gros et la vente sur le marché de détail, pour le portefeuille de clients dont il a la charge. Il s'agit de la gestion du commodity.
- Le gestionnaire de réseau de distribution veille à maintenir l'accès à son réseau. 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. 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.

c. 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. Vus les contraintes de planification et de financement liées à cette solution traditionnelle, des alternatives ont été envisagées dans les différents groupes de travail de REDI :

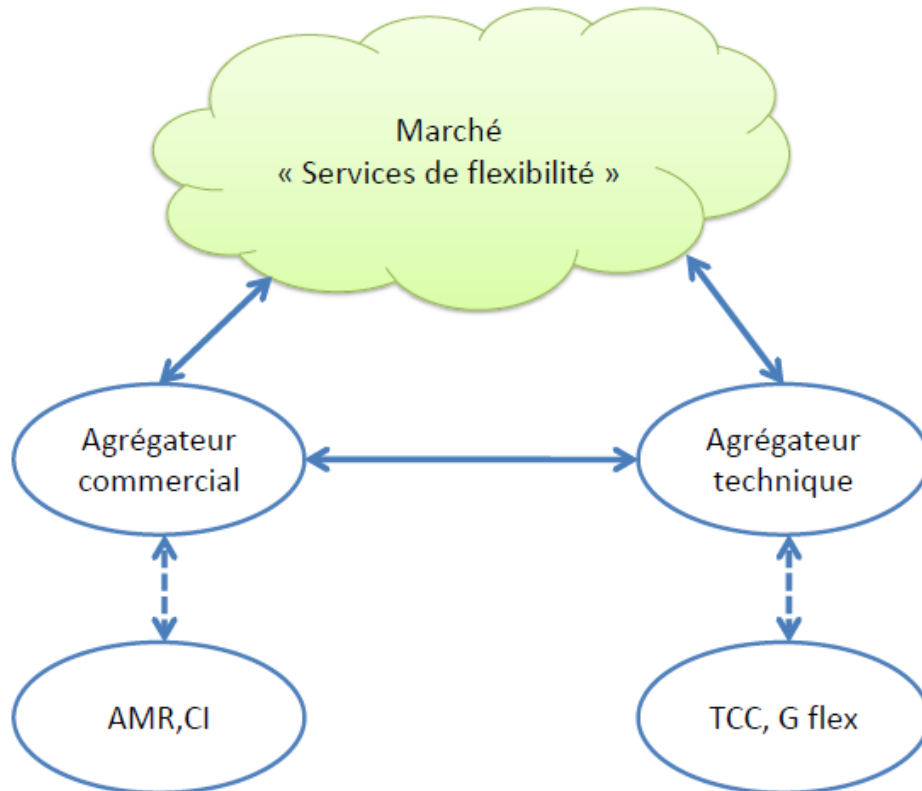
- La gestion active de la demande (déplacement des charges)
- L'accès flexible au réseau des unités de production décentralisées
- Le stockage (direct)

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

Améliorer le rapport coût / bénéfice des investissements réseau revient en effet à mettre en œuvre un ensemble de mesures permettant de réaliser un potentiel de flexibilité suffisant, au moindre coût et pour un niveau de fiabilité raisonnable.

d. Mise en œuvre

Ces mesures seront gérées par différents acteurs, suivant chacun une logique propre à leurs contraintes. Leur mise en œuvre implique des échanges (physiques, financiers et d'information) qui pourraient être facilités par la mise en place d'un marché des services de flexibilité.



Les participants au marché sont des agrégateurs, disposant d'un portefeuille de mesures permettant de fournir des services de flexibilité. Ils sont de nature technique (GRT, GRD) ou commerciale (fournisseur, producteur, ARP, ESCo).

Gestionnaire du réseau de transport : Il facilite le marché des services de flexibilité. Il achète et vend des services de flexibilité.

Gestionnaire du réseau de distribution : Il gère activement son réseau avec les outils dont il a l'entière maîtrise (télécommande centralisée, accès flexible). Il informe le GRT et le fournisseur des actions entreprises qui n'auraient pas été annoncées et compense ce dernier en conséquence. Il peut également acheter des services de flexibilité au marché si ses outils propres ne suffisent pas ou vendre l'excédent sur le marché aux agrégateurs commerciaux.

Responsable d'équilibre (intermédiaire des fournisseurs et producteurs) : Il gère son portefeuille de clients (prélèvement et injection) par des outils lui permettant de se procurer des services de flexibilité (Compteur intelligent, clients AMR). Il est informé des actions des agrégateurs techniques et est compensé en cas d'action non annoncée de ces derniers. Il achète et vend des services de flexibilité sur le marché.

Energy Services Company : Il vend des services de flexibilité sur le marché.

Client final (AMR, CI, TCC) : Il offre de la flexibilité aux intermédiaires précités et est rémunéré pour l'activation de cette flexibilité.

e. Planning GT3

- 20/09 : **Session 1**
 - Précision sur l'objet et la méthode du GT3
 - Discussion sur les moyens d'actions permettant l'intégration des productions EnR (gestion de la demande, accès flexibles, renforcements réseau, stockage, délais, ...).
 - Processus à mettre en œuvre pour la gestion de la demande.
- 04/10 : **Session 2**
- 18/10 : **Session 3**
- 08/11 : **Session 4**
- 22/11 : **Session 5**

ANNEXE 51: COÛT – BÉNÉFICE DES INVESTISSEMENTS RÉSEAU

Type	Présentation
Date	20/09/2011
Structure	GT3
Evènement	Session 1
Intitulé	Coût – Bénéfice des investissements réseau.
Auteur	CWaPE
Statut	Pour réaction



GT3

« *Coût bénéfique des investissements réseau* »

CWaPE, le 20 septembre 2011



REDI est un groupe de réflexion

- Assure la concertation entre acteurs concernés
- Rapport au GW sur les priorités d'investissement dans les réseau
- Afin
 - d'assurer l'intégration des productions décentralisées
 - d'impliquer tous les utilisateurs de réseau dans l'optimisation du système (local et global)
 - de permettre l'optimisation économique de l'adaptation des réseaux



GT 1 « Productions décentralisées »

Quantifier et localiser les contraintes

GT 2 « Consommateurs finals »

Potentiel disponible pour impliquer les consommateurs

GT3 « Coût – bénéfice des investissements réseau »

Conception et mise en œuvre des réponses

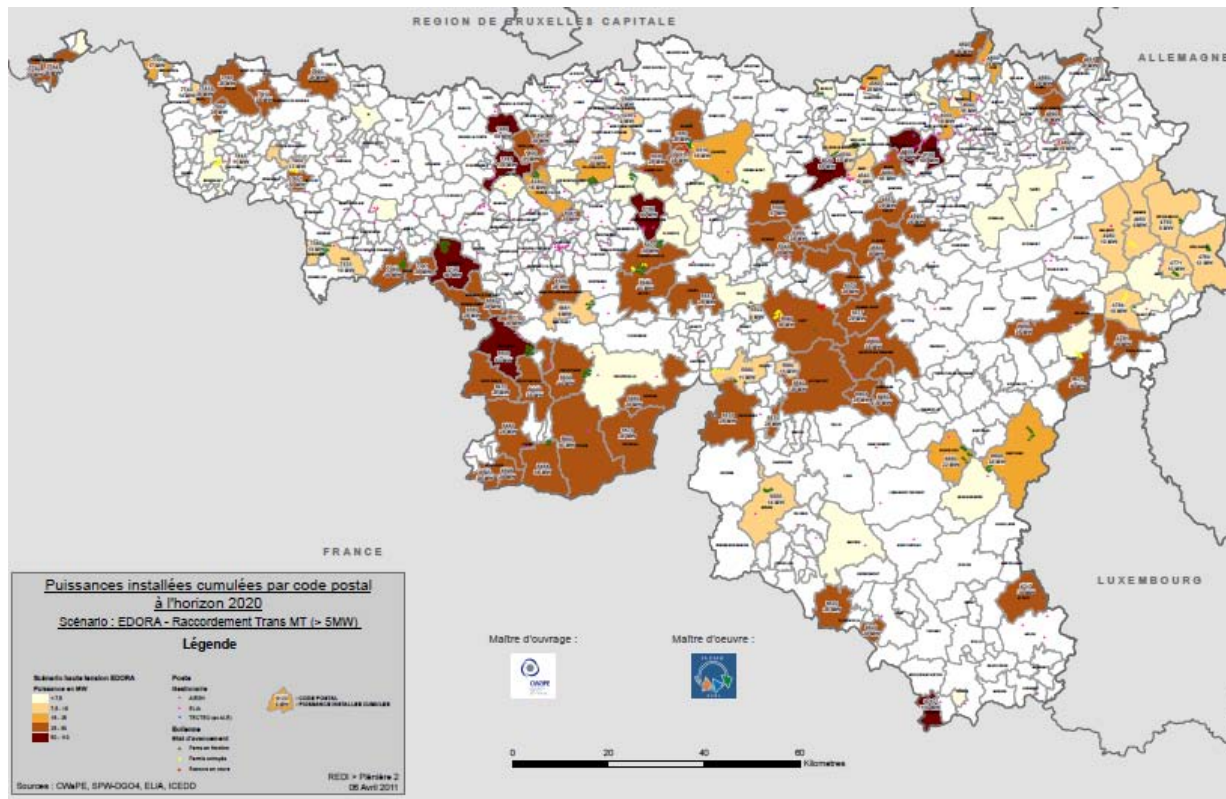


- Perspectives d'évolution des productions décentralisées (2 scenarii) à l'horizon 2020

	Scenario <i>Edora adapté</i>		Scenario <i>CWaPE PMDE 2011</i>	
	Puissance (MW)	Production (GWh)	Puissance (MW)	Production (GWh)
<i>Eolien</i>	2.114	4.490	1.529	3.250
<i>PV</i>	1.552	1.319	1.271	1.080
<i>Cogénération</i>	1.212	6.532	1.115	5884
<i>Biomasse pure</i>	191	1.350	80	450
<i>Hydraulique</i>	138	479	128	440
<i>Géothermie</i>	20	166	0	0
TOTAL	5.227	14.336	4.122	11.104



- Réparties sur le territoire wallon





- Diagnostic des problèmes engendrés par une intégration accrue des productions décentralisées

Phénomènes de surtension:

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

Etude de cas n°2 « Transformateur basse tension »

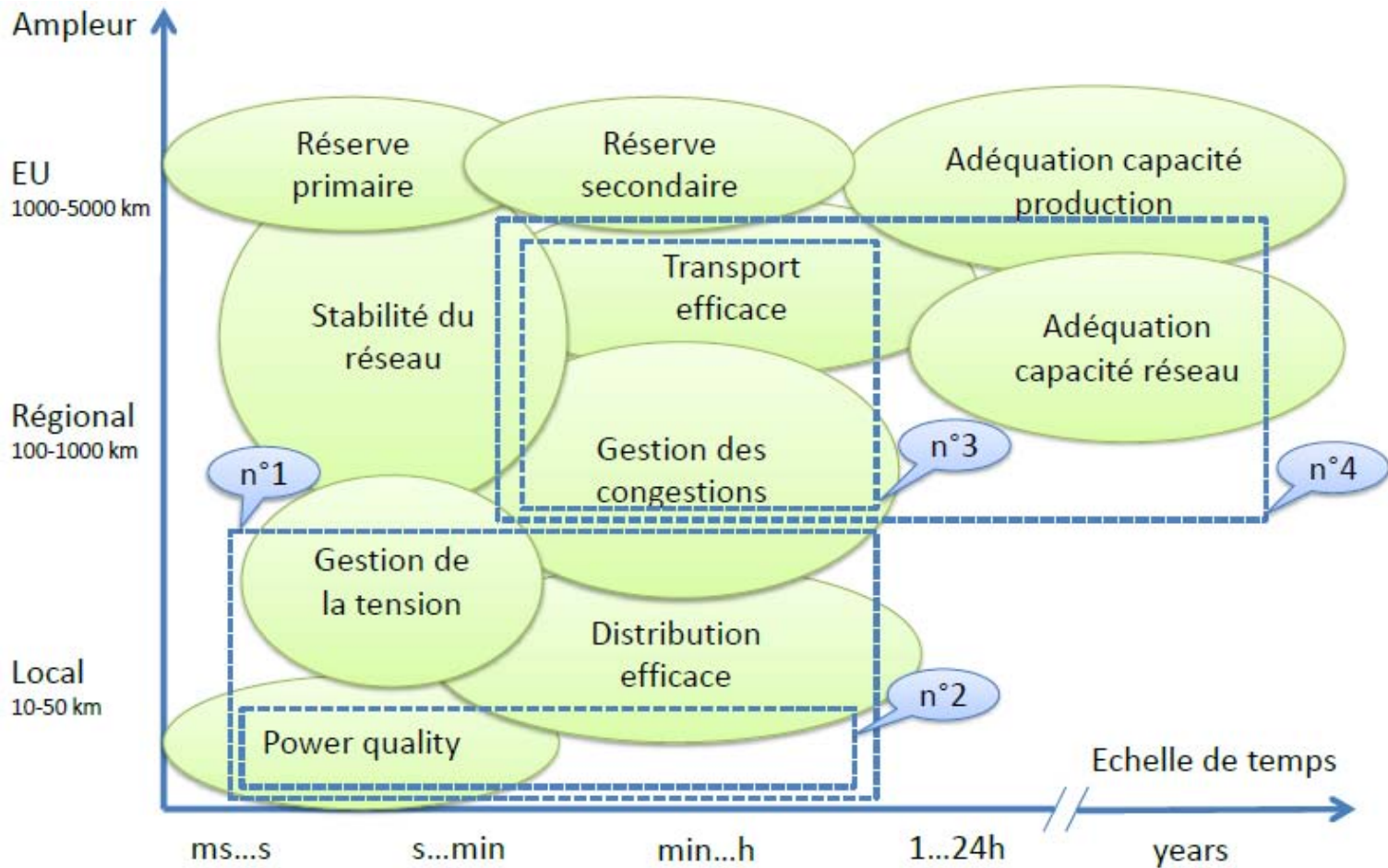
Phénomènes de congestion:

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

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



- Impact sur l'entière du système électrique



Impacts production décentralisée (IEA Wind Agreement)



Pistes de solution pour atténuer cet impact :

- Besoin accru de flexibilité
- Réalisable au niveau de l'injection (raccordement flexible) et du prélèvement (déplacement des charges, dispositifs de stockage)
- Déplacement de charge économiquement prometteur
 - Etude du potentiel disponible
 - Réflexions préliminaires sur les moyens de le réaliser



Potentiel de déplacement de charge en Région Wallonne

- Déplacement de charge: charge que l'on peut déplacer dans le temps sans diminuer l'utilité que le consommateur peut en retirer (exemple: relance des compteurs exclusif de nuit durant l'après-midi)
 - Impact sur la consommation nul (≠ effacement)
 - Déplaçable 15h, 4h, 1h ou 15 minutes.
 - Secteurs résidentiel, tertiaire, industriel
 - En 2010 et 2020
 - En termes de puissance appelable et de volume déplaçable



Potentiel disponible de déplacement de charge en Région Wallonne

	Résidentiel		Tertiaire	
	GWh	MW	GWh	MW
2010	1.232	6.213	1908	446
	18%	17.5%	34%	30%
2020	3.749	10.828		
	45%	30%		



Potentiel réalisable de déplacement de charge en Région Wallonne

- Définition de configurations permettant de réaliser le potentiel des clients BT (< 56 kVA)
 - Configuration n°1 « multihoraire 2010 » (existant)
 - Plages horaires différenciées, tarifs par plages horaires (compteurs bihoraires et exclusifs de nuit)
 - Gestion de la charge manuelle ou sur base d'un contact mis à disposition du client
 - Déplacement des charges 15h et 4h (partiellement)

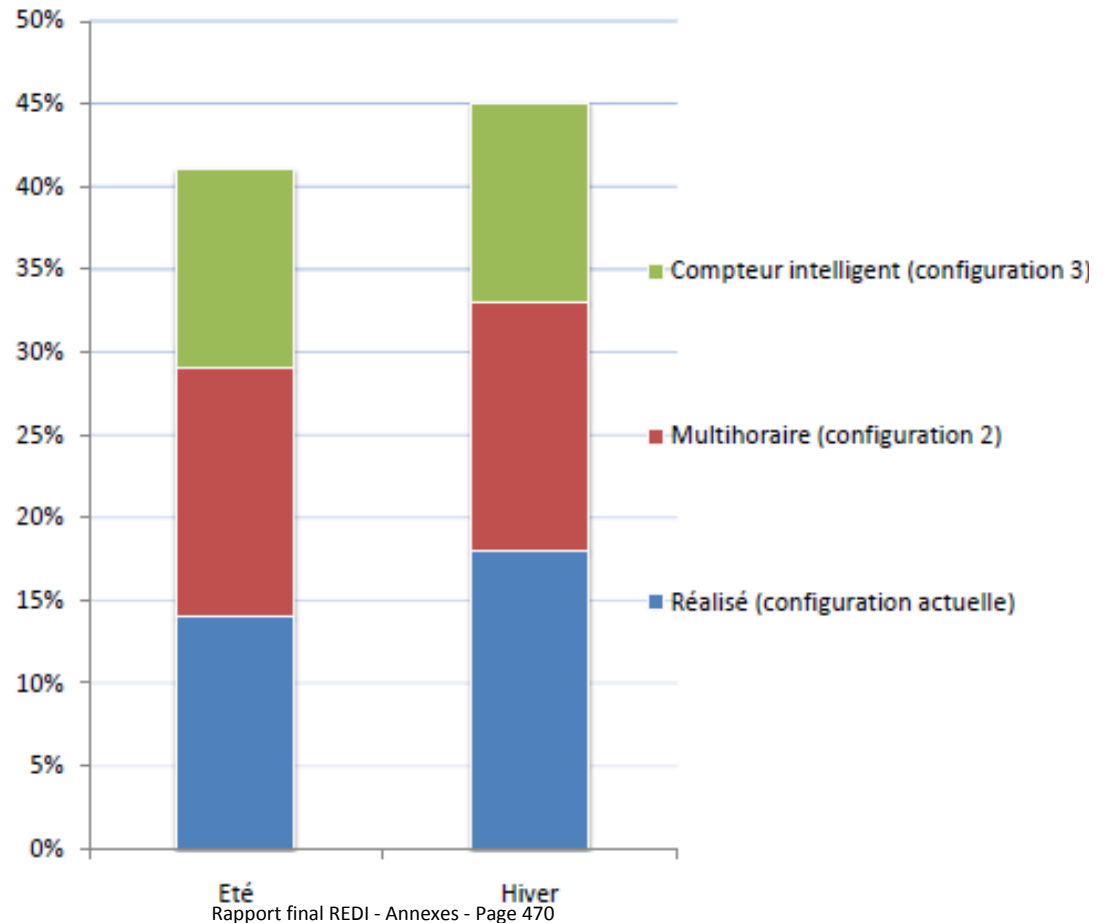


- Configuration n°2 « multihoraire 2020 »
 - Plages horaires de tarification ajustées en temps réel ou suivant des horaires variables annoncés à l'avance
 - Gestion automatique partielle de la charge (Compteurs bihoraires et exclusifs de nuit)
 - Déplacement des charges 15h et 4h (totalement)
- Configuration n°3 « smart meter 2020 »
 - Multihoraire 2020 + utilisation d'un compteur intelligent (enregistrement des données ¼ horaires)
 - Plages horaires individualisées
 - Déplacement de toutes les charges déplaçables (15 minutes , 1h, 4h, 15h)



Potentiel réalisable de déplacement de charge en Région Wallonne des clients BT (<56 kVA)

Pourcentage de la consommation déplaçable:





Pistes de solutions relatives à la mise en œuvre de la gestion active de la demande:

- Industrie (> 100 kVA)

AMR (obligatoire) → - fournisseur/ARP
- aussi à la demande du GR (avec compensation)

- BT (> 56 kVA)

AMR (à l'avenir) → - fournisseur/ARP
- aussi à la demande du GRD (exceptionnel, avec compensation)



Pistes de solutions relatives à la mise en œuvre de la gestion active de la demande:

- BT (< 56 kVA)
 - Clients ayant des applications importantes déplaçables (voiture électrique, chauffage à accumulation, PAC, airco, ECS...) **et** désirant se doter d'une domotique sophistiquée
- Smart meter → - fournisseur
- aussi à la demande du GRD (exceptionnel avec compensation)
- Clients SLP
- TTC → - compteurs multihoraires → horaires adaptés → GRD
- lorsque modifications horaires : information aux fournisseurs et aux clients
 - le sourcing est adapté en fonction des plages horaires retenues



- Objet
 - Evaluation des mesures envisagées au regard de leur contribution à une plus grande flexibilité dans la gestion des réseaux

- Flexibilité
 - Capacité du système électrique à modifier production ou consommation pour gérer la variabilité et maintenir la fiabilité
 - Rien de nouveau ! (Contingences, variabilité de la demande)
 - Contexte différent (Variabilité croissante de la production, unbundling)



- Modèle de marché
 - GRT : balancing (équilibre global)
 - Fournisseur / ARP: commodity (correspondance achat et vente)
 - GRD: congestions locales (maintien de l'accès à son réseau)

Notion de flexibilité appréhendée différemment selon ces trois points de vue, nécessité de respecter les rôles et responsabilités des acteurs pour mettre en œuvre des mesures cohérentes



- Mesures envisagées
 - Mesure traditionnelle:
 - Développement et renforcement des réseaux
 - Contraintes de délai et d'investissement
 - Mesures complémentaires:
 - Raccordement avec accès flexible
 - Gestion active de la demande (déplacement des charges)
 - Stockage



- Raccordement flexible: principe

L'objectif du raccordement ou de l'accès flexible est de permettre le raccordement de toute unité de production, rentable et finançable, même lorsque les capacités du réseau ne permettent pas une injection sans conditions.

Dans certains cas, il serait cependant économiquement déraisonnable de renforcer le réseau local pour permettre une injection maximale en toutes circonstances alors que l'installation de production bénéficie généralement déjà d'une disponibilité (en termes de probabilité) très importante de sa capacité d'injection maximale.

CWaPE, Note de réflexion sur le raccordement flexible soumise au GT1, Septembre 2011



- Raccordement flexible: indemnisation / compensation

Après un certain délai, la flexibilité imposée aux nouvelles unités de production impliquerait une indemnisation pour compenser le manque à gagner du producteur.

Tandis que les anciennes unités pourraient offrir de la flexibilité contre rémunération pour éviter des congestions locales.



- Gestion active de la demande:

- Déplacement de charge (multihoraire 2010) – redéfinition des heures creuses durant l'après-midi

- Déplacement de charge (multihoraire 2020 pour clients SLP) – pilotage de la demande par le GRD

- Déplacement de charge (smart meter 2020, AMR) – pilotage de la charge par le fournisseur

- Potentiel important, infrastructure disponible (multihoraire 2010)

- Gestion des congestions locales

- Diminution des pertes techniques



- Stockage

Une technique couteuse?

Qui la met en œuvre?

- Producteur
- Consommateur
- Gestionnaire de réseau



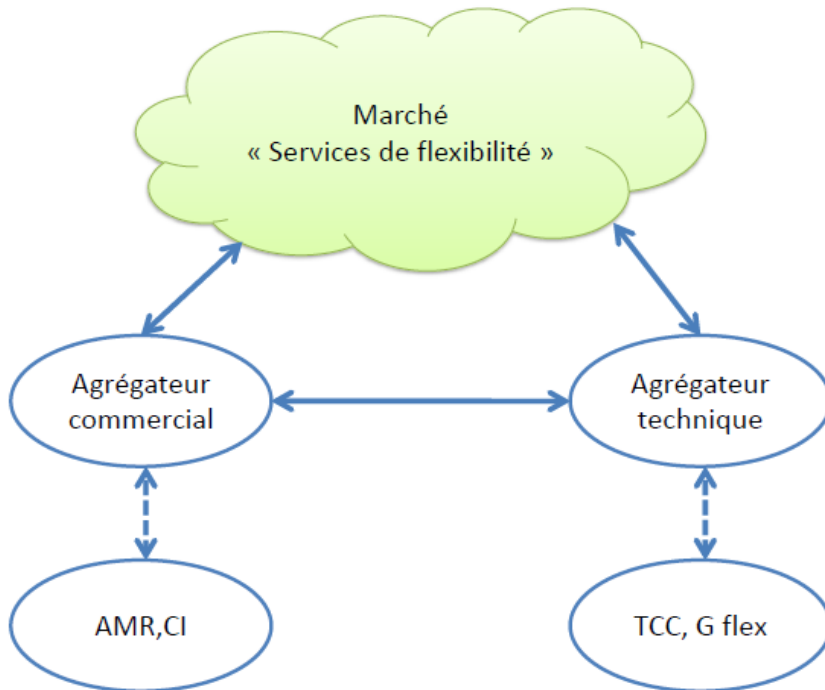
Ces alternatives n'éviteront pas le renforcement et le développement du réseau là où c'est nécessaire MAIS pourraient constituer des références pour évaluer la rationalité économique des investissements.

- Améliorer le rapport coût – bénéfice des investissements réseau:
 - Réaliser un potentiel de flexibilité suffisant
 - Au moindre coût pour la collectivité
 - Pour un niveau de fiabilité raisonnable



- Mise en œuvre des mesures

Echanges financiers, physiques et d'information



Agrégateur commercial: fournisseur, ARP, ESCO

Agrégateur technique: GRT (au niveau belge)

GRD (au niveau local)

Modèle du balancing transposable à la gestion des congestions locales ?



Processus envisagés:

Raccordement flexible – indemnisation différée pour nouveaux raccordements

Déplacement de charge (multihoraire 2010) – redéfinition des heures creuses durant l'après-midi

Déplacement de charge (multihoraire 2020) – pilotage de la demande par le GRD

Déplacement de charge (smart meter 2020, AMR) – pilotage de la charge par le fournisseur

Stockage



- Nos attentes concernant la contribution des membres du GT3:

Pour les processus envisagés, nous faire part des contraintes propres aux rôles et responsabilités qui pourraient constituer des barrières à la mise en œuvre de mesures efficaces.

- Questions spécifiques:

- Quel est l'impact pour un fournisseur d'un déplacement de charge (non annoncé) enclenché par le GRD pour des clients SLP?
- Endéans quel délai un déplacement de charge peut-être suffisamment pris en compte pour atténuer cet impact ?
- Quel est l'intérêt financier pour un fournisseur de faire correspondre le billing et le sourcing en fonction des plages horaires définies par le GRD ?

ANNEXE 52: PROCÈS-VERBAL

Type	Procès-verbal
Date	04/10/2011
Structure	GT3
Evènement	Session 2
Intitulé	Procès-verbal
Auteur	CWaPE
Statut	Approuvé



Procès-verbal – Session 2
Groupe de Travail 3 « Coût – Bénéfice des investissements réseau » - REDI

Date et lieu : 4 octobre 2011 (AM), CWaPE

Présences

Acteur	Membre	Organisation
Fournisseur	Frank SCHOONACKER	SPE
	Bernard PHILIPPART DE FOY	Electrabel
	Annemie GODTS	Electrabel
	Pierre DUBOIS	Lampiris
Gestionnaire du réseau de distribution	Bernard HAINE	ORES
	Olgan DURIEUX	ORES
	Jean-Michel SOORS	Tecteo
	Roger LE BUSSY	Régie de Wavre
Gestionnaire du réseau de transport	Thierry SPRINGUEL	Elia
Consultant	Waseem KHAN	Cap Gemini
Région Wallonne	Ginette BASTIN	Cabinet du Ministre Nollet
Régulateur	Francis GHIGNY	CWaPE
	Stéphane RENIER	CWaPE
	Frédéric TOUNQUET	CWaPE
	Jean-François SARTIAUX	CWaPE

Ordre du jour

- 1) Approbation du procès verbal de la réunion précédente
- 2) Impact des mesures de gestion active de la demande
Les fournisseurs feront part des contraintes liées à leur rôle de responsable d'équilibre et qui pourraient constituer des barrières à la mise en œuvre de mesures de gestion active de la demande pilotées par le gestionnaire de réseau de distribution. Ils seront aussi invités à se prononcer sur les processus de déplacement de charge présentés lors de la session précédente du GT3 (multihoraire 2010, multihoraire 2020 et smart meter 2020).
- 3) Réactions (GRD)
Les gestionnaires de réseau de distribution pourront également communiquer leur point de vue sur ces processus, de manière à identifier les priorités d'investissement et les barrières à la mise en œuvre de ceux-ci.
- 4) Suite des travaux

Procès-verbal

Approbation du procès verbal de la réunion précédente

Compte tenu des remarques apportées par Frédéric LEFEVRE et des précisions apportées en séance, le procès verbal est approuvé.

Ces précisions portent sur les caractéristiques et limites du dispositif de télécommande centralisée. Olgan DURIEUX précise que la TCC n'est pas assimilable à un système temps réel, notamment au vu du délai nécessaire à l'émission des télégrammes (exemple : 102 s pour émettre un télégramme PULSADIS). Roger LE BUSSY indique qu'il existe également une contrainte de puissance qui limite le nombre d'émissions des télégrammes. Olgan Durieux précise que la TCC est un outil préventif et pas réactif.

Impact des mesures de gestion active de la demande

Présentation de Frank SCHOONACKER (FEBEG)

Frank SCHOONACKER décrit le processus d'équilibre opérationnel sur base des étapes suivantes :

- Nominations : le responsable d'équilibre annonce en J-1 les prélèvements et injections des points d'accès dont il a la charge, ainsi que les achats et vente d'énergie sur le marché de gros. C'est un processus indicatif.
- Gestion intraday : le jour J, les ARP disposent de différents leviers pour adapter leurs injections. S'il y a un déséquilibre (quantités mesurées), ELIA active ses contrats de réserve et

établit la facture de déséquilibre à destination de chaque ARP. Les factures pour déséquilibre sont adressées mensuellement aux ARP. Il s'agit d'un processus obligatoire à fréquence quart-horaire.

- Infeed : 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 gestionnaires de réseau. Ce processus est réalisé sur base mensuelle et permet également d'obtenir le résidu.
- Allocation : En M+15j, les données d'allocation sont transmises aux responsables d'équilibre/fournisseur. Les quantités quart-horaire sont ventilées par types de clients (AMR, MMR, YMR) de l'ARP considéré. Le résidu d'allocation est mutualisé sur les quantités allouées aux clients à relève manuelle (MMR, YMR) sur base des profils synthétiques de charge (SLP).

Les fournisseurs souhaiteraient obtenir des renseignements de la part des GRD leur permettant de quantifier les problèmes éventuels.

Concernant le premier slide (présentation de l'équilibre déterminé pour chaque quart-d'heure pour l'ensemble de la zone de réglage), Thierry SPRINGUEL précise qu'aucune facturation n'est appliquée pour de mauvaises nominations. Frank SCKOONACKER répond qu'effectivement, aucune facturation n'est appliquée pour l'instant mais que les tarifs existent et pourraient peut-être être appliqués en cas de nominations imprécises.

Chaque ARP est responsable de l'équilibre sur l'ensemble de la zone de réglage pour les points d'accès dont il a la charge (correspondance Infeed / Sourcing). La facturation d'un déséquilibre éventuel est alors basée sur les données mesurées en temps réel.

Le second slide présente une courbe S22 et met en évidence le résidu. Frank SCHOONACKER pose la question de l'impact d'un changement d'horaire sur ce résidu. Francis GHIGNY répond que l'impact est réduit si le résidu est bien connu.

Le troisième slide présente le profil mesuré sur le réseau TECTEO. On y relève une pointe aux environs d'1 heure du matin, probablement due aux relances effectuées l'après-midi sur ce réseau.

Présentation de Pierre DUBOIS (LAMPIRIS)

Pierre Dubois rappelle dans un premier temps les différentes étapes associées à la gestion de l'équilibre opérationnel pour lequel son organisation remplit le rôle de responsable d'équilibre (ARP).

Pour gérer l'équilibre entre production et consommation de son portefeuille de clients, un ARP est libre dans le 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.

Ginette BASTIN (Cabinet du Ministre Nollet) s'interroge sur la répartition du résidu vers les différents ARP au moyen des profils SLP ainsi que sur la comparabilité des modèles de prévision utilisés.

Pierre DUBOIS précise que les profils SLP sont communs à tous les fournisseurs et appliqués indifféremment, 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 sa seule clientèle. Pierre DUBOIS ajoute que les modèles prévisionnels s'adaptent et s'affinent au fur et à mesure en prenant comme exemple le printemps dernier où les prévisions ont dû être adaptées suite au temps ensoleillé et donc la forte production photovoltaïque inhabituelle. Francis GHIGNY précise qu'en pratique les modèles utilisés par les fournisseurs sont relativement comparables.

Pierre DUBOIS indique donc que 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.

Thierry SPRINGUEL (ELIA) s'interroge sur l'intérêt pour le marché de disposer de courbes SLP spécifiques aux petits producteurs photovoltaïques. Francis GHIGNY indique qu'une prise en compte du profil de ces consommateurs impliquerait la définition de profils SLP différenciés par registre de comptage, lesquels seraient alimentés par des EAV spécifiques (cohérents avec la différenciation des SLP et comprenant un EAV de production). Il attire également l'attention des participants sur le fait que pour prendre en compte les productions photovoltaïques dans le processus d'équilibre opérationnel, seule la puissance 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. Enfin, il rappelle que l'installation de compteurs intelligents pour ces clients, comme réclamés par certains acteurs de marché, ne ferait qu'introduire un risque plus important pour le fournisseur puisqu'il perdrait l'avantage de la mutualisation propre aux profils SLP.

Sur base de courbes illustrant l'évolution des prix du marché de gros (Belpex), Pierre DUBOIS montre que l'impact de la production photovoltaïque est limité et que les heures creuses de la semaine sont la nuit.

L'impact d'un déplacement de la demande vers l'après-midi 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 acheté durant les heures pleines.

Sur base de ce constat, Pierre DUBOIS émet une suggestion qui permettrait de réaliser un potentiel de déplacement de charges afin d'atténuer l'ampleur des surtensions provoquées par les installations photovoltaïques tout en limitant l'impact dans le chef du fournisseur/ARP.

Afin de résoudre les problèmes locaux de surtension, il suggère de ne basculer en heures creuses durant l'après-midi qu'un nombre limité 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 pourrait 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 fournisseur serait 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.

Francis GHIGNY demande si à plus long terme il est possible que les prix soient impactés par la présence d'unités de production photovoltaïque. Bien que cela soit une éventualité, Frank SCHOONACKER pense que le couplage pentalatéral des marchés via la plateforme Belpex réduit fortement cet impact, à court terme du moins. Il rappelle également que le sourcing du fournisseur ne repose pas entièrement sur le marché day ahead. Le portefeuille de clients est couvert par des contrats à long terme, tandis qu'à moyen terme, le fournisseur achète sur Belpex des quantités en baseload. L'optimisation en intraday prend ensuite le relais pour ajuster le déséquilibre à la marge.

Les participants échangent à propos des modalités de mise en œuvre. 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 était adressée aux ARP avant 11h la veille compte tenu des contraintes de nomination.

Olgan DURIEUX rappelle que la TCC a pour principe la diffusion de masse (« broadcast »), comparable au système de diffusion radio. La TCC n'a pas été conçue pour un adressage spécifique et pour réaliser des émissions à fréquence soutenue. Il précise qu'il est techniquement possible de réaliser des relances durant l'après-midi des télégrammes actuels mais cela impliquerait un basculement de tous les compteurs situés sur la zone desservie par le signal. Il rappelle la diversité des installations TCC (code, fréquence, matériel) pour les zones desservies ainsi que les limites d'adressage. Il rappelle que le potentiel de déplacement de charge a été évalué sur base théorique et s'interroge sur sa réalisabilité (on fait l'hypothèse que les clients vont consommer de manière significative pendant une tranche horaire qui ne leur convient pas forcément, ce qui n'est pas vérifié), notamment dans le cas où ces problèmes de surtension sont localisés sur des réseaux ruraux peu denses.

Francis GHIGNY rappelle que l'examen des données d'Infeed d'ORES a permis de quantifier une part non négligeable de la consommation qui était effectivement déplacée par le basculement des plages horaires. La gestion active de la demande viserait toutefois à limiter l'occurrence de surtensions sans pour autant résoudre l'ensemble des incidents.

Olgan DURIEUX considère qu'une expérimentation du mécanisme est toutefois nécessaire pour en valider les hypothèses et en garantir l'effectivité.

Francis GHIGNY considère que le déclenchement des onduleurs des unités photovoltaïques suite à des phénomènes de surtension pourrait être assimilable à une forme d'accès flexible. Il informe les participants que la révision des dispositions décrétales concernant les accès flexible ouvrirait par conséquent un droit à l'indemnisation.

Pierre DUBOIS juge que dans ce cadre, il serait pertinent que le gestionnaire de réseau utilise en priorité le basculement des heures creuses l'après-midi à titre préventif, afin d'éviter une éventuelle

indemnisation. Cela permettrait finalement d'évaluer la nécessité de réaliser des investissements dans le renforcement de la portion du réseau concernée.

Annemie GODTS émet des réserves quant à l'impact d'une modification des horaires de basculement. Elle concède que l'utilisation des profils SLP mutualise le risque lié à la gestion du résidu mais 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. D'autre part, l'impact lié à la désynchronisation de l'achat et la vente d'énergie doit être évalué plus en profondeur.

Roger LE BUSSY considère qu'un incitant tarifaire est nécessaire pour faciliter la participation du consommateur au mécanisme de déplacement de charge. Ce dernier devra en effet poser un choix, qui devrait s'inscrire dans le cadre de la relation contractuelle le liant au fournisseur.

Francis GHIGNY reconnaît l'importance de proposer un incitant au consommateur, sans qu'il ne doive forcément être de nature tarifaire, le déplacement des charges associées aux compteurs interruptibles ne nécessitant pas d'investissement supplémentaire de la part du client. Dans le cas du bihoraire, cela dépendra de la volonté du client.

Francis GHIGNY remercie les membres pour leur participation et indique que la prochaine session se tiendra le mardi 18 octobre (9h30 – 12h30, locaux CWaPE). Les participants recevront une information à propos des accès flexibles abordés lors des dernières réunions du GT1. Les processus de gestion active de la demande seront ensuite approfondis, notamment en ce qui concerne le basculement des heures creuses durant l'après-midi.

ANNEXE 53: GÉRER L'ÉQUILIBRE PRODUCTION-CONSOMMATION

Type	Présentation
Date	04/10/2011
Structure	GT3
Evènement	Session 2
Intitulé	Gérer l'équilibre production- consommation.
Auteur	LAMPIRIS
Statut	Position paper



100% ENERGIE VERTE - 100% GROENE ENERGIE

L'équilibre du fournisseur...

...fond au soleil ?

Namur, 4 octobre 2011

Gérer l'équilibre production-consommation

- ✱ Le responsable d'équilibre (ARP) doit annoncer tous les jours pour le lendemain, pour les 96 ¼ d'heure :
 - La production
 - La consommation
 - Ses achats et ventes sur le marché de gros.
- ✱ Le tout doit être équilibré pour chaque ¼ d'heure. C'est indicatif.
- ✱ Le jour J, s'il y a un déséquilibre (L'ARP a trop ou trop peu d'énergie), ELIA ajoute ou retire l'énergie et facture un surcoût supérieur au prix de marché Belpex. Ceci est calculé indépendamment pour chaque ¼ d'heure.

Gérer l'équilibre production-consommation

- ✱ Le responsable d'équilibre est libre dans la méthode qu'il utilise pour prévoir les productions et consommations :
 - Le SLP, l'historique de consommation, le temps
 - La température
 - L'ensoleillement
 - Le vent
 - Les jours fériés, les ponts...
 - Les annonces des producteurs/consommateurs

- ✱ L'arrivée de productions renouvelables complexifie les prévisions

Gérer l'équilibre production-consommation

- ✱ Dans son portefeuille de consommateurs, sont arrivés des éléments perturbateurs :
 - Le consommateur autoproducteur n'apparaît plus que pour un volume dérisoire mais perturbe la prévision puisque :
 - Il fait baisser la consommation apparente des ARP à certains moments et
 - Fait augmenter la consommation apparente à d'autres moments (surtout en hiver).
- ✱ Le Fournisseur (ARP) n'est pas informé de l'équipement photovoltaïque des particuliers.
- ✱ Le risque de déséquilibre augmente, engendrant un surcoût.

Exemple d'hier et d'aujourd'hui

✱ Voir site Elia :

<http://www.elia.be/repository/pages/dcc1bcadbe354691bf94c358bb7d066f.aspx>

✱ L'impact de la production solaire est grand

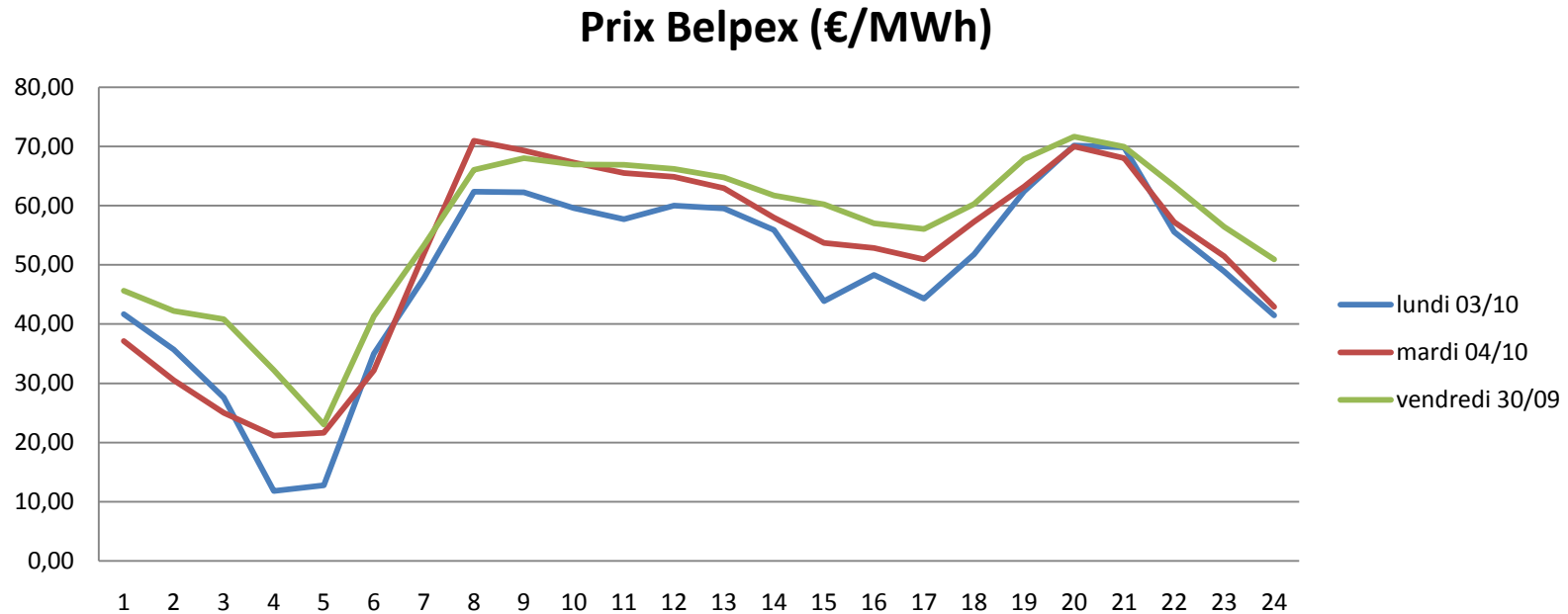
✱ La consommation reste élevée l'après-midi.

✱ Le déséquilibre est souvent plus important

✱ Le parc photovoltaïque est en constante augmentation, l'historique du phénomène est court et le passé sous-estime l'impact futur.

✱ Le fournisseur / ARP ne connaît ce qui s'est passé aujourd'hui que 1 à 2 mois après par les allocations.

Impact sur le prix



✱ L'impact du solaire sur le prix est limité.

✱ Les heures vraiment creuses sont la nuit.

Impact d'un déplacement de la demande vers l'après-midi

- ✱ Si dans l'après-midi un grand nombre de compteurs passent en heure creuse :
 - C'est un élément perturbateur qui s'ajoute dans la prévision
 - L'impact en volume est difficilement estimable et inégal
 - Le fournisseur devra facturer au tarif de nuit de l'énergie qu'il aura dû fournir au tarif de jour.

- ✱ Pour un fournisseur il est déjà pénalisant d'avoir des autoproducteurs photovoltaïques résidentiels, ceci aggraverait la situation.

Suggestion

- ✱ Si le problème est local, il faudrait une réponse locale
- ✱ Basculer en heure creuse l'après-midi est acceptable tant que ça ne concerne qu'un nombre limité d'EAN.
- ✱ Le compteur bascule en heure creuse grâce à un signal reconnu par le compteur.
- ✱ Pour les parties de réseau affectées par la congestion, pourquoi ne pas modifier l'EPROM des compteurs concernés pour qu'uniquement ceux-là réagissent à un signal spécifique d'heure creuse l'après-midi.

Avantages

- ✦ Le GRD ne modifie l'EPROM que quand le problème survient, uniquement là où c'est justifié par le problème de congestion
- ✦ L'évolution du nombre des zones et de raccordements concernés est facilement monitoré.
- ✦ Les GRD peuvent en informer le régulateur et les fournisseurs et envisager des actions alternatives quand on s'approche des limites acceptables pour les fournisseurs (nombre d'EAN).

Raccordement conditionnel

- ✦ On parle de raccordement conditionnel pour les producteurs, est-ce discutable pour les particuliers ?
- ✦ Si le déplacement de la demande atteint ses limites, l'onduleur qui décroche peut être la solution qui économiquement et collectivement serait plus défendable qu'un renforcement réseau.

ANNEXE 54: PROCÈS-VERBAL

Type	Procès-verbal
Date	18/10/2011
Structure	GT3
Evènement	Session 3
Intitulé	Procès-verbal
Auteur	CWaPE
Statut	Approuvé



Procès-verbal – Session 3
Groupe de Travail 3 « Coût – Bénéfice des investissements réseau » - REDI

Date et lieu : 18 octobre 2011 (AM), CWaPE

Présences

Acteur	Membre	Organisation
Fournisseur	Frank SCHOONACKER	SPE
	Bernard PHILIPPART DE FOY	ELECTRABEL
	Antoine THOREAU	NUON
	Pierre DUBOIS	LAMPIRIS
Gestionnaire du réseau de distribution	Michel LEFORT	ORES
	Olgan DURIEUX	ORES
	Roger LE BUSSY	RÉGIE DE WAVRE
Gestionnaire du réseau de transport	Thierry SPRINGUEL	ELIA
Consultant	Waseem KHAN	CAP GEMINI
Région Wallonne	Ginette BASTIN	Cabinet du Ministre Nollet
	Muriel HOOGSTOEL	Service public de Wallonie (DGO4)
Régulateur	Francis GHIGNY	CWaPE
	Vincent VANHERCK	CWaPE
	Frédéric TOUNQUET	CWaPE
	Jean-François SARTIAUX	CWaPE

Ordre du jour

1) Approbation du procès verbal de la réunion précédente

2) Etat des réflexions concernant les accès flexibles

Les participants recevront un feedback des travaux du GT1 réunissant producteur et gestionnaires de réseau concernant les accès flexibles

3) Examen des processus de gestion active de la demande

Les processus présentés lors des sessions précédentes seront approfondis, en particulier le basculement local et ponctuel des heures creuses l'après-midi. L'impact de ce mécanisme pour les fournisseurs sera abordé ainsi que les modalités de mise en œuvre (définition de nouveaux horaires, processus de décision et de prévision).

4) Suite des travaux

Procès-verbal

Approbation du procès verbal de la réunion précédente

Compte tenu des remarques apportées par Olgan DURIEUX (ORES) et des précisions apportées en séance, le procès verbal est approuvé.

Etat des réflexions concernant les accès flexibles

Présentation du PV de la Session 5 du GT1 par Francis GHIGNY

Francis GHIGNY commente le procès-verbal (projet) de la dernière session du GT1 afin d'informer les membres du GT3 des résultats des discussions relatives aux accès flexibles. Ces discussions s'inscrivent dans la suite des travaux réalisés par Synergrid en vue de la rédaction d'une annexe au contrat de raccordement. Francis GHIGNY considère que l'accès flexible est un outil adapté pour permettre le raccordement de toute production décentralisée. Au niveau régional, les plans d'adaptation soumis par les gestionnaires de réseau devront également prendre en compte les besoins d'investissement liés à l'injection dans le réseau, de manière à dépasser une logique exclusivement basée sur le prélèvement.

Pour Thierry SPRINGUEL (Elia), la politique des accès flexibles permet de maximiser la production décentralisée, sans attendre les renforcements réseau nécessaires, parfois au détriment de l'aspect équilibre de la zone. Cela peut amener Elia à mettre en œuvre ses contrats de réserve ou même à transférer cette énergie en surplus à un pays voisin (autre zone de réglage) à un prix négatif. Une possibilité supplémentaire serait de demander des services de réglage aux différents producteurs

décentralisés. Francis GHIGNY répond que cette discussion doit avoir lieu en présence des producteurs.

Présentation de Frédéric TOUNQUET (CWaPE)

Voir support de présentation.

Michel LEFORT (ORES) s'interroge si les principes directeurs sont rédigés pour le point de vue du GRD. Francis GHIGNY répond que la gestion active est décrite ici pour accepter le maximum de production avec un réseau « aux limites », donc dans le cadre des contraintes réseau, pas dans le cadre d'une gestion de l'équilibre, où d'autres mécanismes existent.

L'accent est mis sur la concertation préalable avec les fournisseurs/ARP. Le choix des heures à basculer d'heures creuses en heures pleines par exemple devra être effectué en concertation entre les acteurs concernés afin de diminuer l'impact de cette mesure sur le balancing et le sourcing.

Pour le cas des surtensions BT induites par les installations photovoltaïques, concernant les zones à identifier, Olgan DURIEUX (ORES) précise que le nombre d'installation PV raccordées n'est pas le seul paramètre, le type de raccordement et la puissance entrant notamment aussi en compte. Francis GHIGNY répond que les GRD obtiennent tous les renseignements utiles via le guichet unique.

Concernant encore la concertation avec les fournisseurs, celle-ci doit notamment porter sur la répartition des heures pleines et des heures creuses. Si on part du principe que le nombre d'heures creuses par semaine n'est pas modifié, il faut alors examiner la période où diminuer éventuellement les heures creuses en cas de transfert vers l'après-midi ainsi que l'impact au niveau sourcing de ce transfert.

A la question de Michel LEFORT (ORES) qui voudrait savoir qui devrait organiser la communication, Francis GHIGNY précise que la campagne de communication et de promotion sera réalisée par le GRD pour les zones identifiées (limitées localement).

Après cette campagne et sur base volontaire de l'URD (utilisateur du réseau de distribution), une intervention technique du GRD sera nécessaire afin de permettre le basculement des compteurs bi-horaires et des compteurs interruptibles. L'information pratique vers le client doit encore être définie à ce stade. Frank SCHOONACKER (SPE) fait remarquer que ce mécanisme ne correspond pas au mécanisme « horaires annoncés » évoqué lors de la session précédente : l'adaptation ici est très locale et ne couvre pas l'ensemble du territoire d'un GRD. Antoine THOREAU (NUON) pose lui la question de l'impact de cette mesure sur les prix de l'énergie en heures creuses. Francis GHIGNY répond que le caractère local de la mesure permettra de minimiser l'impact sur les tarifs.

Concernant les prix Belpex, Pierre DUBOIS (Lampiris) considère que les heures creuses à substituer au changement d'horaire doivent être situées dans la même journée. Olgan DURIEUX demande quel est le volume concerné et l'estimation du résultat de la mesure. Francis GHIGNY répond que le résultat dépend fortement des mesures envisagées (cibler uniquement les boilers électriques ou seulement les compteurs interruptibles alimentant en plus des nouveaux usages tels que les véhicules électriques). Olgan DURIEUX considère que la mesure devrait être quantifiée par un test-pilote de manière à valider les hypothèses envisagées.

Concernant le cas MT (éolien, ...), Francis GHIGNY précise que seuls les compteurs interruptibles seront basculés par l'envoi de signaux TCC. Cet envoi de signaux TCC en broadcast utilise les solutions actuelles, il est demandé aux GRD de pouvoir chiffrer l'investissement nécessaire pour moderniser les installations TCC.

Michel LEFORT demande si une adaptation de la structure des tarifs est prévisible à terme. Francis GHIGNY répond qu'aucune confirmation n'est pour l'instant possible quant à l'évolution des tarifs, mais il considère qu'ils devront être adaptés pour répondre aux défis posés par l'intégration accrue des productions décentralisées. L'idée est d'offrir une possibilité aux GRD de piloter une partie de la demande à coût réduit. Par contre, l'introduction progressive de tarifs différenciés par les fournisseurs via l'installation de Smart Meters diminuera le champ d'action des GRD

ANNEXE 55: GESTION DE LA DEMANDE ACTIVE

Type	Présentation
Date	18/10/2011
Structure	GT3
Evènement	Session 3
Intitulé	Gestion de la demande active
Auteur	CWaPE
Statut	Pour réaction



GT3

« *Coût bénéfice des investissements réseau* »

CWaPE, le 18 octobre 2011



Principes directeurs relatifs à la mise en œuvre des processus de gestion active de la demande

- 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 quand et où cela est nécessaire.
- Pour éviter l'impact sur le *balancing* de l'ARP, le gestionnaire de réseau de distribution communiquera au préalable son intention d'utiliser la gestion active de la demande.



Cas Basse Tension (productions photovoltaïques)

Proposition :

- Prévention des problèmes locaux de surtension
- Basculement local et ponctuel des heures creuses durant l'après-midi
- Intervention technique compteur (récepteur TCC)
- Choix des heures de basculement en concertation avec les fournisseurs
- Communication préalable aux fournisseurs avant toute action



Processus par étapes :

1. Identification des zones à risque
2. Choix des horaires de basculement en concertation avec les fournisseurs/ARP



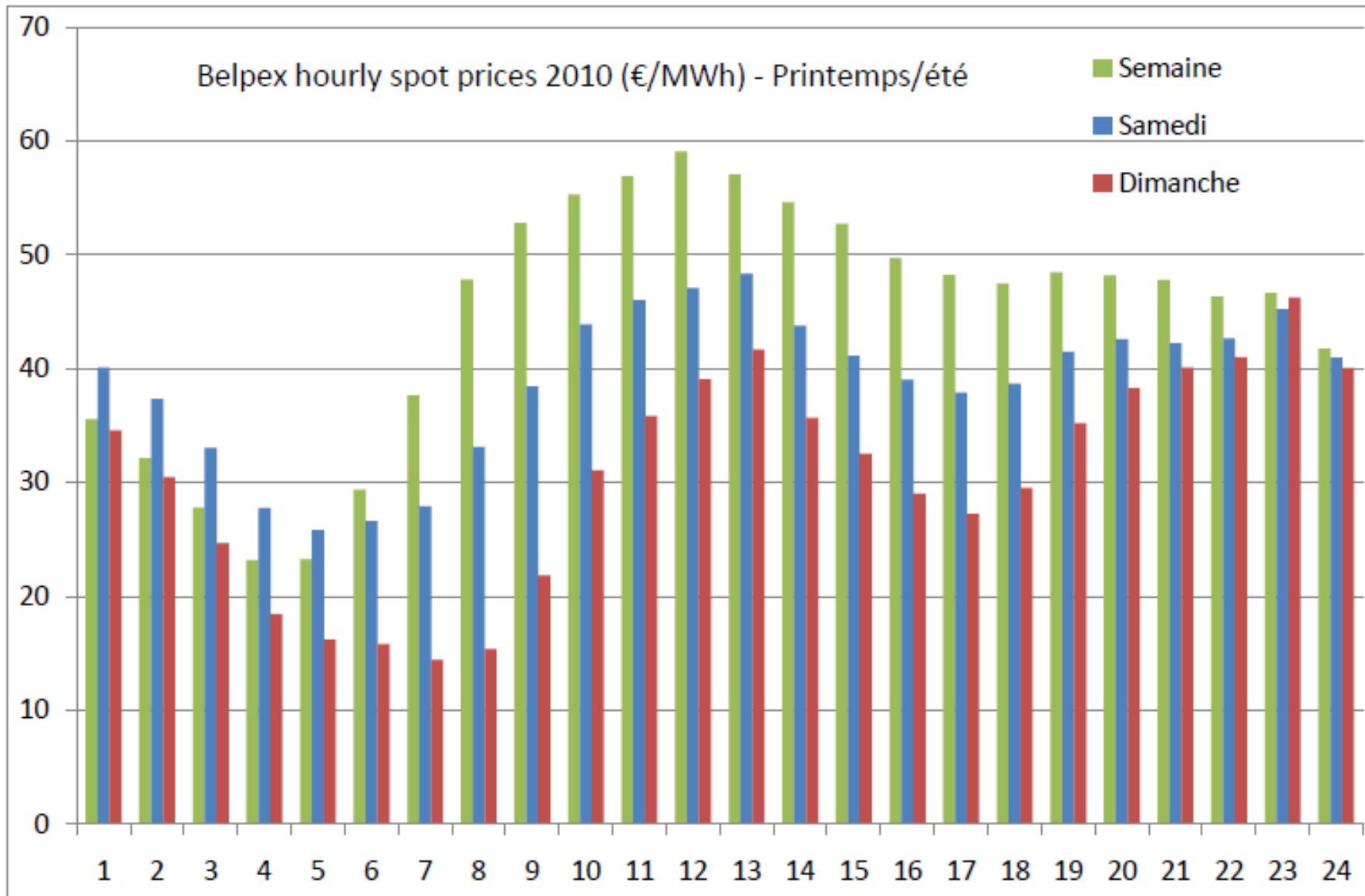
Processus par étapes :

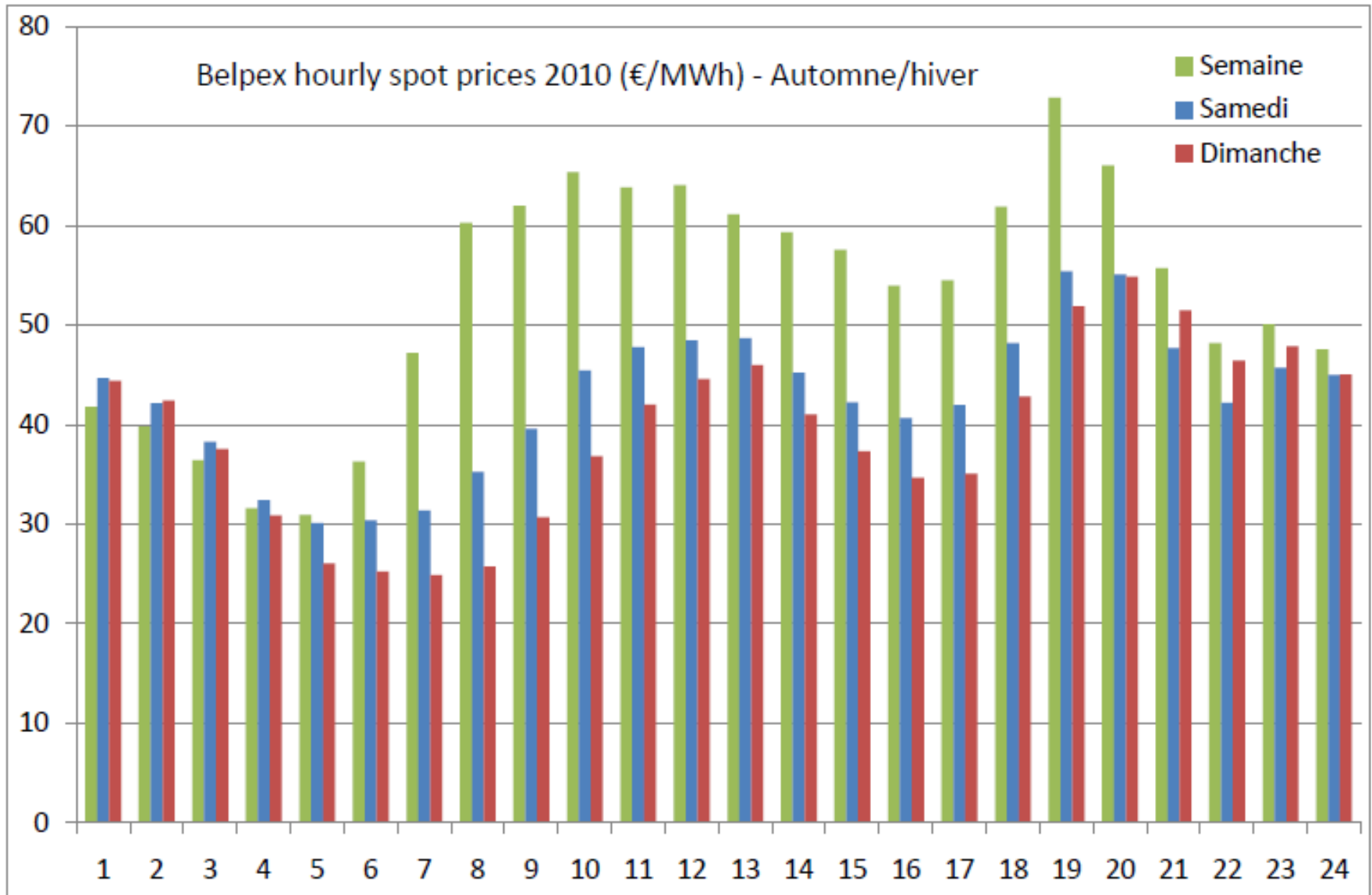
3. Campagne de communication et de promotion
4. Intervention technique au compteur
 - Bihoraire
 - Interruptible



Processus par étapes :

5. Prévion (J-1) du basculement et communication aux fournisseurs/ARP dans le cadre fixé par une concertation préalable
6. Activation TCC
 - Compteurs bihoraires
 - Compteurs interruptibles
7. Accès flexible automatique en derniers recours







Cas Moyenne Tension (productions éoliennes,...)

Proposition:

- Prévention des problèmes locaux de congestion
- Basculement local et ponctuel des heures creuses
- A plus grande échelle que le cas précédent mais pour une durée et fréquence plus faibles
- Choix des heures de basculement sur base de mesures
- Communication préalable aux fournisseurs avant toute action



Processus par étapes :

1. Prévision des problèmes de congestion sur base de mesures (monitoring des postes HT/MT, météo)
2. Choix des heures de basculement
3. Communication aux fournisseurs (J-1) dans le cadre fixé par une concertation préalable
4. Activation TCC (broadcast)
 - Compteurs interruptibles
 - Compteurs bihoraires (si intégration smart appliances via domotique)



Processus par étapes :

5. Monitoring de la zone critique
6. Demande de flexibilité aux fournisseurs (clients Smart meter et AMR)
7. Activation accès flexible par GRD

ANNEXE 56: PROCÈS VERBAL

Type	Procès-verbal
Date	08/11/2011
Structure	GT3
Evènement	Session 4
Intitulé	Procès-verbal
Auteur	CWaPE
Statut	Approuvé



Procès-verbal – Session 4
Groupe de Travail 3 « Coût – Bénéfice des investissements réseau » - REDI

Date et lieu : 8 novembre 2011 (AM), CWaPE

Présences

Acteur	Membre	Organisation
Fournisseur	Frank SCHOONACKER	SPE
	Bernard PHILIPPART DE FOY	ELECTRABEL
	Antoine THOREAU	NUON
	Pierre DUBOIS	LAMPIRIS
Gestionnaire du réseau de distribution	Michel LEFORT	ORES
	Olgan DURIEUX	ORES
	Jean-Michel SOORS	TECTEO
	Philippe DELARUE	TECTEO
Gestionnaire du réseau de transport	Thierry SPRINGUEL	ELIA
	Jean-Jacques LAMBIN	ELIA
Consultant	Waseem KHAN	CAP GEMINI
Région Wallonne	Muriel HOOGSTOEL	Service public de Wallonie (DGO4)
Régulateur	Francis GHIGNY	CWaPE
	Vincent VANHERCK	CWaPE
	Frédéric TOUNQUET	CWaPE
	Jean-François SARTIAUX	CWaPE

Ordre du jour

- 1) Approbation du procès verbal de la réunion précédente
- 2) Présentation d'ELIA concernant les prévisions de production en fonction des prévisions météorologiques
- 3) Réponses au questionnaire concernant la gestion active de la demande
- 4) Suite des travaux

Procès-verbal

Mr Jehan DECROP, représentant le cabinet du Ministre NOLLET, ne peut assister à la réunion et s'en excuse.

Approbation du procès verbal de la réunion précédente

Le projet de procès verbal de la réunion précédente est parcouru en séance et sera adapté sur base des remarques émises par Mr LEFORT et Mr SPRINGUEL. Le document modifié sera porté à la connaissance des participants pour approbation finale.

Prévisions de production sur base de données météorologiques (ELIA)

Suite aux questions adressées aux gestionnaires de réseau dans le questionnaire remis aux participants lors de la réunion précédente, Mr LAMBIN présente un exposé 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 issus des constructeurs de machine, le modèle fournit une simulation de la production en J-1 pour sous-station du réseau.

Ce modèle a été mis au point dans un premier temps par ELIA afin d'acquérir l'expertise nécessaire mais il a finalement été décidé d'acheter l'outil de simulation à un partenaire extérieur.

Mr LAMBIN présente un certain nombre d'étude 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-1, l'erreur statistique s'élève à plus de 7% tandis qu'en J-4, cette erreur atteint les 15%. 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. Elles montrent également que l'erreur de prévision augmente au fur et à mesure que l'échantillon statistique diminue, ce qui n'est pas sans incidence sur les modalités de prévention des congestions locales. Concernant le photovoltaïque, Mr LAMBIN indique que la constitution d'un échantillon représentatif est en cours.

Thierry SPRINGUEL ajoute qu'ELIA met actuellement le focus sur la base de données des productions décentralisées (cahier vert) et les processus d'échange entre gestionnaires de réseau qui doivent permettre sa mise à jour.

Intervention concernant la télécommande centralisée (TECTEO)

Faisant suite au questionnaire distribué au gestionnaire de réseau, Mr DELARUE, expert en TCC au sein de TECTEO, porte à la connaissance des participants des éléments d'information pertinents à ce sujet.

Il rappelle que TECTEO dispose d'une baie centrale au niveau de son dispatching ainsi que de près de 40 baies locales situées au niveau des postes sources. Il est donc possible de différencier les horaires de basculement par poste source puisqu'ils sont équipés de baies locales qui peuvent être commandées séparément.

Les contraintes relatives à l'émission des signaux concernent notamment l'échauffement des baies et limitent celles-ci à 1 heure cumulée par jour. La fiabilité du système nécessite également une redondance de l'émission, en cas d'erreur de transmission, ce qui est relativement courant.

Réponses au questionnaire

Les GRD ont également été invités à renseigner aux participants les moyens dont ils disposent pour le monitoring des flux transitant sur leur réseau.

Jean-Michel SOORS indique que TECTEO a lancé un projet pilote doté d'un budget de 8000€ afin d'améliorer leur capacité de monitoring. Actuellement, le GRD dispose d'une vue sur les flux transitant par les postes HT/MT via son dispatching.

ORES suit les mesures des transformateurs HT/MT ainsi que le statut des cabines (état des protections) au niveau du dispatching central de Namur. Il n'y a pas de monitoring des flux au niveau de la basse tension.

Intégration de la production locale (CWaPE)

Francis GHIGNY présente aux participants certaines pistes quant aux recommandations qui seront émises dans le rapport final du groupe de réflexion de REDI. Il détaille un logigramme qui est le résultat des réflexions menées jusqu'ici par les différents groupes de travail. Il propose aux participants de faire part de leurs remarques lors de la prochaine réunion du GT3. Le logigramme distingue trois étapes successives :

- Raccordement des productions décentralisées

Les plans d'adaptation des gestionnaires de réseau devront permettre de donner une meilleure visibilité sur les investissements réseau, en particulier face aux contraintes d'injection. Pour faire face aux objectifs du Gouvernement Wallon en matière de production d'électricité verte, certains investissements seront qualifiés de stratégiques, notamment ceux permettant une meilleure observabilité des flux transitant par le réseau (monitoring au niveau des postes de transformation) ou rendus nécessaires par l'intégration accrue des productions décentralisées. Ces investissements stratégiques seraient associés à un taux de rémunération des capitaux investis incitatif (WACC+).

Le changement fondamental permettant l'intégration de la production locale concerne le raccordement de ces unités. Toute demande de raccordement devra être rencontrée, tandis que l'accès flexible associé au contrat de raccordement serait généralisé. Francis GHIGNY indique qu'il s'agit de rencontrer les dispositions contenues dans les directives européennes et de donner la priorité au renouvelable. La disponibilité de la capacité du réseau conditionnera alors les modalités d'indemnisation en cas d'activation de l'accès flexible.

- Prévention des congestions (J-1)

Les gestionnaires de réseau devront également disposer des informations et des outils permettant de prévenir l'occurrence de congestions et pourront faire appel à des sources de flexibilité.

Les GRD utiliseront en priorité leurs outils propres (gestion active de la demande via compteurs interruptibles et compteurs bihoraires munis d'une EEPROM spécifique) dans la mesure où une action annoncée suffisamment tôt (J-1 avant 11h) permettra d'atténuer son impact auprès des autres parties sans nécessiter de dédommagement financier.

Les acteurs commerciaux (fournisseurs, agrégateurs, producteurs,...) pourront également proposer des services de flexibilité pour les clients équipés de compteurs télé relevés ou de compteurs intelligents, voire pour les unités de production elles-mêmes.

- Gestion des congestions

Lorsqu'une congestion est imminente, le GRD pourra faire appel à de la flexibilité par le biais du fournisseur en intraday (J-15'). Si, malgré ces mesures, une congestion est effectivement constatée, il activera les accès flexibles 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.

Francis GHIGNY indique que le logigramme constitue un résultat issu des travaux du GT3 « Coût-bénéfice des investissements réseau » et qu'à défaut de pouvoir présenter des données chiffrées quant aux coûts associés, le mécanisme doit permettre d'atteindre un optimum économique. Il présente enfin un logigramme simplifié pour les productions < 10kVA.

Michel LEFORT constate que les plans d'adaptation devront intégrer des prévisions de production qui compléteront les demandes individuelles. Il affirme également que les GRD devront mettre en œuvre des mécanismes permettant de valider les programmes des fournisseurs (gestion active de la demande) au regard des contraintes du réseau.

Jean-Michel SOORS s'interroge sur les incitants à proposer au client pour qu'il contribue à la gestion des congestions locales.

Frank SCHOONACKER rappelle les discussions du GT1 concernant les accès flexibles et la motivation des producteurs pour coopérer au plus tôt du processus dans la réalisation des études et l'obtention des permis, au paiement desquels les producteurs pourraient participer.

Francis GHIGNY ajoute que l'introduction d'une indemnisation pour les raccordements flexibles est essentielle pour que le GRD puisse optimiser ses actions sur base de critères économiques. Cela permettra au mécanisme de fonctionner efficacement, en permettant un arbitrage entre les investissements réseau, la gestion active de la demande et les indemnisations. L'indemnisation permet également de gérer la priorité à donner aux différentes unités de production renouvelables, puisque le manque à gagner à compenser dépendra des taux d'octroi de certificats verts. Les GRD auront à disposition des outils afin de réaliser un optimum économique qui soit cohérent avec les priorités politiques relatives à la promotion des différentes filières de production d'électricité verte.

Michel LEFORT juge positivement que des outils soient mis à disposition du GRD qui constituent autant de moyens d'action pour atteindre les objectifs au moindre coût.

Francis GHIGNY propose aux participants de réagir au logigramme lors de la prochaine réunion du GT3 qui aura lieu le mardi 22 novembre (9h30, locaux CWaPE).

ANNEXE 57: POWER FORECAST - PROCESS OVERVIEW

Type	Présentation
Date	08/11/2011
Structure	GT3
Evènement	Session 4
Intitulé	Power forecast - Process overview.
Auteur	Elia
Statut	Pour information

Management of the renewable Energy

Need of Forecast



Powering a world in progress

CWAPE : 8/11/2011

Needs of Forecast

Global approach

Balancing, reserve

Local approach

Local Congestions

.....

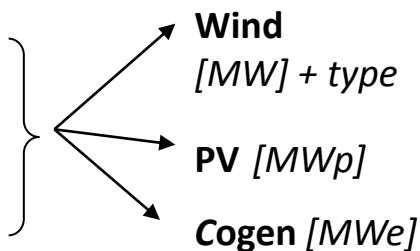
Available Weather forecast



Square : 4 km / 4 km : sun, wind, t°

DSO

Location +
Connection
substation Elia



Meteo

Forecast D-1

4km x 4km

Temperature [°C]

Wind speed [m/s]
10m & 100m

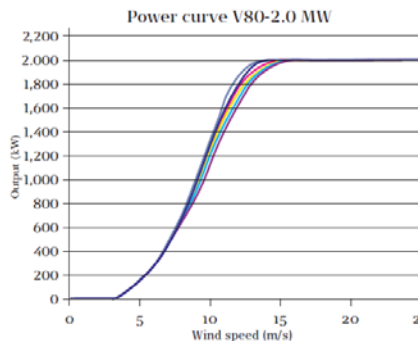
Wind direction [°]

Radiation [W/m²]

BLACK BOX

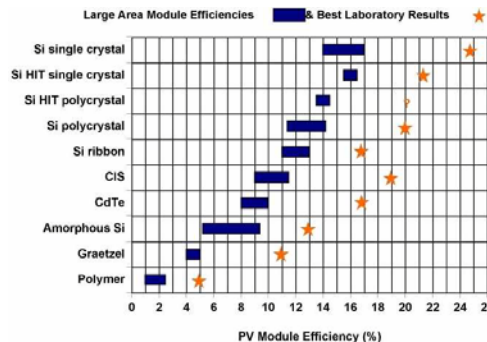
Wind

→ Power curves from
manufactures



PV

→ Efficiency:
different types PV



Cogen

→ Types of installation
industrial ↔ domestic

Simulation

Substation D-1



Wind



PV



Cogen

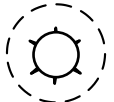
Modelisation in the computation tool

Simulation

Substation D-1



Wind



PV



Cogen



Database Elia

Creation of fictive generators

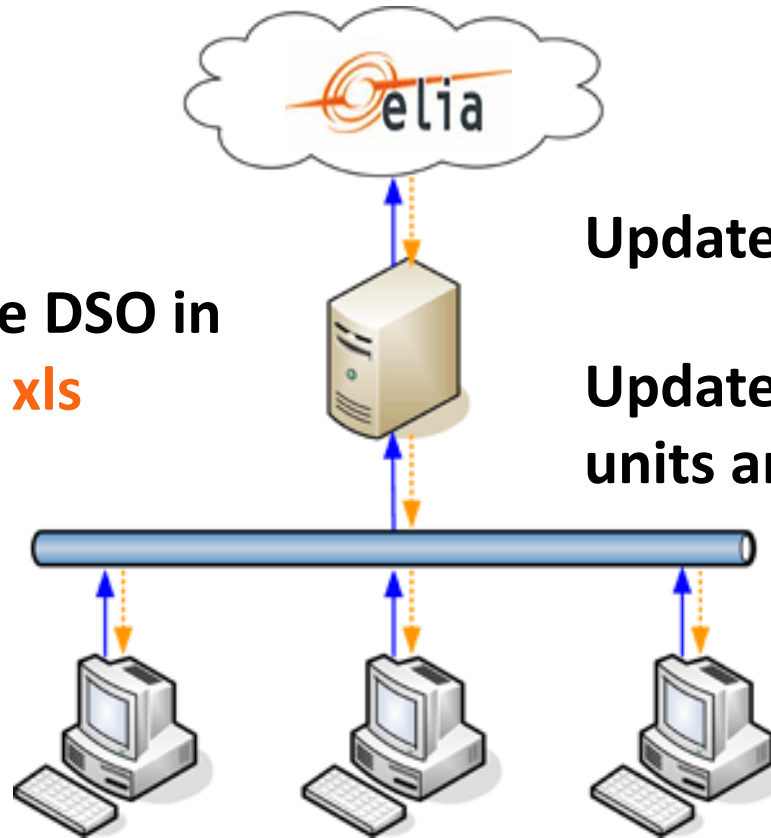


Daily → `renew_yyyymmdd.inc`

Name	Post	MW
W_BUTGE1	BUTGE 15	10
S_BUTGE1	BUTGE 15	0.1

Updating info DSO

Extraction database DSO in
a standard format: **xls**



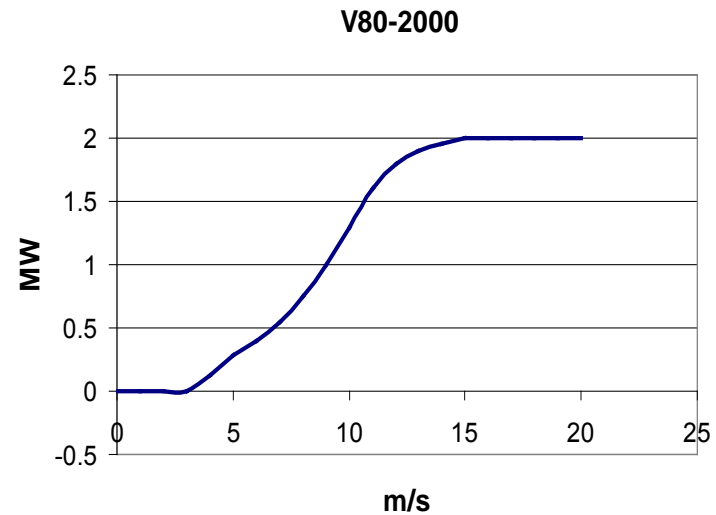
Update every 4 months



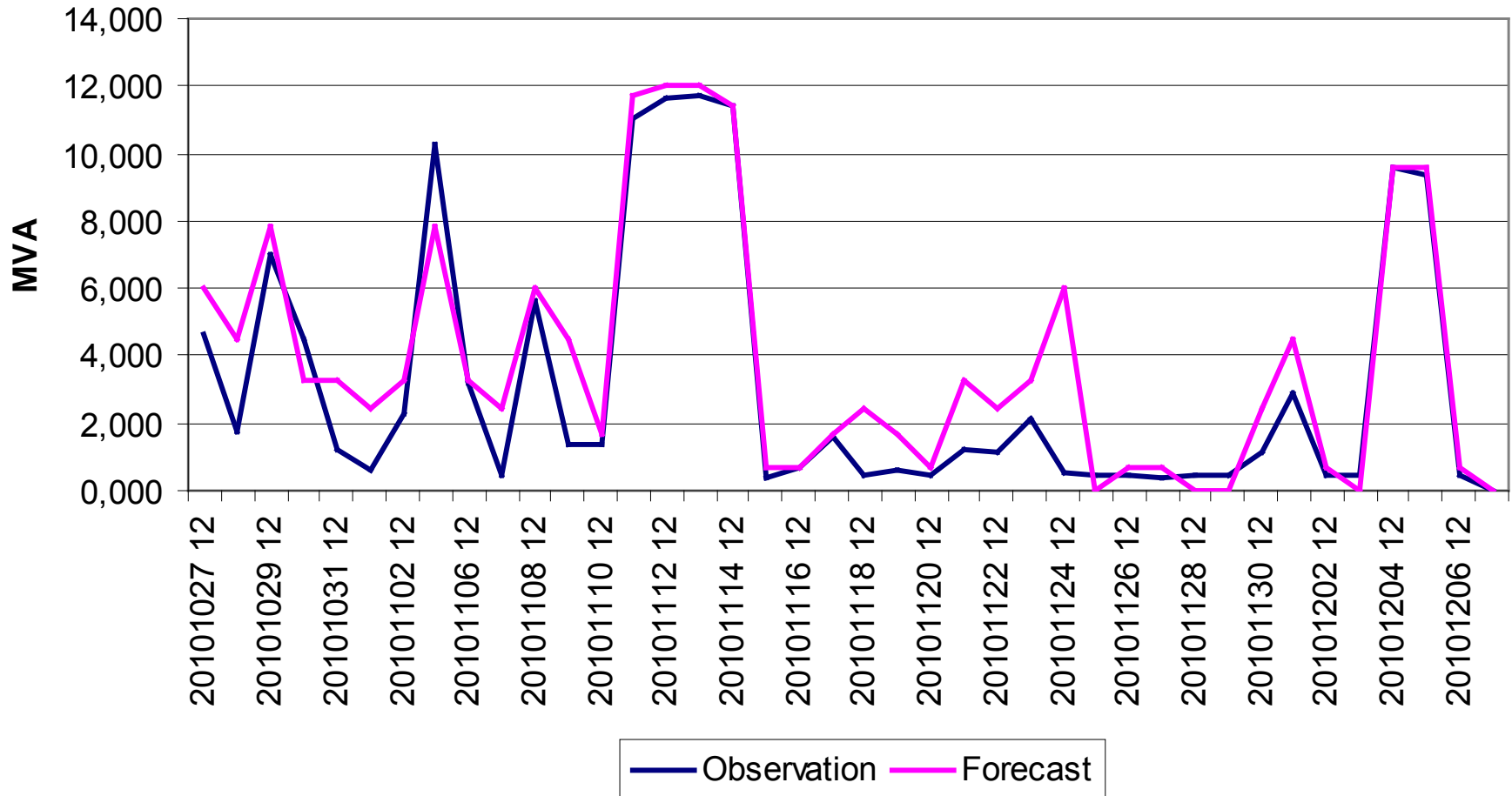
Update when new power
units are installed

Test Case: 1

6 x 2MW

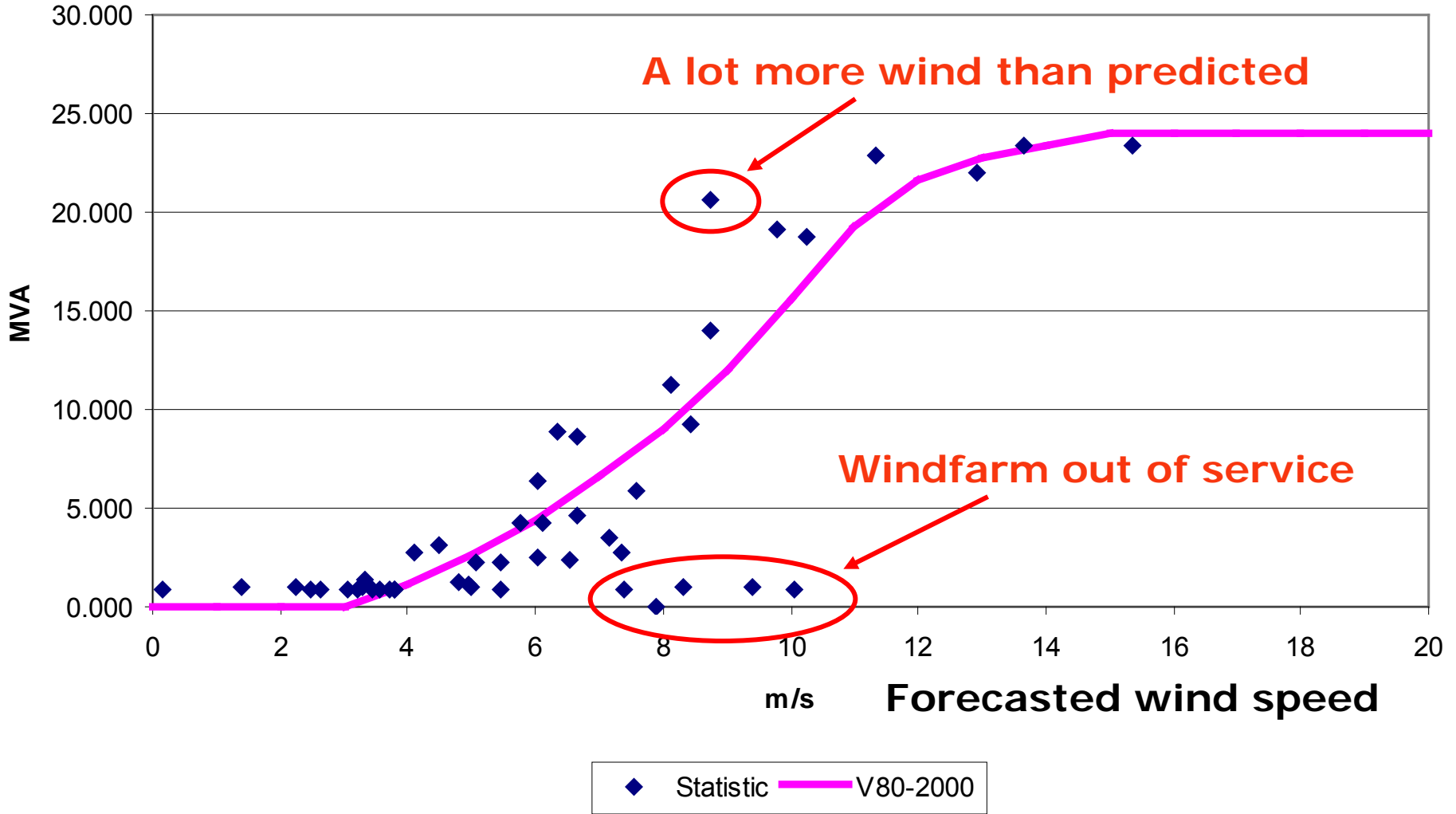


Wind Forecast



Statistic Power Curve

Actual power

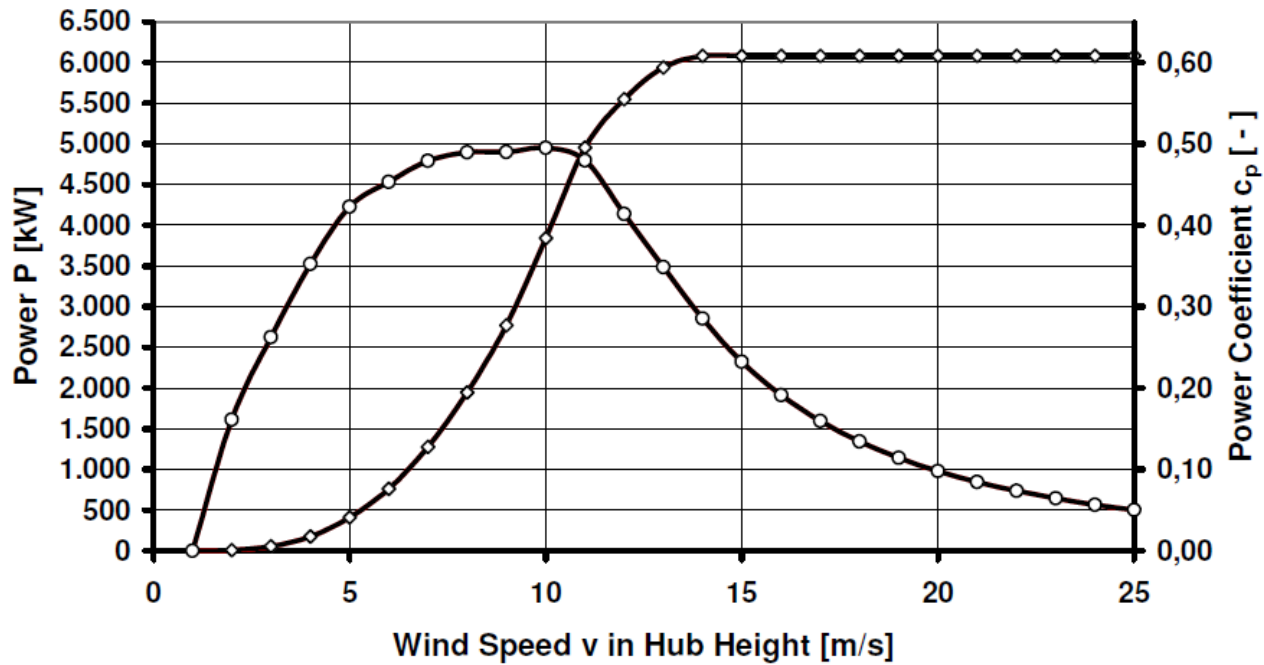


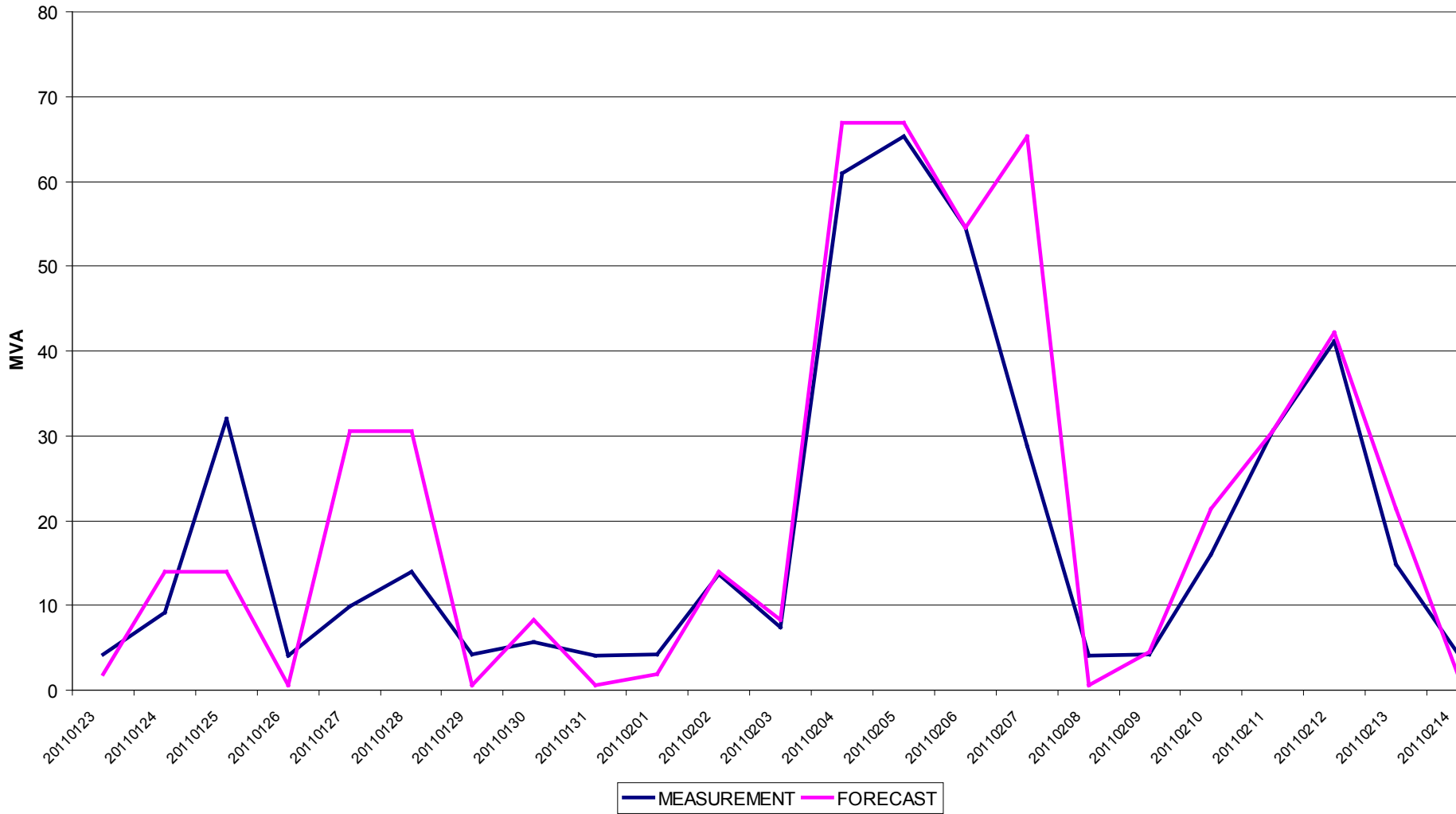
Test Case 2 :

11 x 6MW



Power Curve E-126 with Standard Air Density



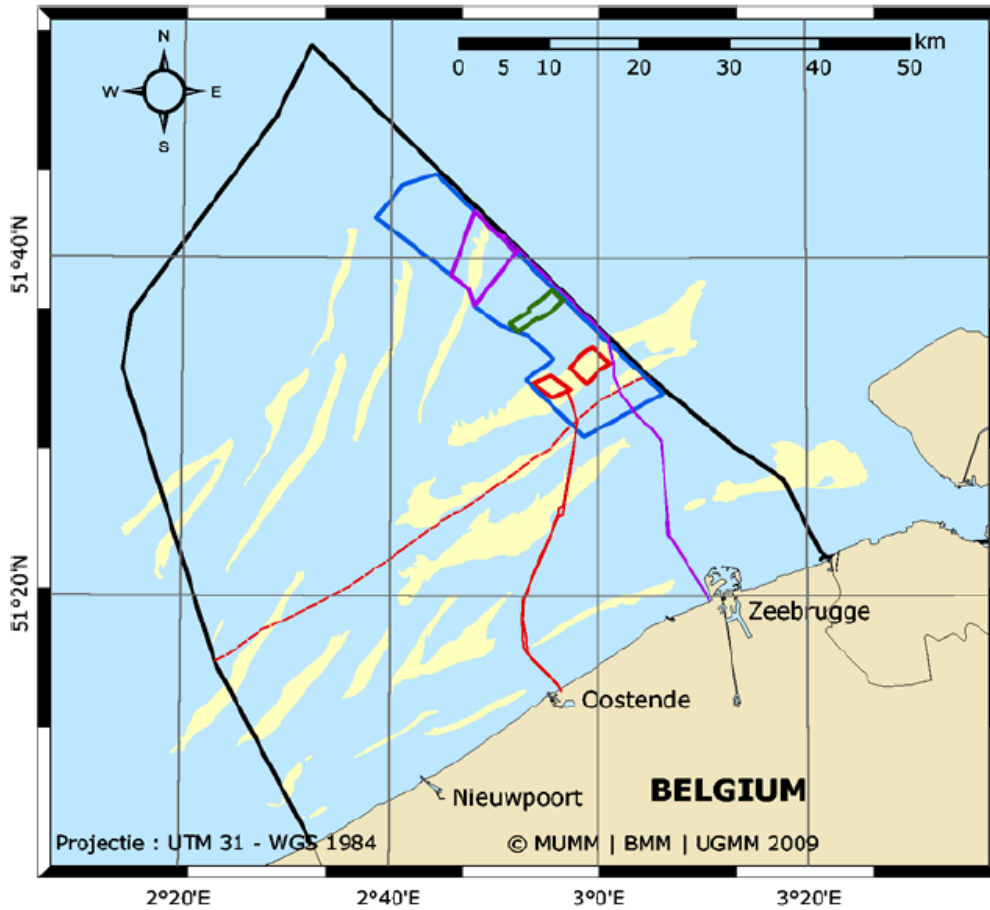


Actual power

Forecasted wind speed

Test Case 3 :

55 x 3MW



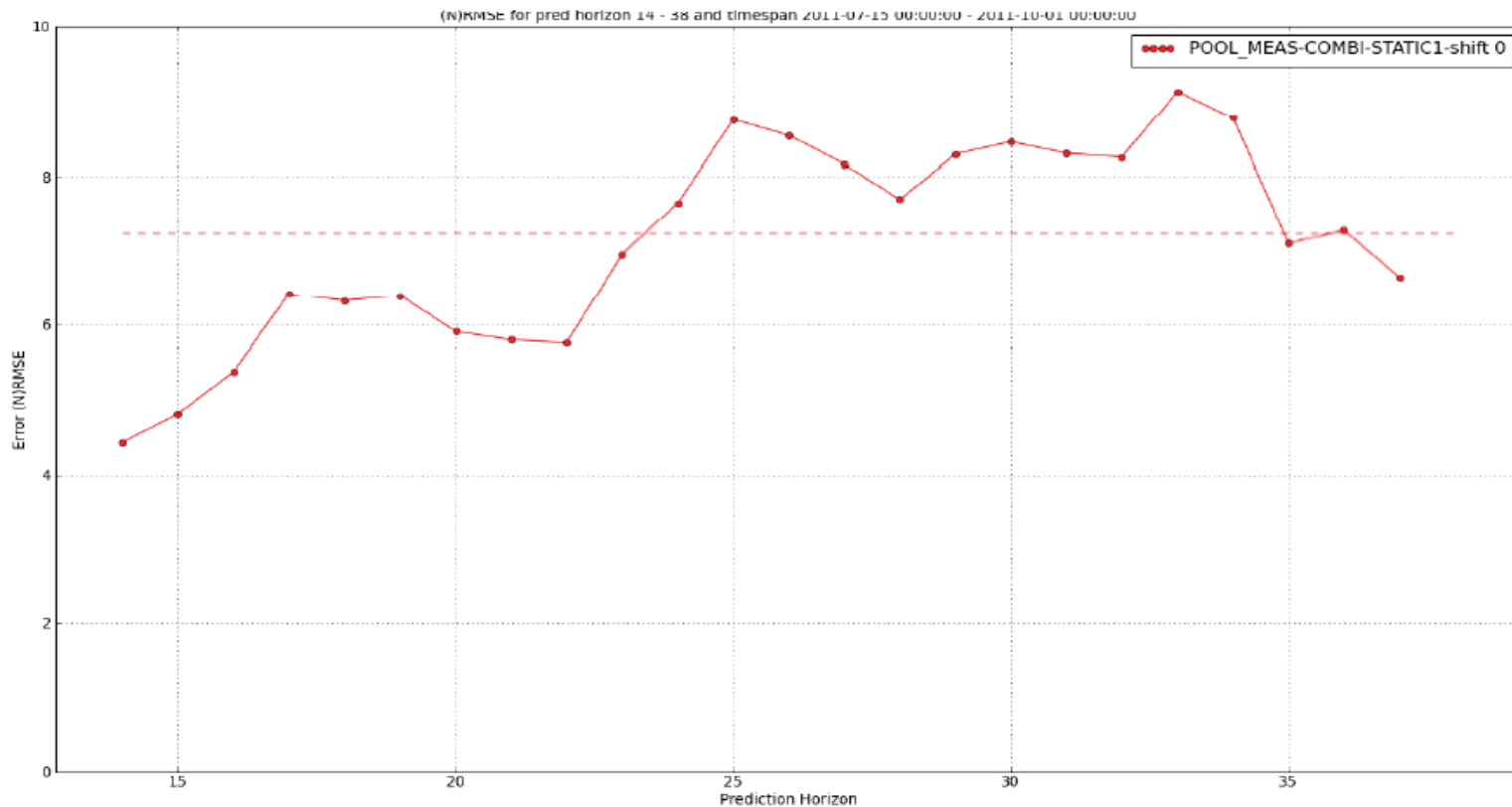


Regional Distribution of Windfarms



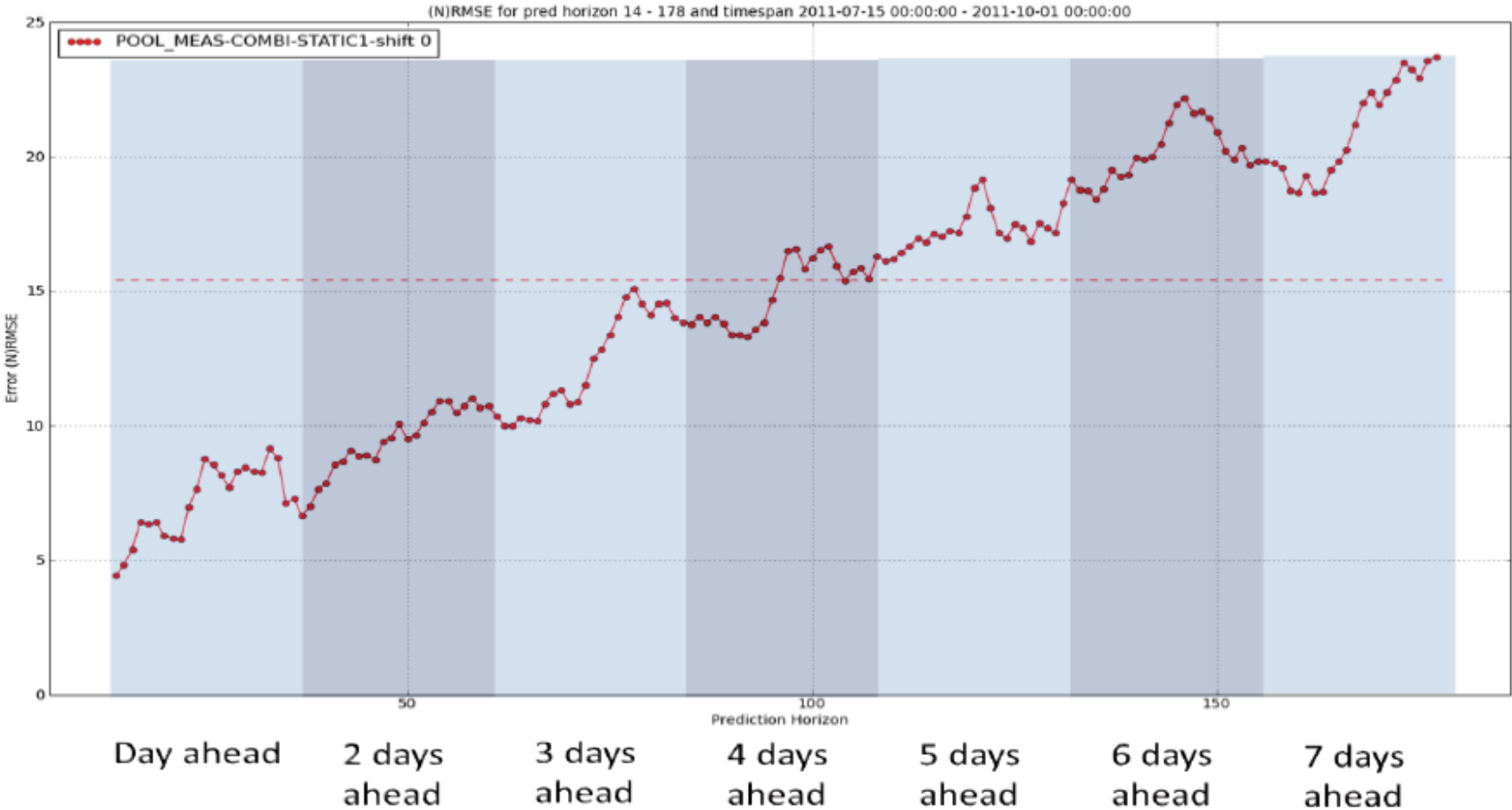
Distribution of wind farms over Belgium

Rmse (root mean square error)

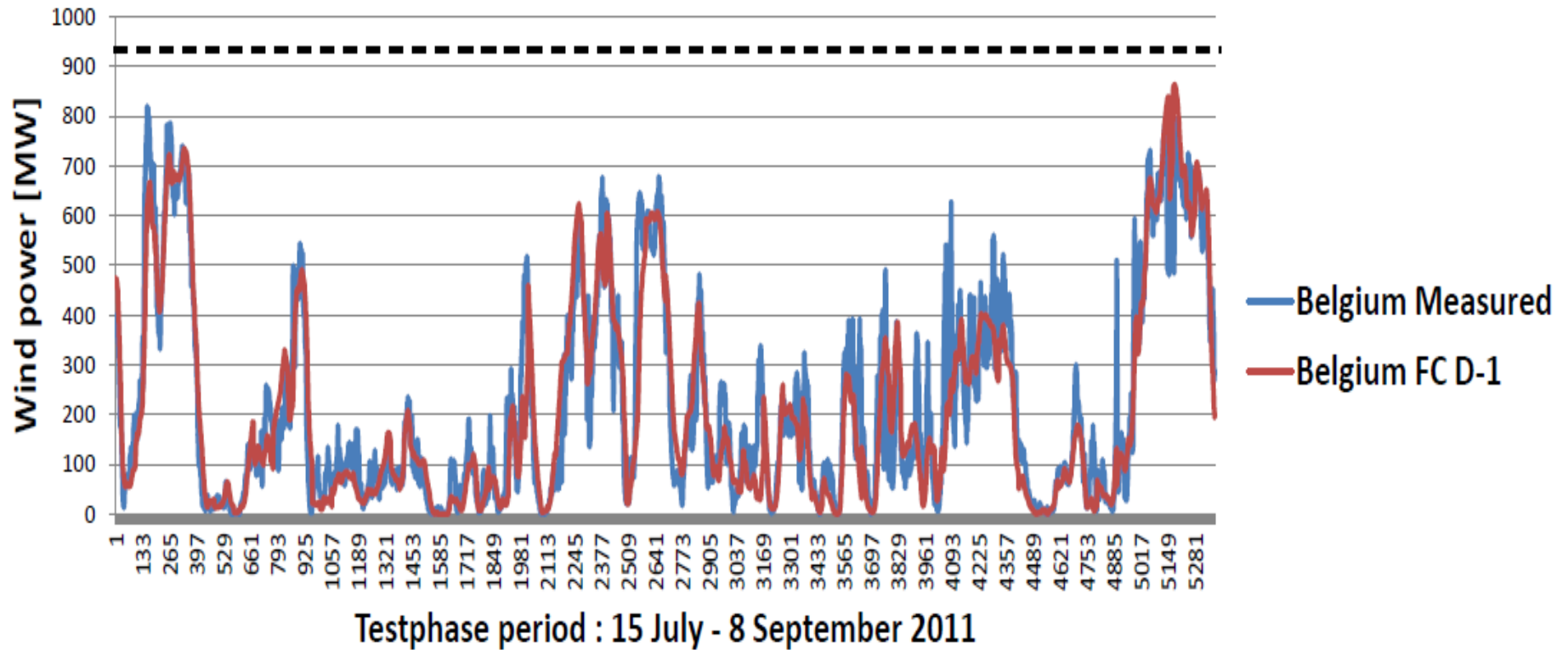


Rmse for each forecasting hour of the day-ahead prediction for the aggregate of 31 wind farms with available measurement data. The rmse for the complete day-ahead is 7.5%.

Rmse of aggregate prediction over 7 delivered days

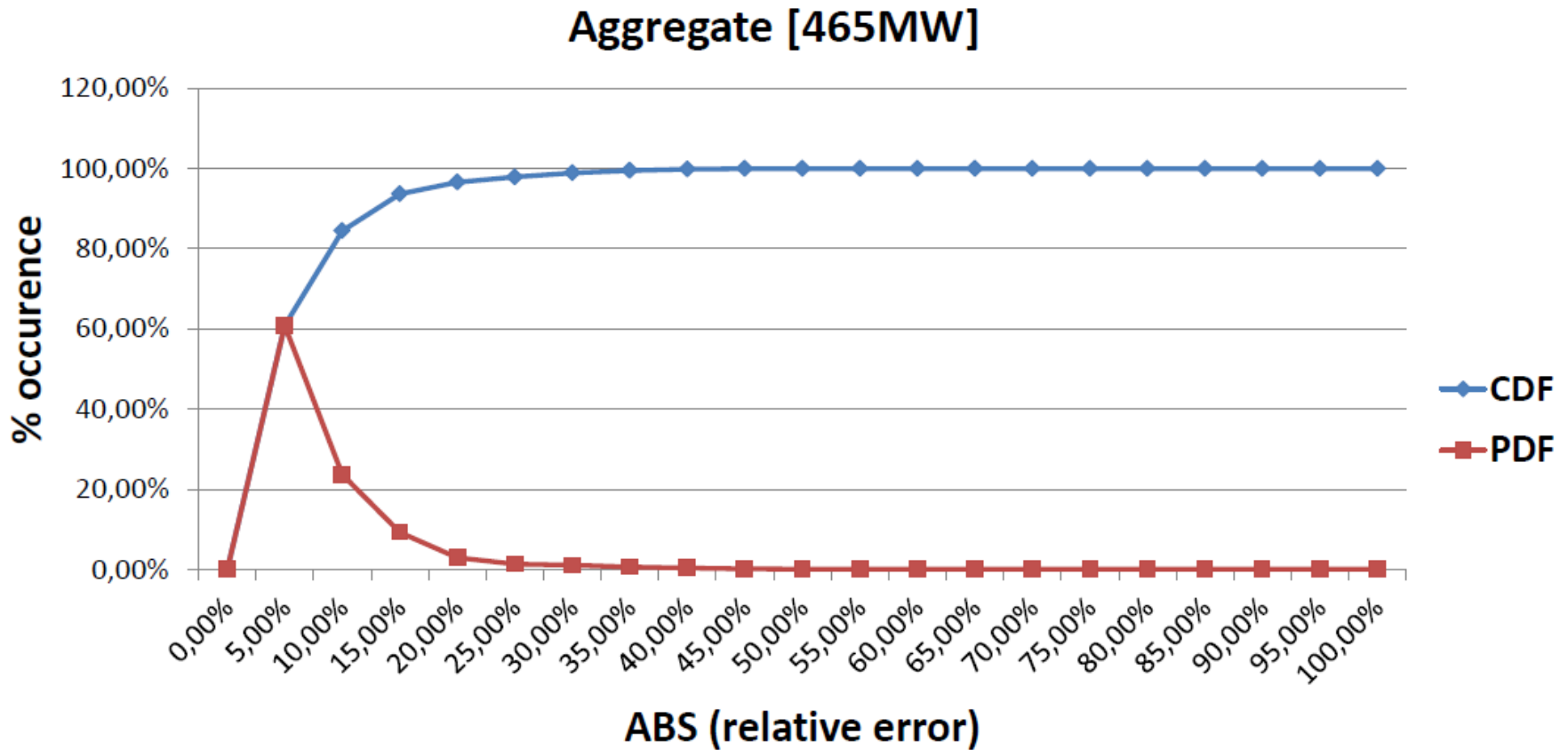


Testphase overview



FC-quality aggregate

Max_error = 45%
with 0,02% occurrence



Questions / Vragen

Dank u voor uw aandacht
Merci de votre attention

ANNEXE 58: ETAT D'AVANCEMENT

Type	Présentation
Date	08/11/2011
Structure	GT3
Evènement	Session 4
Intitulé	Le groupe de réflexion sur les « Réseaux électriques durables et intelligents » : Etat d'avancement
Auteur	CWaPE
Statut	Pour réaction



REDI

Le groupe de réflexion sur les
« *Réseaux électriques durables et intelligents* »
Etat d'avancement

8 novembre 2011

Francis GHIGNY
Président



Demande du Ministre de l'Énergie adressée à la CWaPE: « (...) *remettre au Gouvernement un rapport sur les priorités en matière de développement des réseaux durables et intelligents en vue...*

➤ *d'assurer l'intégration des productions décentralisées,*

L'intégration accrue des productions décentralisées, notamment renouvelables, sur les réseaux constitue un défi à relever dans la manière de concevoir et de gérer les réseaux.

⇒ **GT1 : Production décentralisée**

➤ *de limiter la consommation des clients finals, de réduire les pertes réseaux,*

Dans quelle mesure une gestion active de la demande (DSM), tenant compte aussi des contraintes locales du réseau, peut-elle contribuer aux objectifs de réduction des émissions de CO2 ?

⇒ **GT2 : Consommateurs finals**

➤ *et d'améliorer l'efficacité et le rapport coût-bénéfice des investissements "réseaux" »*

Comment mettre en œuvre les mesures identifiées, au moindre coût ?

⇒ **GT3 : Coût-Bénéfice des investissements réseaux**

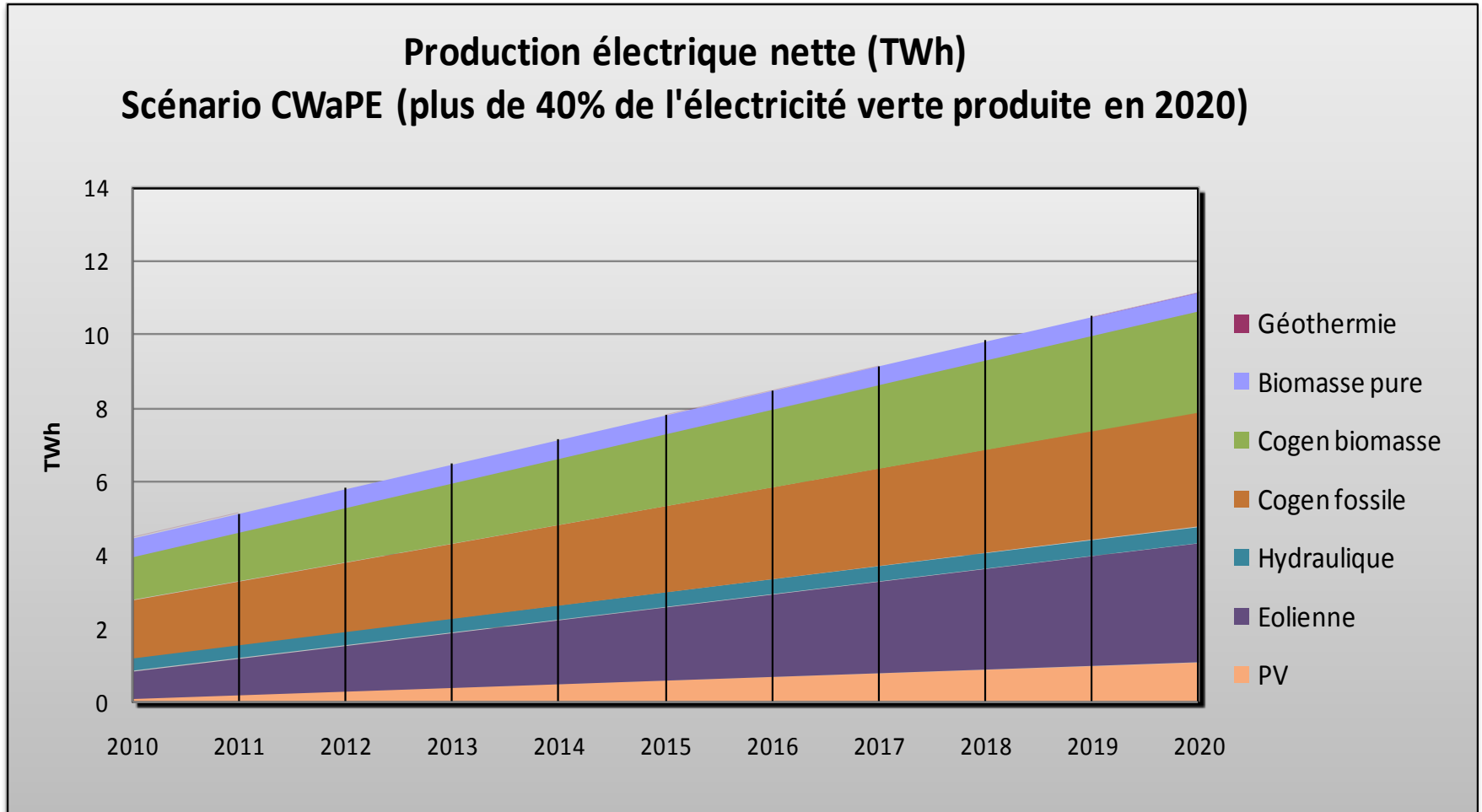


➤ 3 finalités, 3 groupes de travail

- GT1 : Production décentralisée (intégration d'E-SER)
- GT2 : Consommateurs finals (déplaçabilité de la charge – résidentiels/professionnels/industriels)
- GT3 : Coût-bénéfice des investissements réseau (priorités – cfr logigramme)

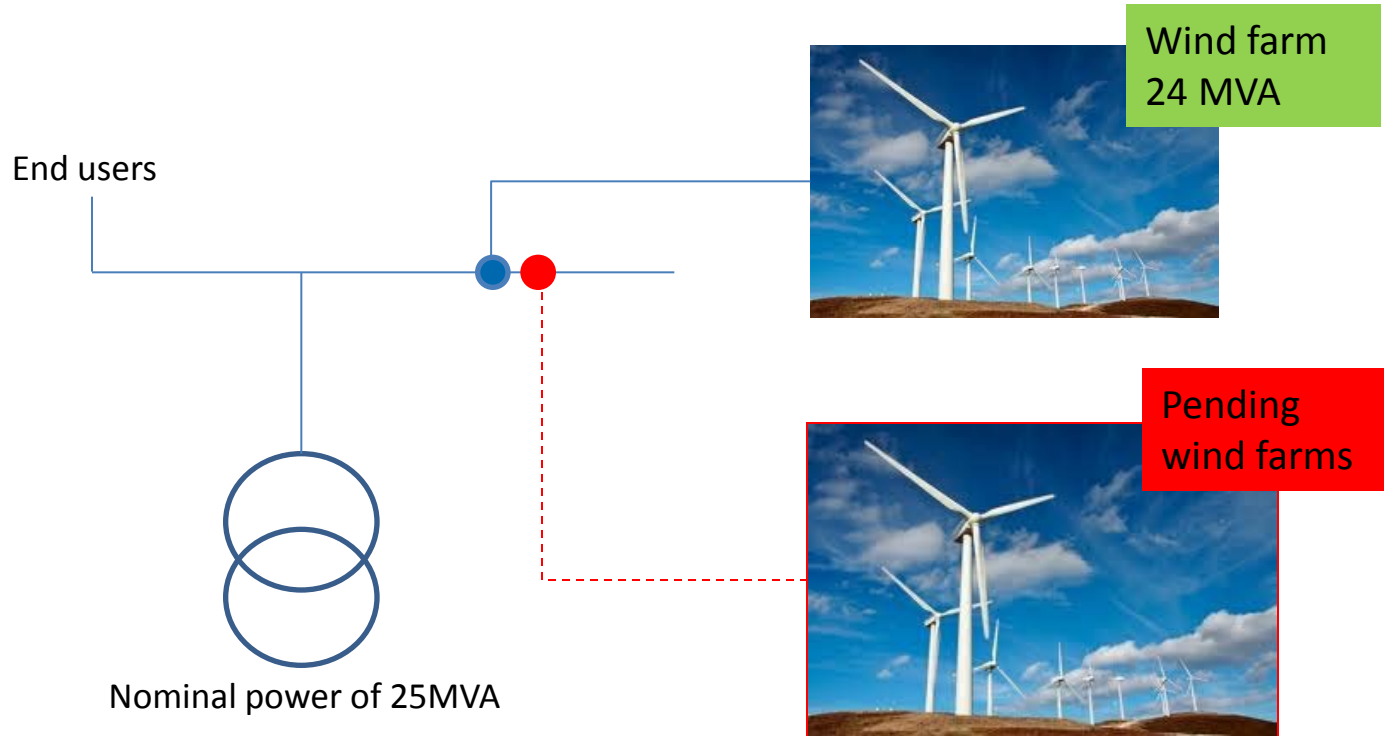


Situation projetée en 2020 de la production décentralisée



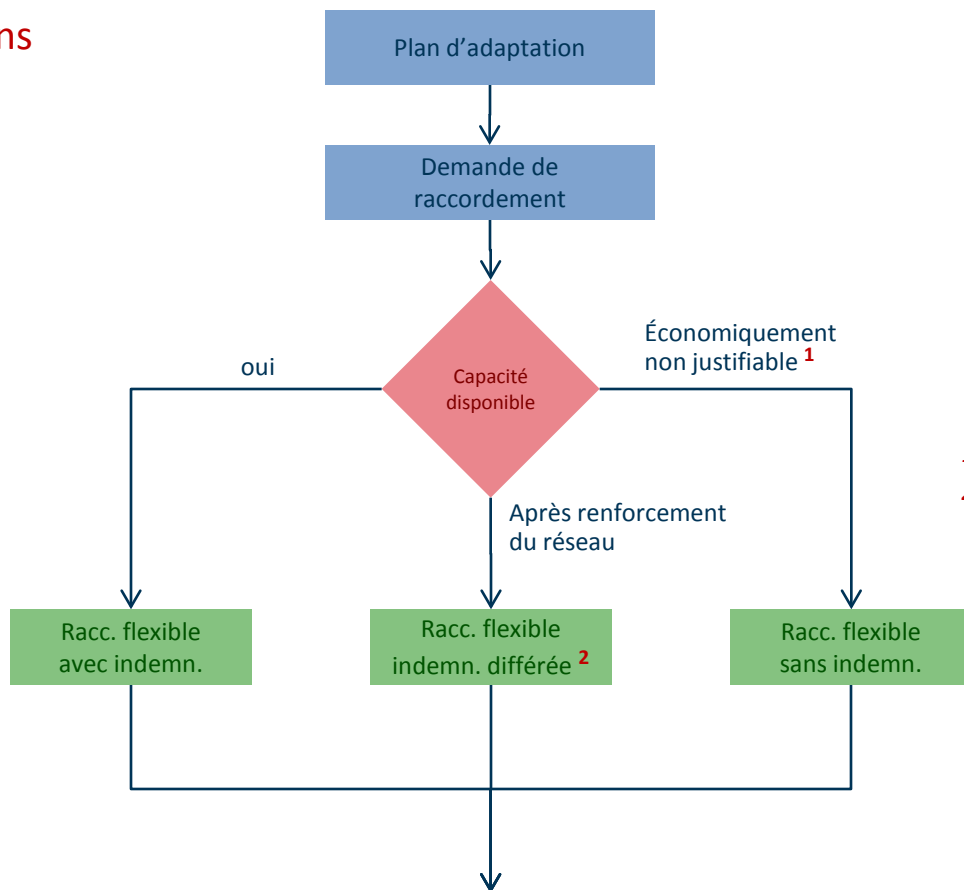


Transformer station (70/15 kV)





J - 3 ans

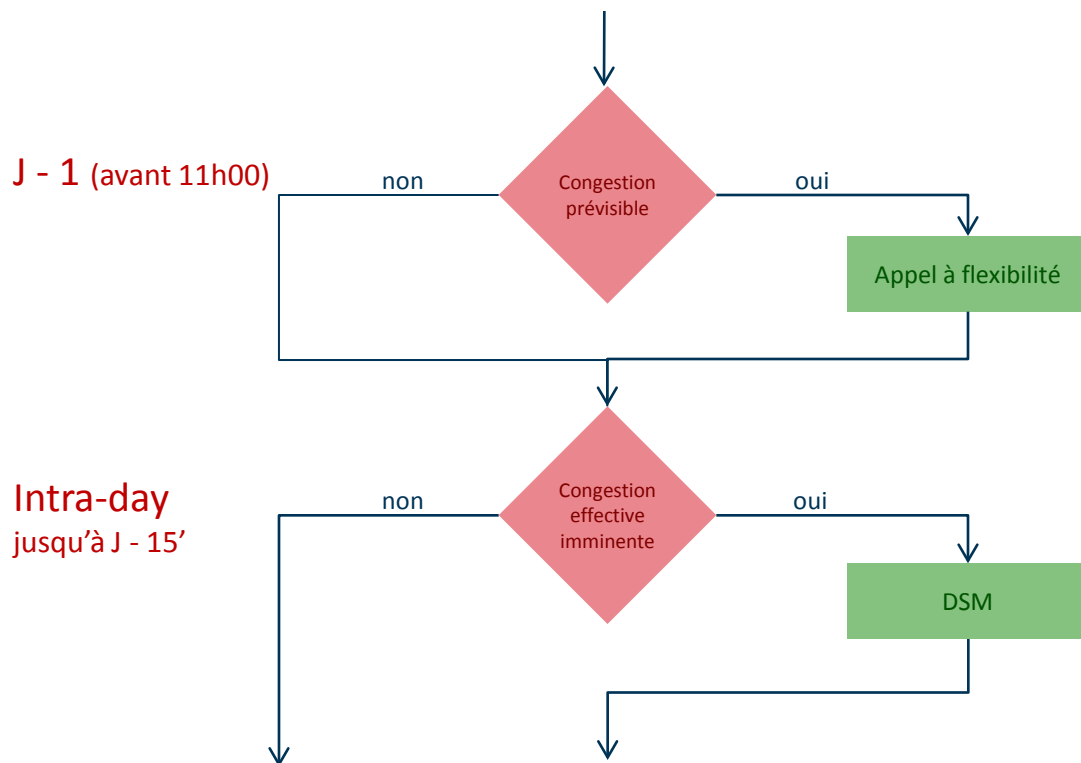


- Renforcement du réseau (prod. déc.)
 - Monitoring du réseau (Smart Grid)
- } WACC+

1: Accord CWaPE nécessaire

2: Niveau de flexibilité et durée des travaux à justifier

- Dir. 2009/72, art. 32
- Dir. 2009/28, art. 16, 5^e
- Décret "électricité", art. 11



Sur base économique:

1. DSM C.I. max 2 heures
DSM C. Bi. EEPROM spéc. } GRD (sans dédomm.)
2. DSM via AMR/SM } ARP/F/Agr.
3. GFlex fossile } GRD
4. GFlex RES } GRD

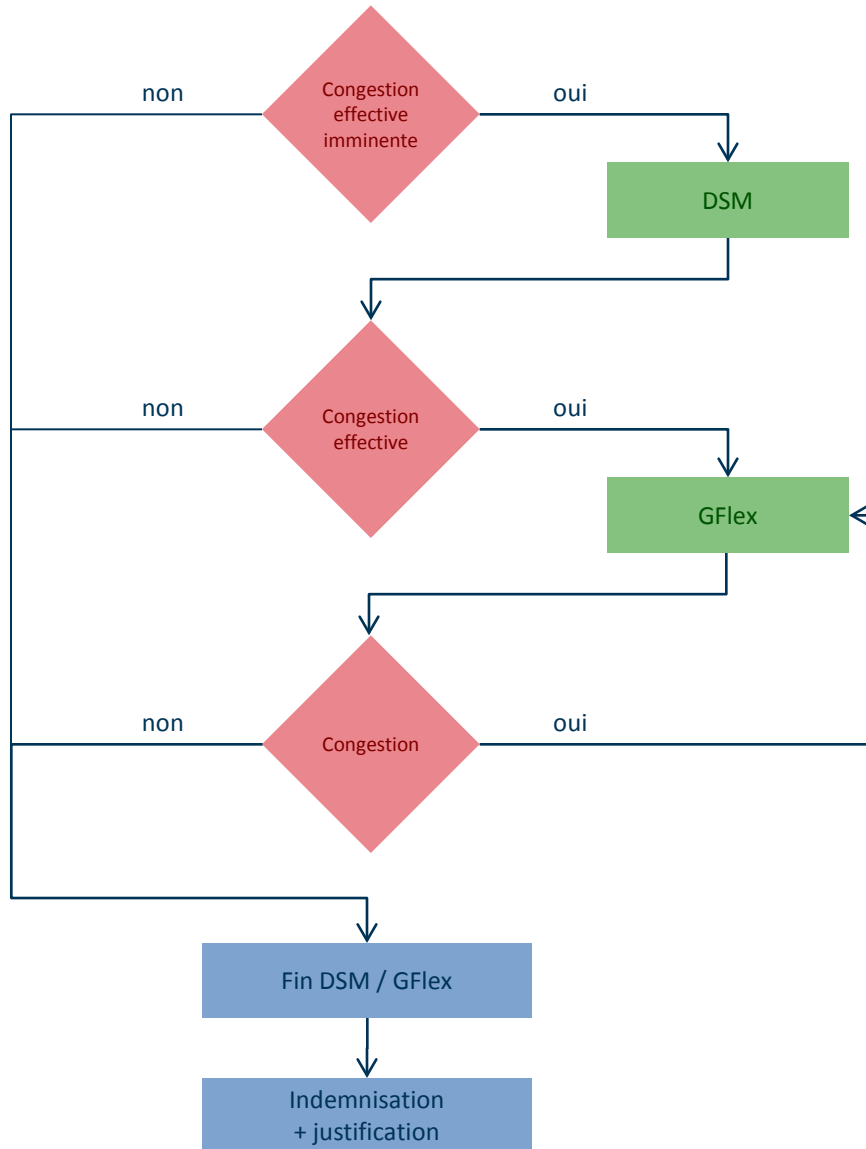
AMR/SM } ARP/F/Agr.



Intraday
jusqu'à J - 15'

J

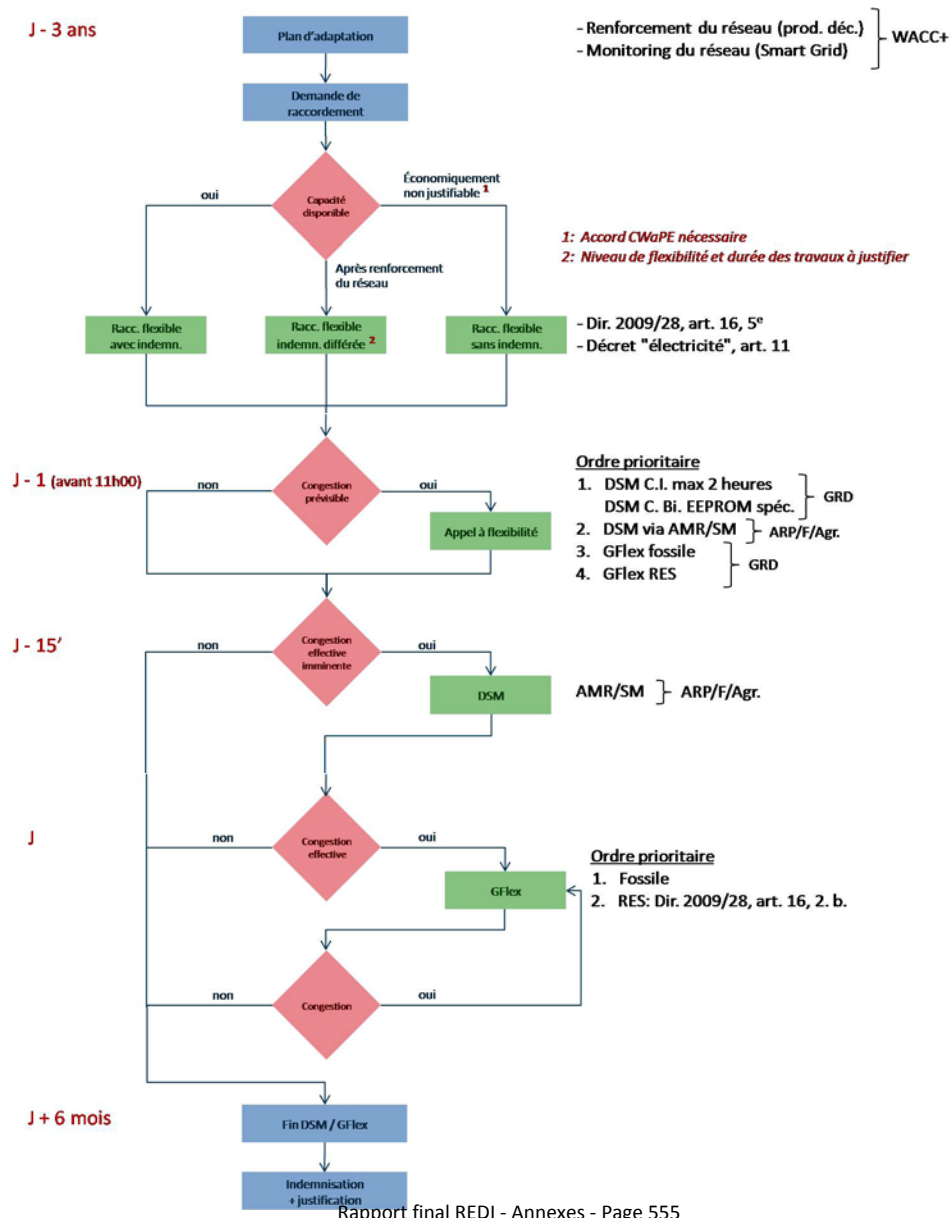
J + 6 mois

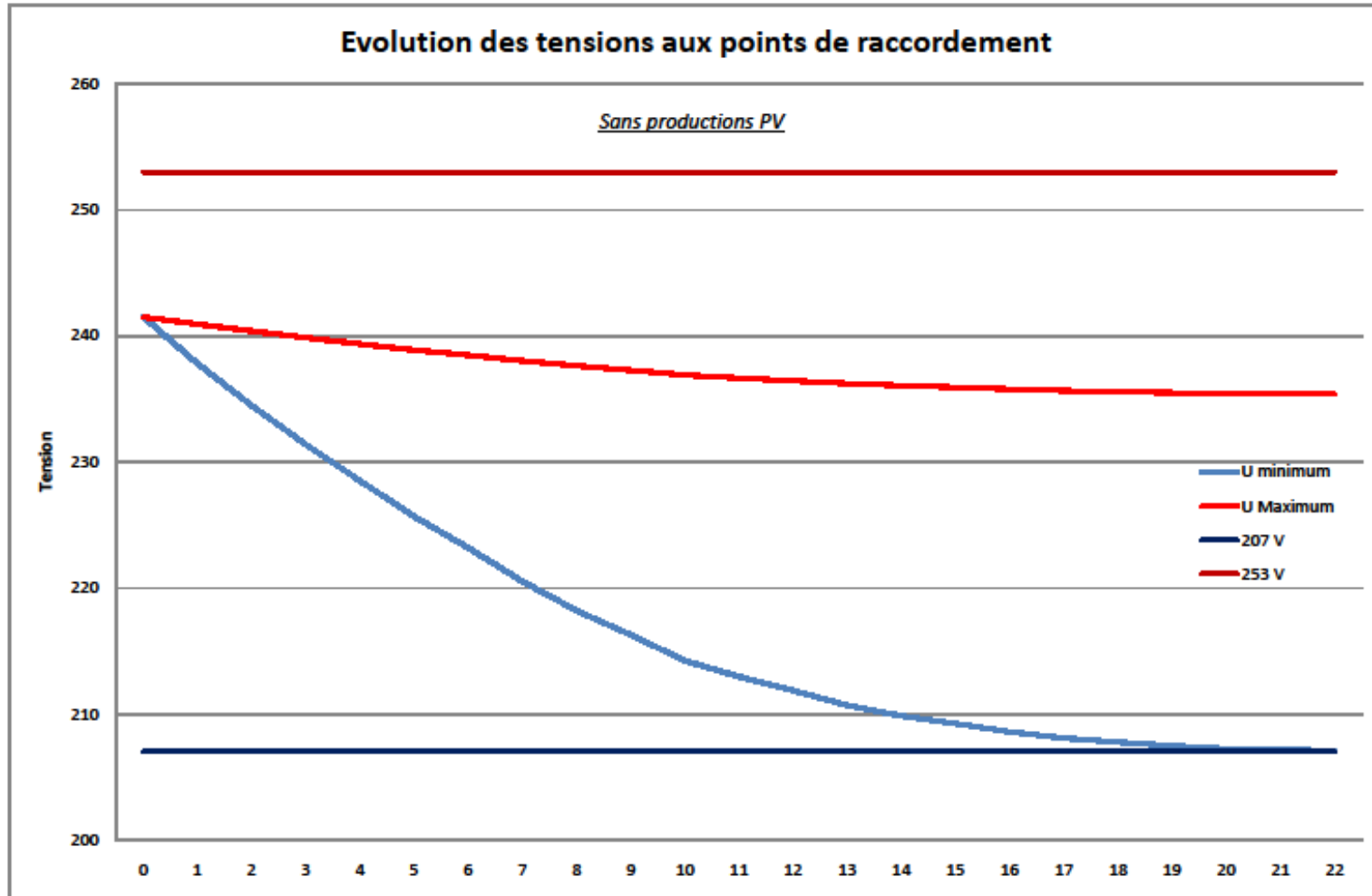


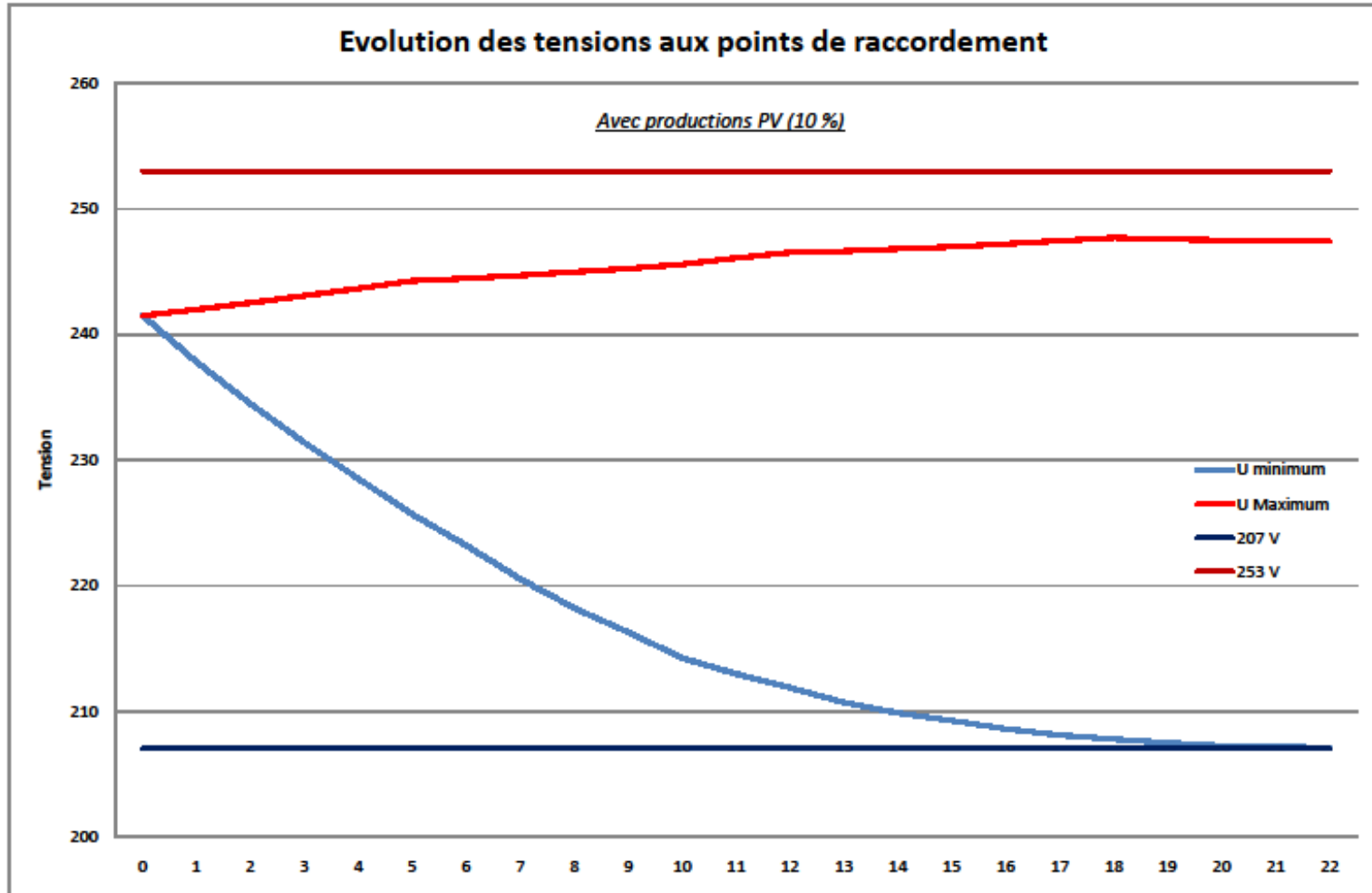
AMR/SM } ARP/F/Agr.

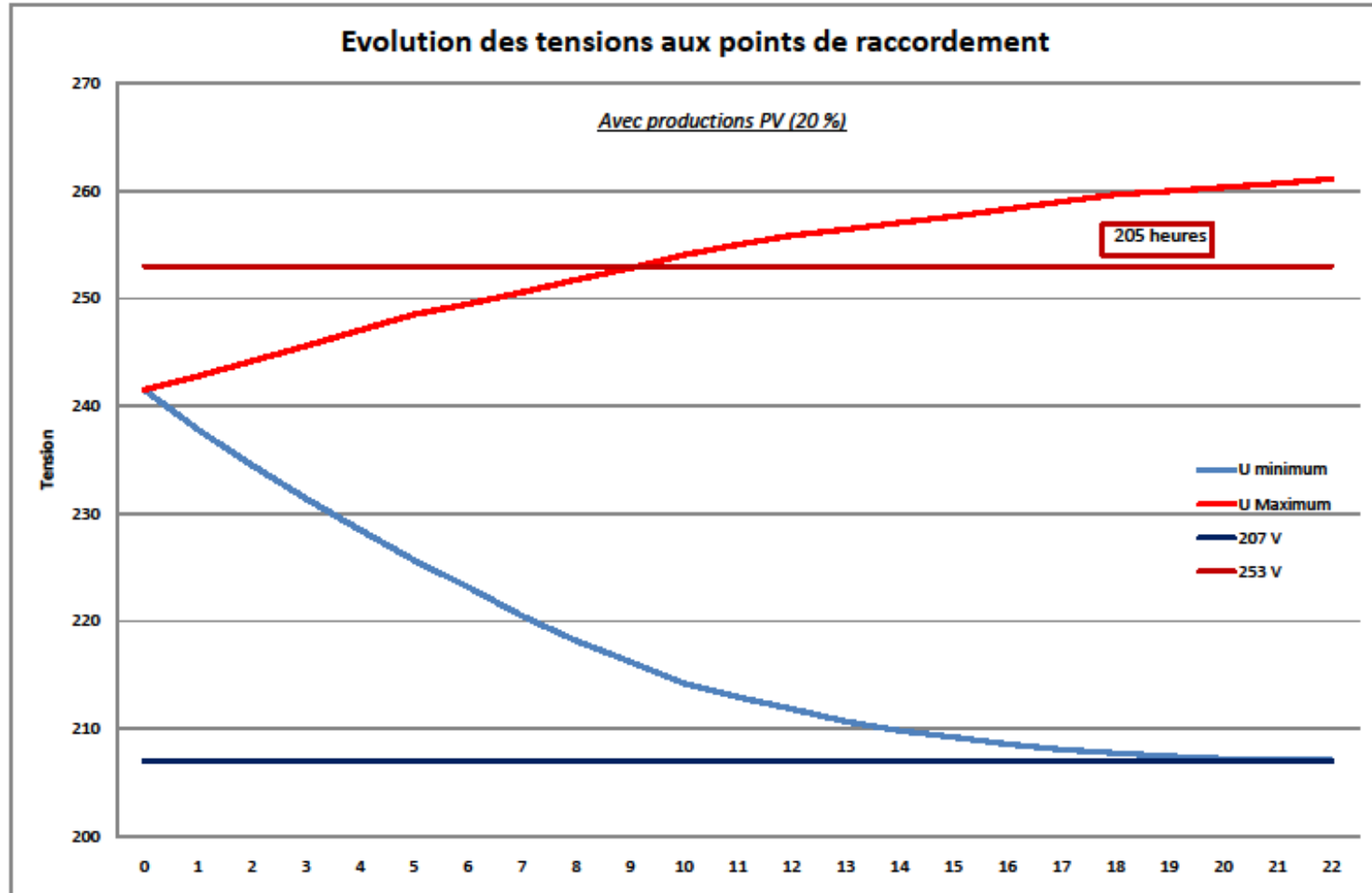
Ordre prioritaire, puis base économique

1. Fossile
2. RES: Dir. 2009/28, art. 16, 2. b.



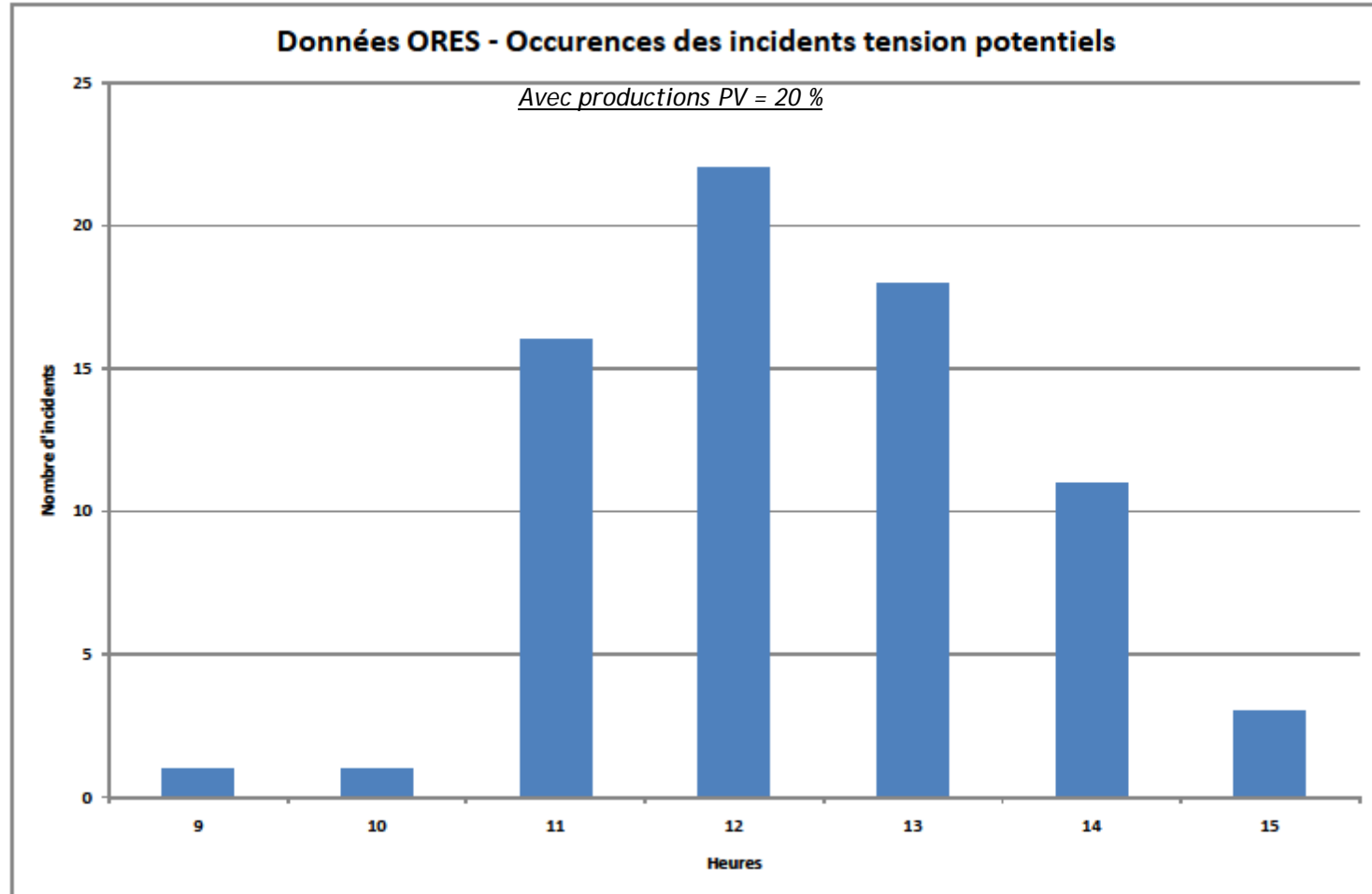






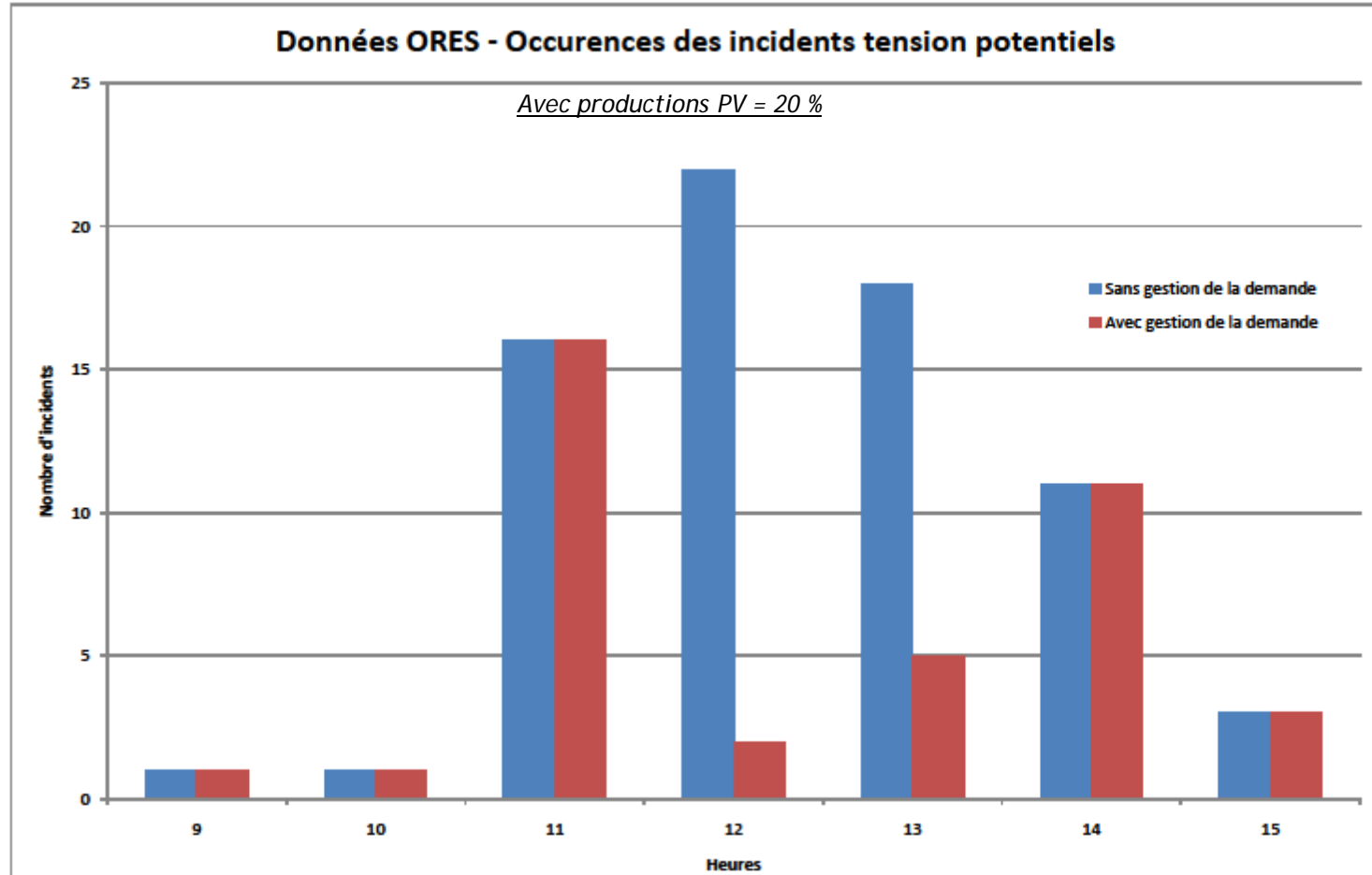


Number of incidents in function of the hour of the day





Number of incidents with static TCC load management (lower grid fee between 12:00 and 14:00)





J - 3 ans

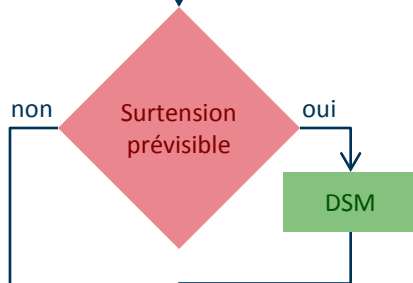
Plan d'adaptation



Raccordement

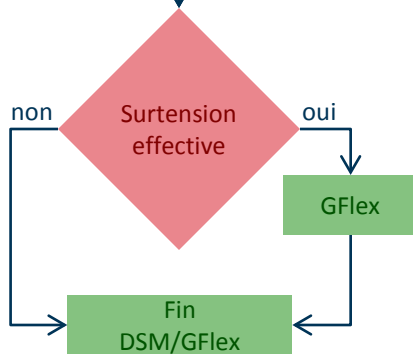
Flexible automatique: surtension !

J - 1 (avant 11 h00)



- Compteur interruptible max 2h
- Compteur bihoraire avec EEPROM dédié + relais
- (- Achat flexibilité chez F.: SM/AMR)

J



Onduleurs déconnectent

J + 1 an

Indemnisation si documentation constituée

ANNEXE 58 BIS : PROCÈS-VERBAL

Type	Procès-verbal
Date	22/11/2011
Structure	GT3
Evènement	Session 5
Intitulé	Coût – Bénéfice des investissements réseau
Auteur	CWaPE
Statut	Approuvé



Procès-verbal – Session 5
Groupe de Travail 3 « Coût – Bénéfice des investissements réseau » - REDI

Date et lieu : 22 novembre 2011 (AM), CWaPE

Présences

Acteur	Membre	Organisation
Fournisseur	Frank SCHOONACKER	SPE
	Bernard PHILIPPART DE FOY	ELECTRABEL
	Antoine THOREAU	NUON
	Pierre DUBOIS	LAMPIRIS
Gestionnaire du réseau de distribution	Michel LEFORT	ORES
	Olgan DURIEUX	ORES
	Jean-Michel SOORS	TECTEO
Gestionnaire du réseau de transport	Thierry SPRINGUEL	ELIA
Consultant	Waseem KHAN	CAP GEMINI
Région Wallonne	Muriel HOOGSTOEL	Service public de Wallonie (DGO4)
Régulateur	Francis GHIGNY	CWaPE
	Vincent VANHERCK	CWaPE
	Frédéric TOUNQUET	CWaPE
	Jean-François SARTIAUX	CWaPE

Ordre du jour

- 1) Approbation du procès verbal de la réunion précédente
- 2) Réaction Synergrid concernant les raccordements flexibles
- 3) Logigramme « Intégration des productions décentralisées »
- 4) Ordre du jour de la réunion plénière du 6 décembre

Procès-verbal

Approbation du procès verbal de la réunion précédente

Compte tenu des remarques apportées par Mr DURIEUX (ORES), le procès-verbal est approuvé. Ces remarques portent sur les caractéristiques des installations de TCC propres à ORES.

Réaction de SYNERGRID concernant les raccordements flexibles

SYNERGRID a adressé un courrier à la CWaPE en date du 7 Novembre 2011 dans lequel les gestionnaires de réseau ont tenu à rappeler et préciser leur point de vue commun en matière de raccordement avec accès flexible.

La réponse de la CWaPE, adressée en date du 15 Novembre 2011, a pu se baser sur les derniers travaux du GT3, et notamment le logigramme présenté au cours de la session précédente qui permet de répondre pratiquement à toutes les questions posées. Ces deux documents sont remis aux participants.

Logigramme « Intégration des productions locales »

Lors de la précédente 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 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 a été soumise aux participants du groupe de travail pour réaction.

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, ce premier terme sous-entendant une faute dans le chef du gestionnaire de réseau. 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. La CWaPE considère qu'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 n'est pas souhaitable.

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 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. Un fournisseur suggère également que la compensation financière des producteurs photovoltaïques puisse intervenir sur base annuelle et être intégrée à la facture de régularisation.

Enfin, les fournisseurs insistent sur la mise en œuvre d'un mécanisme permettant de les avertir lorsque les GRD utilisent la gestion active de la demande pour les clients SLP. Pour ce faire, la CWaPE propose aux GRD de communiquer, à titre informatif, un résidu prévisionnel (en J-1) et un résidu non-validé (en J+1) aux parties commerciales. Les fournisseurs sont favorables à cette proposition et rappellent que l'infeed leur est déjà, à l'heure actuelle, communiqué en J+1 à titre informatif (non-validé). Ce mécanisme permettrait d'atténuer le risque encouru lors du processus de nomination, à condition que l'information soit publiée rapidement, par zone de distribution.

Suite à une question des GRD, la CWaPE précise qu'il ne s'agit en aucun cas d'attribuer une responsabilité d'équilibre au GRD, celle-ci devant rester au niveau des ARP. Il s'agit de faciliter la prise en compte des actions du GRD dans le sourcing du fournisseur, sans qu'une obligation de résultat ne soit attribuée au GRD.

Ordre du jour de la réunion plénière du 6 Décembre 2011

La CWaPE distribue aux participants un projet d'ordre du jour en vue de la tenue de la dernière réunion plénière. Cette réunion sera l'occasion de porter à la connaissance de tous la vision de la CWaPE en matière de développement des réseaux électriques. Celle-ci est synthétisée par le logigramme « Intégration des productions locales » qui sera adapté pour tenir compte des remarques des participants exprimées lors de cette dernière réunion.

Francis GHIGNY remercie les participants pour leur apport particulièrement constructif au cours des différentes réunions du GT3. Il considère que cela a pu favoriser une meilleure compréhension réciproque des problématiques abordées.

PROJET

ANNEXE 58 TER : COURRIER SYNERGRID-RACCORDEMENTS À ACCÈS FLEXIBLE

Type	Courrier
Date	07/11/2011
Structure	GT3
Evènement	Session 5
Intitulé	Raccordements à accès flexible
Auteur	SYNERGRID
Statut	

Monsieur Francis GHIGNY
CWAPE
Avenue Gouverneur Bovesse 103-106
5100 NAMUR

Votre correspondant	Vos références	Nos références	Date
		BG/pm	07.11.2011

Concerne : Raccordements à accès flexibles

Monsieur le Président,

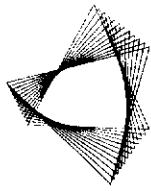
Vu l'évolution des discussions en REDI depuis début septembre, les gestionnaires de réseaux publics jugent utile de rappeler et préciser leur point de vue commun en matière de raccordements à accès flexible et des éventuelles compensations financières y liées.

Dans sa lettre à la CWAPE, à l'origine du groupe de réflexion REDI, le Ministre Nollet demande un rapport qui identifie les « *priorités en matière de développement des réseaux durables et intelligents* », notamment en vue « *d'assurer l'intégration des productions décentralisées* » et « *d'améliorer l'efficacité et le rapport coût-bénéfice des investissements réseaux* ».

Les gestionnaires de réseaux publics (GR) constatent qu'un consensus se dégage, au sein de REDI, pour considérer que les raccordements à accès flexible font partie des solutions 'smart' répondant aux objectifs du Ministre. Mais ils s'étonnent que les discussions récentes en REDI sur ce sujet aient surtout porté sur la question des éventuelles compensations pour le producteur – plus que sur les questions plus fondamentales, sur lesquelles l'attention du Ministre doit tout particulièrement être attirée, telles que :

- Sur quelle base le rapport coût-bénéfice du raccordement à accès flexible doit-il être calculé ?
- Le bénéfice doit-il être mesuré en tonnes de CO₂ évitées, en énergie verte produite, en puissance raccordée, ... ?
- Faut-il offrir des conditions plus avantageuses aux producteurs qui se raccordent dans des zones favorables où le réseau est suffisamment développé, afin d'optimiser globalement le rapport coût-bénéfice, par rapport aux raccordements situés dans des zones défavorables ?(!)
Quelle part du risque de délestage le producteur flexible doit-il lui-même supporter, quelle part doit être socialisée ?
- Les autorités doivent-elles définir des zones prioritaires pour l'accueil de la production renouvelable – permettant une planification du réseau optimale en termes de rapport coût-bénéfice –, sachant que, dans le cas contraire, les GR seront contraints de planifier les

¹ Pour rappel, l'étude réalisée par ICEDD et APERE en 2008-2009, complétée par les analyses des GR, a permis de conclure qu'il est possible, à court terme et sans devoir recourir à des renforcements coûteux, de raccorder jusqu'à 3.000 MW de capacité de production supplémentaire en Wallonie, rien qu'en éolien, sans devoir faire appel à des mécanismes de flexibilité. Ce potentiel est largement supérieur au scénario le plus ambitieux envisagé en REDI. Les GR sont donc d'avis que ce potentiel de raccordement mérite d'être exploité en priorité, car il présente le meilleur rapport coût-bénéfice pour la collectivité. Il en va de même pour les autres filières de production.



développements de leurs réseaux « à l'aveugle », sur base d'informations éparses, avec un impact défavorable sur les coûts et les délais, voire même, dans certains cas devoir réaliser plusieurs renforcements successifs ?

- Quelle(s) partie(s) doi(ven)t supporter les éventuels investissements réseaux nécessaires au raccordement d'unités de production : Les producteurs concernés ? L'ensemble des consommateurs via les tarifs réseau ?
- Quand les GR doivent-ils investir pour, à terme, rendre 'inconditionnels' les raccordements à accès flexibles ? Est-ce de manière systématique ? Comment évaluer quantitativement si un investissement est 'raisonnable' ou non, et ce également du point de vue de l' « intérêt général » et pas seulement de l' « intérêt du producteur » ?

A l'inverse, tous les utilisateurs du réseau – y compris les existants – doivent-ils être rendus flexibles et mis sur un pied d'égalité ? Il faut souligner l'importance pour REDI de réfléchir à la question de la flexibilité généralisée c.à.d. applicable aussi aux producteurs possédant déjà un accès existant. Aujourd'hui concrètement, la flexibilité ne concerne que les nouveaux projets, en majorité les productions SER. Si ce principe était accepté politiquement et considérant que les productions SER ont une priorité d'accès, on arrivera à augmenter très sensiblement la part verte d'électricité produite et injectée d'ici 2020. Dans cette vision, les restrictions dues aux contraintes des réseaux ne s'appliqueraient plus sur les producteurs SER mais plutôt sur les autres producteurs d'électricité classiques.

- Faut-il appliquer des règles de partage de la capacité, notamment sur base de la règle « premier arrivé, premier servi » ?
- Parmi les raccordements à accès flexible, convient-il de fixer un ordre de priorité de délestage, basé par exemple sur la source d'énergie (p.ex. délester en dernier lieu les sources non stockables) ?
- ...

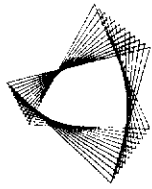
Une réponse claire à ces questions de fond, qui relèvent du politique car portant sur des choix de société, est indispensable avant de concevoir en détails le modèle des raccordements à accès flexible, en ce compris l'éventuel mécanisme de compensation financière. Seule une analyse en profondeur de ces questions – certes conflictuelles – et des conséquences liées aux différentes réponses possibles, permettrait au groupe REDI d'éclairer suffisamment le Ministre sur ces points.

Ceci n'empêche nullement, dans l'intervalle, de conclure des contrats de raccordement à accès flexible, sans compensation financière, afin de ne pas entraver le développement de la production décentralisée. Ces contrats seront ensuite adaptés dès que les principes définitifs auront été arrêtés et traduits sous forme de décrets et arrêtés ministériels. Un autre avantage de procéder ainsi, est de permettre de tester en grandeur réelle les mécanismes techniques nécessaires pour le fonctionnement de cette flexibilité de l'accès.

Sans préjudice de ce qui précède, les GR tiennent aussi, par la présente, à réagir à différentes propositions évoquées ces dernières semaines en REDI à propos des raccordements à accès flexible :

a. Puissance minimale

Pour les GRD, il n'est en aucun cas concevable d'étendre le modèle de raccordement à accès flexible à la basse tension, notamment pour des raisons opérationnelles (considérant le nombre d'installations). Ce modèle doit donc être limité aux installations d'une puissance minimale fixée à 250 kVA et raccordées au réseau HT du GRD (MT& TMT) ou au réseau de transport local du GRT. Hors de ces limites, l'ensemble du modèle de raccordement à accès flexible n'est pas envisageable.



b. Plafonnement des interruptions

Les GR ne sont pas en mesure de garantir un plafond annuel d'interruption par installation (p.ex. 10% du 'volume de production'), et ce d'autant moins que la fréquence d'interruption dépendra notamment des principes d'accès qui seront définis (priorité au non stockable ? FIFO ?) – cfr. ci-dessus – mais aussi des solutions techniques mises en œuvre pour réaliser le délestage (p.ex. selon que l'unité de production peut être délestée en quelques secondes ou en plusieurs minutes).

c. Principes d'accès

Les GR insistent sur le fait que la définition des principes d'accès (priorité et ordre selon lesquels les productions sont modulées, répartition de la modulation, etc.) est indispensable préalablement à la mise en place du mécanisme de raccordement à accès flexible, à grande échelle (p.ex. sur une boucle de réseau). Dans le cas inverse, les GR ne sauront pas comment procéder de manière opérationnelle pour activer la modulation de l'accès, dès que plusieurs producteurs seront concernés.

d. Problématique de la compensation financière

- Base légale :

Les GR sont d'opinion que l'attribution d'une compensation financière constitue une mesure de soutien complémentaire pour les renouvelables. Ce mécanisme doit donc être établi par l'autorité compétente qui doit, à cet effet, prévoir une base légale appropriée (voir le point ci-après).

- Partie redevable de la compensation éventuelle :

Les GR ne pourraient accepter de prendre à leur charge une éventuelle compensation financière que si toutes les conditions suivantes sont réunies:

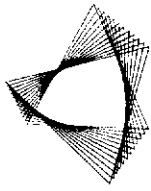
- Ces compensations financières doivent être rendues légalement obligatoires au travers d'une nouvelle OSP ;
- La base légale doit préciser quel GR doit prendre la compensation financière à sa charge (le GR où est raccordé le producteur ou, le cas échéant, le GR à l'origine de la demande de flexibilité)⁽²⁾ ;
- La totalité de la compensation financière doit être couverte par les tarifs : neutralité financière pour le GR ;
- La méthode de calcul de la production « non valorisée » doit être définie objectivement (la formule de calcul doit en outre veiller à éviter tout « gaming ») et le GR doit disposer des moyens et informations lui permettant de vérifier l'exactitude du calcul.

- Délai avant l'entrée en vigueur de la compensation éventuelle :

Pour les GR, il est essentiel que ce délai reflète les travaux à réaliser au niveau du réseau. Ce délai devrait être de 5 ans au minimum (sauf en cas de renforcements planifiés à plus court terme), voire plus en fonction de l'ampleur des travaux à réaliser, des plans d'adaptation approuvés par le(s) régulateur(s) compétent(s) ainsi que des délais d'obtention des permis. Ce délai devrait idéalement commencer à courir à la mise en service de l'installation complète (puissance contractuelle) et du raccordement. Si ce délai devait commencer à courir à la signature du contrat de raccordement, il ne pourrait en aucun cas être couplé à un délai de un an après mise en service de l'installation et du raccordement, car cela inciterait le GR à réaliser des renforcements court terme au risque de devoir recommencer d'autres travaux de renforcement par la suite ⁽³⁾.

² Le cas particulier de l'AIESH (raccordé au réseau RTE) doit également être pris en considération

³ Voir le point "planification" ci-avant.



Synergrid

Fédération des Gestionnaires de Réseaux
Electricité et Gaz en Belgique

Par ailleurs, aucune compensation financière ne doit être prévue pendant ce délai initial d'environ 5 ans, sans quoi les producteurs n'auraient pratiquement plus aucun incitant à privilégier les zones où le réseau est loin d'être congestionné.

- Etendue de la compensation :

Les producteurs et fournisseurs exigent une compensation financière en énergie et en certificats verts (CV). Les GR comprennent ce point de vue, sous réserve de neutralité financière en ce qui les concerne, mais jugent qu'il ne serait pas opportun de compenser l'entièreté du manque à gagner du producteur (énergie + CV). Le principe de la franchise soumis à la réflexion en GT REDI répond à cette préoccupation, pour autant qu'elle ne soit pas limitée dans le temps. D'autre part, les GR se posent ici à nouveau la question – à caractère politique – d'une éventuelle distinction à prévoir (p.ex. au niveau de la compensation des CV) entre sources d'énergies stockables et non stockables.

Dans le même esprit, la durée de vie de la compensation financière éventuelle devrait également être débattue : les producteurs et fournisseurs semblent estimer que ce mécanisme sera forcément permanent. Or cela ne va pas de soi : au même titre que d'autres mécanismes de soutien (certificats verts), la compensation financière (y compris pour l'énergie) pourrait, le cas échéant, être limitée dans le temps.

Les producteurs et fournisseurs exigent aussi une compensation physique pour le déséquilibre éventuel de leur ARP. Les GR jugent cette demande inapplicable en pratique, notamment parce que cela nécessiterait, de la part du GRD, une estimation (forcément contestable), en temps réel, de l'énergie non produite par chaque unité concernée, ce pour quoi il ne dispose pas des compétences et moyens nécessaires.

Les GR attirent également l'attention sur les risques de 'gaming' de la part des acteurs de marché, au cas où les éventuels mécanismes de compensation seraient mal conçus (notamment au niveau de l'évaluation de la quantité d'énergie non valorisée lors d'un délestage) ou trop généreux (en particulier si le mécanisme vise à compenser tout le manque à gagner). La sécurité du réseau elle-même pourrait être mise à mal par l'existence d'un mécanisme de compensation inapproprié.

- Réduction du tarif de raccordement :

Cette proposition de la CWaPE est inacceptable pour les GR. Non seulement cela rendrait le modèle encore plus complexe, mais de plus les coûts de raccordement, sur lesquels sont basés les tarifs, dépendent de la puissance maximale que le producteur peut injecter sur le réseau. Cette puissance maximale est indépendante de la flexibilité éventuelle du producteur. En outre, le GR doit supporter des coûts supplémentaires lorsque l'accès est flexible (systèmes de communication, procédures, dispatching), frais qui ne sont déjà pas répercutés sur le producteur. Enfin, cette réduction tarifaire devrait être compensée par ailleurs afin d'assurer la neutralité pour le GR : qui paiera la différence ?

Nous restons bien entendu à votre disposition pour apporter toute clarification souhaitée.

Nous vous prions de recevoir, Monsieur le Président, l'expression de notre considération distinguée.

F. de Lichtervelde

ANNEXE 58 QUATER : COURRIER CWAPE-RACCORDEMENTS À ACCÈS FLEXIBLE

Type	Courrier
Date	15/11/2011
Structure	GT3
Evènement	Session 5
Intitulé	Raccordements à accès flexible
Auteur	CWaPE
Statut	



CWaPE

Commission
Wallonne
pour l'Energie

Monsieur Ferdinand de LICHTERVELDE
SYNERGRID
avenue Palmerston 4
1000 BRUXELLES

Jambes, le 15 novembre 2011

V/réf.: BG/pm

N/réf.: 079303/765/Service juridique/FG/SR/acso/

042934

Monsieur de LICHTERVELDE,

Objet: Raccordements à accès flexible

J'ai bien reçu votre courrier daté du 7 novembre dernier et je vous remercie pour votre importante contribution, qui est de nature à favoriser une meilleure compréhension réciproque des problématiques abordées.

Il m'est d'autant plus agréable de répondre à votre missive que les dernières discussions dans le Groupe de Travail 3 de REDI ont considérablement déblayé le terrain et que, grâce à l'apport particulièrement constructif des différents participants, la CWaPE est en mesure, aujourd'hui, de répondre pratiquement à toutes les questions que vous posez.

Pourtant, quand vous indiquez que « *Les gestionnaires de réseaux publics (...) s'étonnent que les discussions récentes en REDI (...) aient surtout porté sur la question des éventuelles compensations pour le producteur – plus que sur les questions plus fondamentales (...)* », j'en conclus que vous avez été incomplètement informé. S'il est exact que la problématique des compensations a été largement abordée, vu les opinions divergentes en la matière, cette problématique a aussi été clairement recadrée dans une démarche visant à minimiser l'ensemble des coûts liés à l'intégration de la production décentralisée. Votre information aurait-elle été limitée aux discussions menées au sein du Groupe de Travail 1? Vous pourriez alors utilement prendre connaissance des rapports du Groupe de Travail 3 (voir en annexe 2 le projet de procès-verbal de la dernière réunion).

Pour votre facilité, et afin de faire avancer le débat, je joins en annexe 1 quelques commentaires succincts à différentes questions de fond posées.

Par ailleurs, nous prenons également acte de la réaction des GR à différentes propositions évoquées en REDI. A la lumière des réponses apportées aux "questions de fond", il vous sera aisé de distinguer parmi vos réactions celles qui ne nous poseront aucun problème des autres. Il va de soi que les méthodes de calcul, les délais avant l'entrée en vigueur de la compensation, etc. devront être précisés ultérieurement, dans des arrêtés d'exécution.

Vous indiquez « (...) il n'est en aucun cas concevable d'étendre le modèle de raccordement flexible à la basse tension (...) », mais vous ne pouvez pas ignorer que, pour les installations de production en basse tension, un accès flexible est déjà appliqué *de facto* (déclenchement du dispositif de sectionnement automatique en cas de surtension). Je suppose dès lors que vous visez plus particulièrement la "compensation financière" qui y serait liée. Pourtant, si un GR devait rester sans réaction suite à des déclenchements fréquents liés à des surtensions, il s'exposerait évidemment, déjà aujourd'hui, à des risques de sanctions financières pour non-respect de la législation existante.

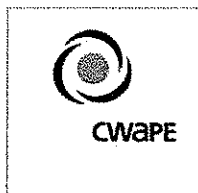
Enfin, nous considérons, comme vous, que la réduction du tarif de raccordement n'est pas une condition essentielle pour la mise en œuvre du raccordement avec accès flexible.

Nous vous prions de croire, Monsieur de LICHTERVELDE, à l'assurance de nos sentiments distingués.



Francis GHIGNY
Président

- Annexes :
1. Commentaires de la CWaPE
 2. Projet de PV de la session 4 du GT3 de REDI (8 novembre 2011)
 3. Logigramme schématisant l'intégration de la production locale
 4. Logigramme schématisant l'intégration de la production ≤ 10 kVA



Commentaires de la CWaPE aux questions posées par SYNERGRID en matière de raccordements à accès flexible, dans son courrier du 7 novembre 2011

1. Questions de SYNERGRID

- *Sur quelle base le rapport coût-bénéfice du raccordement à accès flexible doit-il être calculé ?*
- *Le bénéfice doit-il être mesuré en tonnes de CO₂ évitées, en énergie verte produite, en puissance raccordée,...* ?
- *Faut-il appliquer des règles de partage de la capacité, notamment sur base de la règle « premier arrivé, premier servi » ?*
- *Parmi les raccordements à accès flexible, convient-il de fixer un ordre de priorité de délestage, basé par exemple sur la source d'énergie (p.ex. délester en dernier lieu les sources non stockables) ?*

Commentaire de la CWaPE

Le bénéfice attendu est la possibilité de raccorder toute unité de production, pour laquelle un producteur est disposé à signer un contrat de raccordement. Ce "bénéfice" correspond à une contrainte imposée par l'Europe et qui est nécessaire pour atteindre les objectifs quantitatifs retenus par la Région wallonne pour l'électricité verte produite.

N'ayant pas encore reçu les données des GRD, le coût correspondant ne peut pas être chiffré à l'heure actuelle. La démarche suivie a été de définir un logigramme permettant au GRD de choisir, dans chaque situation concrète, la solution la plus économique pour lui (renforcement réseau, DSM ou une indemnisation plus ou moins importante selon le type de filière concernée). Cette optimisation économique, combinée à la priorité d'accès à l'électricité d'origine renouvelable (directive 2009/28) permet de résoudre les problèmes de choix complexes quant à la priorité d'accès (CO₂, kWh, puissance, biomasse stockable, ordre d'arrivée...).

2. Questions de SYNERGRID

- *Faut-il offrir des conditions plus avantageuses aux producteurs qui se raccordent dans des zones favorables où le réseau est suffisamment développé, afin d'optimiser globalement le rapport coût-bénéfice, par rapport aux raccordements situés dans des zones défavorables ?
Quelle part du risque de délestage le producteur flexible doit-il lui-même supporter, quelle part doit être socialisée ?*

Commentaire de la CWaPE

Des conditions moins favorables sont imposées aux producteurs ne se raccordant pas dans les zones favorables, en prévoyant une période durant laquelle l'indemnité n'est pas due.

3. Questions de SYNERGRID

- *Les autorités doivent-elles définir des zones prioritaires pour l'accueil de la production renouvelable – permettant une planification du réseau optimale en termes de rapport coût-bénéfice –, sachant que, dans le cas contraire, les GR seront contraints de planifier les développements de leurs réseaux « à l'aveugle », sur base d'informations éparses, avec un impact défavorable sur les coûts et les délais, voire même, dans certains cas devoir réaliser plusieurs renforcements successifs ?*

Commentaire de la CWaPE

C'est préférable en effet. Les autorités seront incitées à le faire pour réduire le coût d'utilisation du réseau. Les zones prioritaires ne sont cependant pas des zones exclusives, sauf décision spécifique du législateur.

4. Questions de SYNERGRID

- *Quelle(s) partie(s) doit(ven)t supporter les éventuels investissements réseaux nécessaires au raccordement d'unités de production : Les producteurs concernés ? L'ensemble des consommateurs via les tarifs réseau ?*

Commentaire de la CWaPE

L'ensemble des URD. Un tarif d'injection est envisageable pour autant qu'il soit équivalent à celui appliqué sur d'autres réseaux (GRT notamment), pour éviter toute discrimination entre producteurs. Pour les producteurs ≤ 10 kVA bénéficiant d'une compensation, le tarif d'injection pourra être plus élevé car il est moins susceptible de créer une discrimination avec des producteurs ne bénéficiant pas de la compensation.

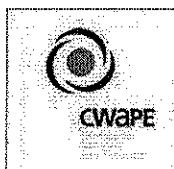
5. Questions de SYNERGRID

- *Quand les GR doivent-ils investir pour, à terme, rendre 'inconditionnels' les raccordements à accès flexibles ? Est-ce de manière systématique ? Comment évaluer quantitativement si un investissement est 'raisonnable' ou non, et ce également du point de vue de l'« intérêt général » et pas seulement de l'« intérêt du producteur » ?
A l'inverse, tous les utilisateurs du réseau – y compris les existants – doivent-ils être rendus flexibles et mis sur un pied d'égalité ? Il faut souligner l'importance pour REDI de réfléchir à la question de la flexibilité généralisée c.à.d. applicable aussi aux producteurs possédant déjà un accès existant. Aujourd'hui concrètement, la flexibilité ne concerne que les nouveaux projets, en majorité les productions SER. Si ce principe était accepté politiquement et considérant que les productions SER ont une priorité d'accès, on arrivera à augmenter très sensiblement la part verte d'électricité produite et injectée d'ici 2020. Dans cette vision, les restrictions dues aux contraintes des réseaux ne s'appliqueraient plus sur les producteurs SER mais plutôt sur les autres producteurs d'électricité classiques.*

Commentaire de la CWaPE

La CWaPE est d'avis que tous les nouveaux raccordements devraient prévoir un accès flexible et que les anciens pourraient devenir flexibles sur base négociée. La priorité d'accès à l'E-SER ou son accès garanti sont prévus dans la directive 2009/28.

* * *



Procès-verbal – Session 4

Groupe de Travail 3 « Coût – Bénéfice des investissements réseau » - REDI

Date et lieu : 8 novembre 2011 (AM), CWaPE

Présences

Acteur	Membre	Organisation
Fournisseur	Frank SCHOONACKER	SPE
	Bernard PHILIPPART DE FOY	ELECTRABEL
	Antoine THOREAU	NUON
	Pierre DUBOIS	LAMPIRIS
Gestionnaire du réseau de distribution	Michel LEFORT	ORES
	Olgan DURIEUX	ORES
	Jean-Michel SOORS	TECTEO
	Philippe DELARUE	TECTEO
Gestionnaire du réseau de transport	Thierry SPRINGUEL	ELIA
	Jean-Jacques LAMBIN	ELIA
Consultant	Waseem KHAN	CAP GEMINI
Région Wallonne	Muriel HOOGSTOEL	Service public de Wallonie (DGO4)
Régulateur	Francis GHIGNY	CWaPE
	Vincent VANHERCK	CWaPE
	Frédéric TOUNQUET	CWaPE
	Jean-François SARTIAUX	CWaPE

Ordre du jour

- 1) Approbation du procès verbal de la réunion précédente
- 2) Présentation d'ELIA concernant les prévisions de production en fonction des prévisions météorologiques
- 3) Réponses au questionnaire concernant la gestion active de la demande
- 4) Suite des travaux

Procès-verbal

Mr Jehan DECROP, représentant le cabinet du Ministre NOLLET, ne peut assister à la réunion et s'en excuse.

Approbation du procès verbal de la réunion précédente

Le projet de procès verbal de la réunion précédente est parcouru en séance et sera adapté sur base des remarques émises par Mr LEFORT et Mr SPRINGUEL. Le document modifié sera porté à la connaissance des participants pour approbation finale.

Prévisions de production sur base de données météorologiques (ELIA)

Suite aux questions adressées aux gestionnaires de réseau dans le questionnaire remis aux participants lors de la réunion précédente, Mr LAMBIN présente un exposé 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 sous-station du réseau.

Ce modèle a été mis au point dans un premier temps par ELIA afin d'acquérir l'expertise nécessaire mais il a finalement été décidé d'acheter l'outil de simulation à un partenaire extérieur.

Mr LAMBIN présente un certain nombre d'étude 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-1, l'erreur statistique s'élève à plus de 7% tandis qu'en J-4, cette erreur atteint les 15%. 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. Elles montrent également que l'erreur de prévision augmente au fur et à mesure que l'échantillon statistique augmente, ce qui n'est pas sans incidence sur les modalités de prévention des congestions locales. Concernant le photovoltaïque, Mr LAMBIN indique que la constitution d'un échantillon représentatif est en cours.

Thierry SPRINGUEL ajoute qu'ELIA met actuellement le focus sur la base de données des productions décentralisées (cahier vert) et les processus d'échange entre gestionnaires de réseau qui doivent permettre sa mise à jour.

Intervention concernant la télécommande centralisée (TECTEO)

Faisant suite au questionnaire distribué au gestionnaire de réseau, Mr DELARUE, expert en TCC au sein de TECTEO, porte à la connaissance des participants des éléments d'information pertinents à ce sujet.

Il rappelle que TECTEO dispose d'une baie centrale au niveau de son dispatching ainsi que de près de 40 baies locales situées au niveau des postes sources. Il est donc possible de différencier les horaires de basculement par poste source puisqu'ils sont équipés de baies locales qui peuvent être commandées séparément.

Les contraintes relatives à l'émission des signaux concernent notamment l'échauffement des baies et limitent celles-ci à 1 heure cumulée par jour. La fiabilité du système nécessite également une redondance de l'émission, en cas d'erreur de transmission, ce qui est relativement courant.

Réponses au questionnaire

Les GRD ont également été invités à renseigner aux participants les moyens dont ils disposent pour le monitoring des flux transitant sur leur réseau.

Jean-Michel SOORS indique que TECTEO a lancé un projet pilote doté d'un budget de 8000€ afin d'améliorer leur capacité de monitoring. Actuellement, le GRD dispose d'une vue sur les flux transitant par les postes HT/MT via son dispatching.

ORES suit les mesures des transformateurs HT/MT ainsi que le statut des cabines (état des protections) au niveau du dispatching central de Namur. Il n'y a pas de monitoring des flux au niveau de la basse tension.

Intégration de la production locale (CWaPE)

Francis GHIGNY présente aux participants certaines pistes quant aux recommandations qui seront émises dans le rapport final du groupe de réflexion de REDI. Il détaille un logigramme qui est le

résultat des réflexions menées jusqu'ici par les différents groupes de travail. Il propose aux participants de faire part de leurs remarques lors de la prochaine réunion du GT3. Le logigramme distingue trois étapes successives :

- Raccordement des productions décentralisées

Les plans d'adaptation des gestionnaires de réseau devront permettre de donner une meilleure visibilité sur les investissements réseau, en particulier face aux contraintes d'injection. Pour faire face aux objectifs du Gouvernement Wallon en matière de production d'électricité verte, certains investissements seront qualifiés de stratégiques, notamment ceux permettant une meilleure observabilité des flux transitant par le réseau (monitoring au niveau des postes de transformation) ou rendus nécessaires par l'intégration accrue des productions décentralisées. Ces investissements stratégiques seraient associés à un taux de rémunération des capitaux investis incitatif (WACC+).

Le changement fondamental permettant l'intégration de la production locale concerne le raccordement de ces unités. Toute demande de raccordement devra être rencontrée, tandis que l'accès flexible associé au contrat de raccordement serait généralisé. Francis GHIGNY indique qu'il s'agit de rencontrer les dispositions contenues dans les directives européennes et de donner la priorité au renouvelable. La disponibilité de la capacité du réseau conditionnera alors les modalités d'indemnisation en cas d'activation de l'accès flexible.

- Prévention des congestions (J-1)

Les gestionnaires de réseau devront également disposer des informations et des outils permettant de prévenir l'occurrence de congestions et pourront faire appel à des sources de flexibilité.

Les GRD utiliseront en priorité leurs outils propres (gestion active de la demande via compteurs interruptibles et compteurs bihoraires munis d'une EEPROM spécifique) dans la mesure où une action annoncée suffisamment tôt (J-1 avant 11h) permettra d'atténuer son impact auprès des autres parties sans nécessiter de dédommagement financier.

Les acteurs commerciaux (fournisseurs, agrégateurs, producteurs,...) pourront également proposer des services de flexibilité pour les clients équipés de compteurs télé relevés ou de compteurs intelligents, voire pour les unités de production elles-mêmes.

- Gestion des congestions

Lorsqu'une congestion est imminente, le GRD pourra faire appel à de la flexibilité par le biais du fournisseur en intraday (J-15'). Si, malgré ces mesures, une congestion est effectivement constatée, il activera les accès flexibles 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.

Francis GHIGNY indique que le logigramme constitue un résultat issu des travaux du GT3 « Coût-bénéfice des investissements réseau » et qu'à défaut de pouvoir présenter des données chiffrées quant aux coûts associés, le mécanisme doit permettre d'atteindre un optimum économique. Il présente enfin un logigramme simplifié pour les productions < 10kVA.

Michel LEFORT constate que les plans d'adaptation devront intégrer des prévisions de production qui compléteront les demandes individuelles. Il affirme également que les GRD devront mettre en œuvre des mécanismes permettant de valider les programmes des fournisseurs (gestion active de la demande) au regard des contraintes du réseau.

Jean-Michel SOORS s'interroge sur les incitants à proposer au client pour qu'il contribue à la gestion des congestions locales.

Frank SCHOONACKER rappelle les discussions du GT1 concernant les accès flexibles et la motivation des producteurs pour coopérer au plus tôt du processus dans la réalisation des études et l'obtention des permis, au paiement desquels les producteurs pourraient participer.

Francis GHIGNY ajoute que l'introduction d'une indemnisation pour les raccordements flexibles est essentielle pour que le GRD puisse optimiser ses actions sur base de critères économiques. Cela permettra au mécanisme de fonctionner efficacement, en permettant un arbitrage entre les investissements réseau, la gestion active de la demande et les indemnisations. L'indemnisation permet également de gérer la priorité à donner aux différentes unités de production renouvelables, puisque le manque à gagner à compenser dépendra des taux d'octroi de certificats verts. Les GRD auront à disposition des outils afin de réaliser un optimum économique qui soit cohérent avec les priorités politiques relatives à la promotion des différentes filières de production d'électricité verte.

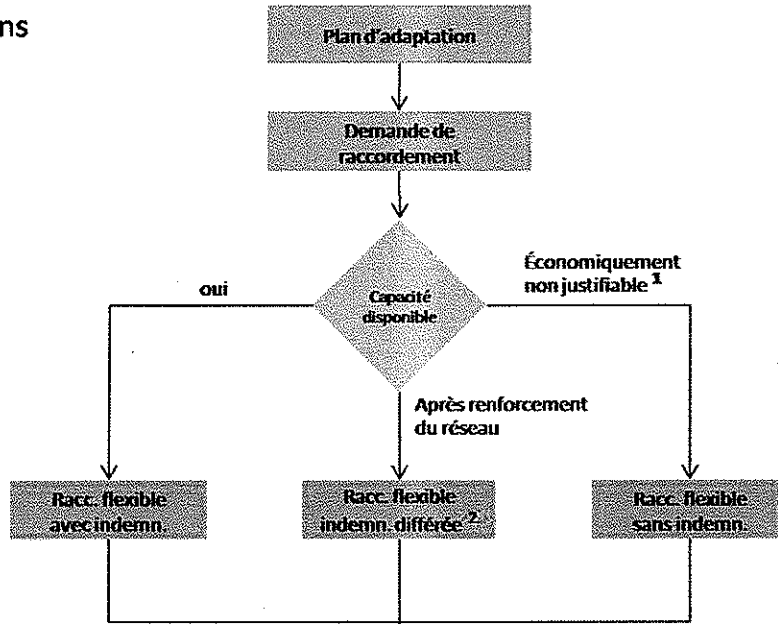
Michel LEFORT juge positivement que des outils soient mis à disposition du GRD qui constituent autant de moyens d'action pour atteindre les objectifs au moindre coût.

Francis GHIGNY propose aux participants de réagir au logigramme lors de la prochaine réunion du GT3 qui aura lieu le mardi 22 novembre (9h30, locaux CWaPE).



Intégration de la production locale

J - 3 ans

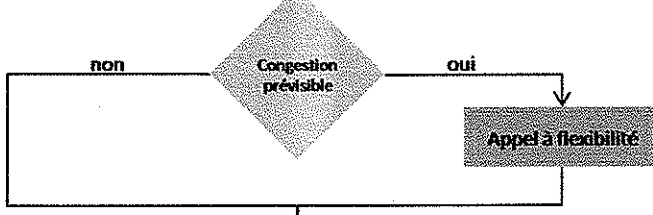


- Renforcement du réseau (prod. déc.) } WACC+
 - Monitoring du réseau (Smart Grid)

1: Accord CWAPE nécessaire
 2: Niveau de flexibilité et durée des travaux à justifier

- Dir. 2009/72, art. 32
 - Dir. 2009/28, art. 16, 5^e
 - Décret "électricité", art. 11

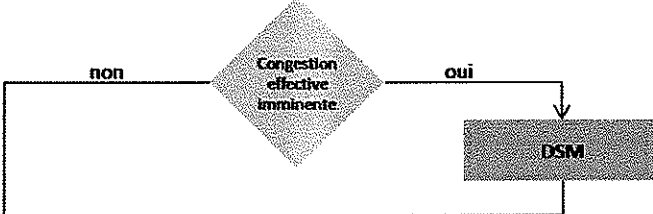
J - 1 (avant 11h00)



Ordre prioritaire

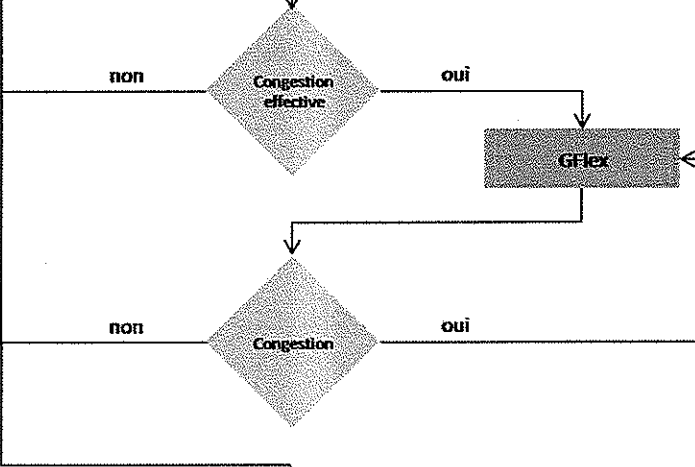
1. DSM C.I. max 2 heures } GRD (sans dédomm.)
- DSM C. Bi. EEPROM spéc.
2. DSM via AMR/SM } ARP/F/Agr.
3. GFlex fossile } GRD
4. GFlex RES }

Intra-day jusqu'à J - 15'



AMR/SM } ARP/F/Agr.

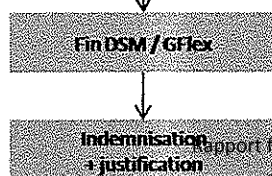
J



Ordre prioritaire

1. Fossile
2. RES: Dir. 2009/28, art. 16, 2. b.

J + 6 mois



Logigramme intégration production ≤ 10 kVA



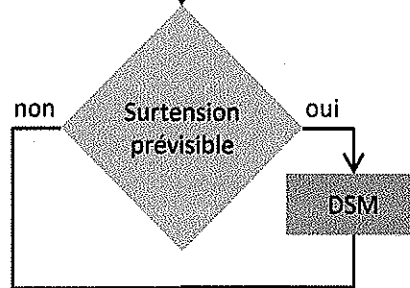
J - 3 ans

Plan d'adaptation

Raccordement

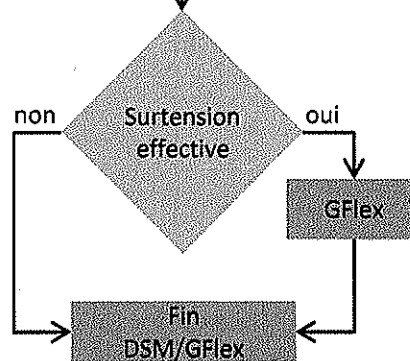
Flexible automatique: surtension !

J - 1 (avant 11 h00)



- Compteur interruptible max 2h
- Compteur bihoraire avec EEPROM dédié + relais
- (- Achat flexibilité chez F.: SM/AMR)

J



Onduleurs déconnectent

J + 1 an

Indemnisation si documentation constituée

ANNEXE 59: PROCÈS-VERBAL

Type	Procès-verbal
Date	14/01/2011
Structure	Plénière
Evènement	Kick-off
Intitulé	Procès-verbal
Auteur	CWaPE
Statut	Approuvé



Procès-verbal - Séance plénière du 14 janvier 2011

Kick-off meeting - REDI

Lieu : Moulin de Beez

Ordre du jour

- **« Dynamique européenne de la recherche en Smart Grids : un objectif commun »**

Par Laurence POLAIN (SPW - DGO4)
Département de l'Énergie et du Bâtiment durable
Direction de la Promotion de l'Énergie durable
Équipe Recherche en Énergie

- **« REDI, une mission pour baliser le développement futur des réseaux électriques »**

Par Francis GHIGNY (CWaPE)

- **« REDI : une organisation pratique »**

Par Frédéric TOUNQUET et Jean-François SARTIAUX (CWaPE)

- **Questions et réponses**

- **« Les réseaux d'électricité : un outil pour rencontrer les objectifs stratégiques du Gouvernement wallon »**

Intervention du Ministre Jean-Marc NOLLET

Interventions après les exposés

- La dénomination et le contenu des différents groupes de travail ont été définis sur base des participants à ces groupes et non sur base des solutions qui y seront discutées.
- Les exposés n'ont pas présenté de solutions concrètes ou de données chiffrées. La CWaPE considère que ces aspects doivent venir des participants aux groupes de travail sans quoi la démarche de concertation n'aurait pas de sens. Il ne s'agit donc pas de proposer dès le départ une solution spécifique pour ensuite la justifier par des études coûts – bénéfiques. Il s'agit au contraire de partir des finalités, des objectifs visés, et c'est précisément l'objet de cette réunion plénière d'expliquer ces finalités. Par conséquent, les membres des Groupes de Travail pourront proposer toute solution ou mesure technique permettant de répondre à ces finalités. Par ailleurs, des pistes ont déjà été lancées (raccordement conditionnel ou gestion de la demande par exemple) et seront donc abordées lors des Groupes de Travail.

- De même, l'énergie est considérée uniquement du côté électrique et non sous forme d'autres vecteurs (stockage sous forme de froid ou de chaleur par exemple), la mission de la CWaPE concernant uniquement le réseau électrique. De plus, il semble que la part de l'électricité augmentera dans le futur (voitures électriques entre autres choses).
- La réduction des pertes réseau est une finalité qui sera abordée lors du Groupe de Travail 2 (Consommateurs finals) en mettant l'accent sur l'adéquation locale et temporelle entre la production et la consommation au niveau local.
- Le SPF Economie – DG Contrôle et Médiation regrette de ne pas participer au Groupe de Travail 2. Les différents acteurs représentant les consommateurs sont invités à se concerter. En cas de désaccord, la CWaPE tranchera.
- Pour démarrer le Groupe de Travail 1 (Productions décentralisées), l'ICEDD effectuera, pour le compte de la CWaPE, une étude concernant la réalisation des objectifs d'intégration des productions décentralisées, notamment renouvelables, au moyen d'une quantification ventilée par filière de production, par taille d'installation ainsi qu'une répartition dans le temps. Les résultats de cette étude seront rendus publics et seront accessibles sur le Forum. D'autre part, un Comité de Pilotage a été mis sur pied et décidera des hypothèses de travail dès la semaine prochaine. Ces hypothèses pourront être adaptées par la suite aux décisions du Gouvernement.
- Le Forum est accessible depuis hier. Déjà 185 personnes sont inscrites à ce stade.
- La prochaine réunion plénière est fixée au 6 avril. La réunion plénière finale est programmée pour le 6 décembre 2011. Ces réunions se dérouleront aux Moulins de Beez.

Intervention du Ministre Jean-Marc Nollet

- La constitution de réseaux électriques durables et intelligents est un enjeu important. La session du Gouvernement wallon pour fixer les quotas de certificats verts qui s'est déroulée hier a comporté de nombreuses interventions sur les réseaux et les réseaux intelligents. Or, ce terme « réseau intelligent » demeure à l'état de concept jusqu'à présent et mérite d'être approfondi.
- Ces réseaux intelligents font partie des moyens à mettre en œuvre pour répondre aux objectifs européens (réduction du CO₂, augmentation des énergies renouvelables, amélioration de l'efficacité énergétique) et de la déclaration gouvernementale (20% d'énergie renouvelable et 8.000 GWh d'électricité renouvelable) à l'horizon 2020.
- Les énergies renouvelables représentent un potentiel pour la Région (économie, emploi...) mais le réseau est à moderniser pour pouvoir accepter ces productions, avec des impacts sur les délais, les tarifs...
- En plus des objectifs déjà repris dans la lettre de mission, l'objectif du groupe de réflexion REDI est d'assurer la concertation entre les différents intervenants.

* *
*

Annexe : liste des présences

Nom	Prénom	Société	Adresse mail
BARBEAUX	Cécile	CABINET DU MINISTRE J.-M. NOLLET	cecile.barbeaux@cabinetnollet.be
BEGUIN	Maxime	CLUSTER TWEED	mbeguini@clustertweed.be
BUYSSE	Jean-Louis	CWaPE	j-l.buysse@cwape.be
CALDERAN	Jérôme	ESSENT BELGIUM	j.calderan@essent.be
CAR	Victor	COMMISSION DE LA PROTECTION DE LA VIE PRIVEE	victor.car@privacycommission.be
DE GREEF	Thibaut	BRUGEL	tdegreef@brugel.be
DE JAEGER	Emmanuel	LABORELEC	emmanuel.dejaeger@laborelec.com
de VILLENFAGNE	Aude	SPE	aude.devillenfagne@spe.be
DE WISPELAERE	Bram	SPE	bram.dewispelaere@spe.be
DEBLOCQ	Vincent	FEBEG	vincent.deblocq@febeg.be
DECAMPS	Claude	ANPEB	decamps.claude@skynet.be
DEGAND	Patrick	ESSENCIA	pdegand@essencia.be
DOCHY	Stéphane	TEST-ACHATS	sdochy@test-achats.be
DUBOIS	Pierre	LAMPIRIS	pierre.dubois@lampiris.be
ERNST	Damien	ULG - Institut Montefiore	dernst@gmail.com
FODIL PACHA	Farid	BRUGEL	ffodilpacha@brugel.be
FRANCHIMONT	Marc	ELECTRABEL	marc.franchimont@electrabel.com
FRANCK	Vivian	SPW - DGO4 Dépt de l'Energie et du Bât. durable	vivian.franck@spw.wallonie.be
GHIGNY	Francis	CWaPE	f.ghigny@cwape.be
GILLES	Martial	SPW - DGO4 Dépt de l'Energie et du Bât. durable	martial.gilles@spw.wallonie.be
GLORIEUX	Jacques	INTER-REGIES	jacques.glorieux@inter-regies.be
GOETGHEBUER	Didier	ICEDD	didier.goetghebuer@icedd.be
GOVERNEUR	Bruno	SYNERGRID	bruno.gouverneur@synergrid.be
GREGOIRE	Michel	SPW - DGO4 Dépt du Logement	michel.gregoire@spw.wallonie.be
HELBIG de BALZAC	Michel	EDORA	michel@helbigdebalzac.net
HOOGSTOEL	Muriel	SPW - DGO4 Dépt de l'Energie et du Bât. durable	muriel.hoogstoel@spw.wallonie.be
HUBIN	Claude	TECTEO	c.hubin@resa.tecteo.be
HUGE	Jacques	ORES	jacques.huge@ores.net
JACQUEMIN	Frédéric	ICEDD	frederic.jacquemin@icedd.be

Nom	Prénom	Société	Adresse mail
JOSZ	Marc	ELECTRABEL	marc.josz@gdfsuez.com
KADARI	Soufiane	AIEG	soufiane.kadari@aieg.be
LAUMONT	Noémie	EDORA	nlaumont@edora.be
le BUSSY	Roger	REGIE D'ELECTRICITE DE WAVRE	roger.lebussy@grdwavre.be
LEBRUN	André	UWE	andre.lebrun@uwe.be
LEFORT	Michel	ORES	michel.lefort@ores.net
LEROY	Frédéric	INNO-CONCEPTS	frederic.leroy@eminum.com
MALBRANCKE	Marc	INTER-REGIES	marc.malbrancke@inter-regies.be
MARCHETTI	Michel	SPW - DGO4 Dépt de l'Energie et du Bât. durable	michel.marchetti@spw.wallonie.be
MARENNE	Yves	ICEDD	yves.marenne@icedd.be
MEUWIS	Philippe	ANPEB	anpeb.meuwis@skynet.be
MINGUET	Laurent	CLUSTER TWEED	laurent@minguet.be
MISSELYN	Pascal	BRUGEL	pmisselyn@brugel.be
NACHTERGAELE	Ann	FEVIA	an@fevia.be
NAERT	Gérard	CWaPE	g.naert@cwape.be
NISEN	Dimitri	PBE	dimitri.nisen@pbe.be
NOLLET	Jean-Marc	CABINET DU MINISTRE J.-M. NOLLET	cabinet@cabinetnollet.be
OTJACQUES	Stéphane	ELIA	stephane.otjacques@elia.be
PAUWELS	Willy	FEDELEC	willy.pauwels@fedelec.be
PHILIPPART DE FOY	Bernard	ELECTRABEL	bernard.philippartdefoy@electrabel.com
PISANO	Véronique	UVCW - FEDERATION DES CPAS	veronique.pisano@uvcw.be
POLAIN	Laurence	SPW - DGO4 Dépt de l'Energie et du Bât. durable	laurence.polain@spw.wallonie.be
PONCIN	Jean-Marie	SPF Economie - DG Qualité et Sécurité Division Règlementation et Politique de Contrôle	jean-marie.poncin@economie.fgov.be
REDING	Marc	CWaPE	m.reding@cwape.be
RENIER	Stéphane	CWaPE	s.renier@cwape.be
RENSON	Anne-Stéphanie	CMS DEBACKER	annestephanie.renson@cms-db.com
SARTIAUX	Jean-François	CWaPE	j-f.sartiaux@cwape.be
SCHOONACKER	Frank	SPE	frank.schoonacker@spe.be
SONNET	Eric	SPF Economie DG Contrôle et Médiation	eric.sonnet@economie.fgov.be

Nom	Prénom	Société	Adresse mail
STEPHENNE	Alain	SPW - DGO4 Dépt de l'Energie et du Bât. durable	alain.stephenne@spw.wallonie.be
TOUNQUET	Frédéric	CWaPE	f.tounquet@cwape.be
VAN CRAENENBRO	Thierry	VREG	thierry.vanraenenbroeck@vreg.be
VAN DER MAREN	Olivier	FEB	ovm@vbo-feb.be
VANDAELE	Freddy	AGORIA WALLONIE	freddy.vandaele@agoria.be
VANDEZANDE	Bruno	AGORIA WALLONIE	bruno.vandezande@agoria.be
VASTEELS	Alain	CWaPE	a.vasteels@cwape.be
VERHEGGHE	Karen	ESSENT BELGIUM	k.verhegghe@essent.be
VERMEULEN	Eric	HAULOGY.NET	eric.vermeulen@haulogy.net
VERSYP	Alain	TECTEO	a.versyp@resa.tecteo.be
WALLEE	Didier	AIESH	wallee@aiesh.be
WYVERKENS	Herman	E.ON BENELUX	herman.wyverkens@eon-benelux.com
XHONNEUX	Roger	SWISTEC	roger.xhonneux@swistec.com

ANNEXE 60: DYNAMIQUE EUROPÉENNE DE LA RECHERCHE EN SMART GRIDS UN OBJECTIF COMMUN.

Type	Présentation
Date	14/01/2011
Structure	Plénière
Evènement	Kick-off
Intitulé	Dynamique européenne de la recherche en Smart Grids un objectif commun.
Auteur	DGO4
Statut	Pour information

DGO4

Département de l'Énergie et du Bâtiment Durable

Promotion de l'Énergie Durable

*« Dynamique européenne de la recherche en
Smart Grids: un objectif commun »*

Moulins de Beez, 14 janvier 2011



Plan

- I. Dynamique EU: un objectif commun
- II. EII Grid
 - I. Contexte**
 - II. Programme de travail**
- III. EERA Grid
 - I. Contexte**
 - II. Programme de travail**
- IV. Comice Grid et articulation avec REDI

« New way of working together »

□ Projets nationaux et EU → □ Programme EU: EII, EERA

- European Industrial Initiatives
- European Energy Research Alliance



<http://www.photo-libre.fr>

Dynamique EU: un objectif commun

SET-Plan

Plan stratégique européen pour les technologies énergétiques de l'UE

□ But :

- Développer les technologies "low carbon"
- Diminuer les émissions de CO₂ de 80% à l'horizon 2050
- Grouper la communauté scientifique et industrielle EU afin d'optimiser les efforts

□ Méthode :

- Planification stratégique commune
- Financement public et privé (3-8 milliards €/an)



EII Grid - Contexte

SET-Plan et EII

❑ Initiatives Industrielles Européennes (8) :

- Vision commune: plan de RD&D et implémentation des technologies initiées par les parties prenantes
- Domaines: énergie solaire, éolienne, **Grid**, capture et stockage du carbone, fission nucléaire durable, smart cities, bioénergies durables et l'entreprise conjointe piles à combustible et hydrogène

❑ EERA ou Alliance Européenne de la Recherche en Énergie

❑ SETIS ou SET Information System: base de données



Information le 04/02/2011 p.m. aux Moulins de Beez

EII Grid - Contexte

□ European Electricity Grid Initiative :

- Vision pour 2020, priorités
- Programme RD&D de 9 ans initié par les opérateurs de réseaux (EDSO-SG, ENTSO-E, plate-forme Smart-Grid)

Références :

- http://ec.europa.eu/energy/technology/initiatives/initiatives_en.htm
- www.smartgrids.eu
- Gérée par EII Grid Team (Commission Européenne + Représentants des opérateurs de réseaux + États membres)

EII Grid - Programme de travail

□ Objectifs :

- Intégration de nouvelles sources d'énergie renouvelables et décentralisées (solaire, éolien)
- Développement en vue de l'électrification progressive du transport
- Participation active des utilisateurs dans les marchés et l'efficacité énergétique

□ Promotion de solutions pour :

- standardisation EU
- interopérabilité EU

EII Grid - Programme de travail

- ❑ **Échange de bonnes pratiques**
- ❑ **Innovation Système plutôt que Technologique** : validation de technologies existantes dans des conditions réelles de fonctionnement
- ❑ **Démonstrations** qui impliqueront les acteurs associés
- ❑ Les **schémas de tarifs** actuels ne fournissent pas d'incitants suffisants pour des projets à large échelle de R&D. Cependant le 3^e paquet du marché interne de l'énergie prévoit que les **incitants tarifaires pourraient soutenir des activités de recherche**
- ❑ **Phase de transition** avec soutien financier public et privé
- ❑ **Coordination** rapprochée de l'EII Grid avec les EII Wind et Solar

EII Grid - Programme de travail

- ❑ 1. Réseaux de transmission (560 M€)
- ❑ 2. Réseaux de distribution (1.200 M€)
- ❑ 3. Coordination entre réseaux de transmission et distribution (230 M€)

- ❑ Programme de travail pour les réseaux de distribution
 - Gestion active de la demande et intégration avec les Smart Homes
 - Infrastructure de Smart Metering & Data Processing
 - Intégration des SER, stockage d'électricité et véhicules électriques
 - Planification, gestion et contrôle
 - Infrastructure intégrée de communication

EII Grid - Programme de travail

□ Personnes de contact :

- Livio Gallo - [EDSO-SG](#) - ENEL Distribuzione
- Pau Rey - [Plate-forme SmartGrid](#) -
secretariat@smartgrids.eu - +32/2 513.81.22
- Patrick Van Hove - [Commission Européenne DG Recherche](#) -
Patrick.Van-Hove@ec.europa.eu
- Laurence Polain - [Service Public de Wallonie-DGO4](#) -
laurence.polain@spw.wallonie.be - +32/81 33.54.28

□ Actions attendues :















- Relever dans les programmes proposés les thèmes prioritaires d'intérêt pour les GRD wallons et acteurs associés
- Déterminer les actions de collaboration - programme de travail, budget, partenaires EU
- Communiquer l'information à l'EDSO et à la délégation belge à l'EII Grid

EERA Grid - Contexte

□ European Energy Research Alliance

- 10 instituts de recherche fondateurs (CEA, ENEA, ECN, Helmholtz, UKERC, CIEMAT, RISO DTU, CRES, VTT)
- Combiner/partager les ressources nationales existantes:
 - intellectuelles
 - matérielles
- Programmes de recherche à long terme pan-européens communs
- Combiner les ressources financières

EERA Grid - Programme de travail

Participants Name	Short Name	Country	Role	Human Resources
ERSE Spa	ERSE	Italy	JP coordinator	
ENEA	ENEA	Italy	JP coordinator	
Energy Research Centre of the Netherlands	ECN	The Netherlands	SP leader	
RISOE DTU	RISOE	Denmark	SP leader	
VITO	VITO	Belgium	SP leader	
Technical Research Centre of Finland	VTT	Finland	SP leader	
Austrian Institute of Technology	AIT	Austria	Participant/Task leader	
Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy Systems Technology	IWES	Germany	Participant/Task leader	
EC Joint Research Centre Institute for Energy	JRC-IE	The Netherlands	Participant/Task leader	 
LABEIN TECNALIA	LABEIN	Spain	Participant/Task leader	
LABORELEC	LABORELEC	Belgium	Participant/Task leader	
SINTEF	SINTEF	Norway	Participant/Task leader	
TUBITAK	TUBITAK	Turkey	Participant/Task leader	
		Total Effort: (person years / year)	> 52.5	

EERA Grid - Programme de travail

- ❑ 1. Network Operation
 - ❑ 2. Energy Management
 - ❑ 3. Information and control System Interoperability
 - ❑ 4. Electrical Storage Technologies
-
- ❑ **Comice thématique sur les réseaux électriques**
 - Invitation à grouper les organismes de recherche en vue de créer une masse critique leur permettant de s'insérer dans le programme conjoint Smart Grids de l'EERA
 - Invitation aux GRD à parrainer l'initiative
 - **s'intéresser au programme de R&D**
 - **apporter votre expertise en vue de guider les recherches dans une direction opérationnelle**

Comice Grid et articulation avec REDI

- ❑ Objectifs temporels distincts
- ❑ Échange d'informations
- ❑ Être acteur au niveau EU pour mettre en avant les spécificités du réseau et du know-how wallon



MERCI POUR VOTRE ATTENTION

Laurence POLAIN

Département de l'Énergie et du Bâtiment Durable

Direction de la Promotion de l'Énergie Durable

Tel : 081 33 54 28

Email : laurence.polain@spw.wallonie.be

Informations générales sur l'énergie

<http://energie.wallonie.be>



ANNEXE 61: KICK-OFF MEETING REDI

Type	Présentation
Date	14/01/2011
Structure	Plénière
Evènement	Kick-off
Intitulé	Kick-off meeting REDI
Auteur	CWaPE
Statut	Pour réaction



REDI

« Réseaux électriques durables et intelligents »

Kick-off meeting

Moulins de Beez, le 14 janvier 2011

Francis GHIGNY
Président de la CWaPE



- L'électricité: vecteur énergétique du futur
 - Source de progrès
 - Gestion plus efficace de l'énergie
 - Sources d'énergie renouvelables

- Le réseau pour transporter et distribuer l'électricité
 - Dimension sociétale
 - Création de liens entre tous les acteurs (au bénéfice de tous)
 - Mutualisation des coûts (au bénéfice de tous)
 - Écrêtage des pointes de consommation (foisonnement)



Demande du Ministre de l'Énergie adressée à la CWaPE: « (...) *remettre au Gouvernement un rapport sur les priorités en matière de développement des réseaux durables et intelligents en vue...*

➤ *d'assurer l'intégration des productions décentralisées,*

L'intégration accrue des productions décentralisées, notamment renouvelables, sur les réseaux constitue un défi à relever dans la manière de concevoir et de gérer les réseaux.

⇒ **GT1 : Production décentralisée**

➤ *de limiter la consommation des clients finals, de réduire les pertes réseaux,*

Dans quelle mesure une gestion active de la demande (DSM), tenant compte aussi des contraintes locales du réseau, peut-elle contribuer aux objectifs de réduction des émissions de CO2 ?

⇒ **GT2 : Consommateurs finals**

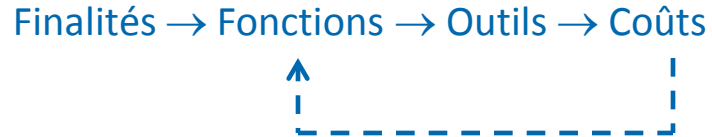
➤ *et d'améliorer l'efficacité et le rapport coût-bénéfice des investissements "réseaux" »*

Comment mettre en œuvre les mesures identifiées, au moindre coût ?

⇒ **GT3 : Coût-Bénéfice des investissements réseaux**



- Partir des finalités identifiées pour choisir les solutions les plus adaptées



- Finalités non débattues au sein de REDI car responsabilité politique
- Champ particulièrement large et donc risque de se perdre
- Forum de discussion et d'information REDI

3. Une méthode et un cadre clair



Planning REDI - Premier trimestre 2011

Tâches	Semaines														
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15
A		Plénière													
B - 1			Session GT1												
B - 2					Session GT1										
B - 3						Session GT1									
C							Session GT1								
D - 1			Session GT1	Session GT1	Session GT1										
D - 2						Session GT1									
E										Session GT1					
F - 1							Session GT1								
F - 2								Session GT1	Session GT1						
F - 3										Session GT1					
G												Session GT1			
H - 1			Session GT1	Session GT1											
H - 2					Session GT1	Session GT1									
H - 3							Session GT1								
I													Session GT2		
J															Plénière
i					Session GT1										

Légende:

- Session GT1
- Session GT2
- Plénière



- Remettre au Gouvernement un rapport sur les priorités en matière de développement des réseaux (productions décentralisées, limitation de la consommation et des pertes réseaux, rapport coût-bénéfice)
- Augmenter l'expertise de la CWaPE en confrontant ses idées et ses projets au vécu et aux attentes de tous les "stakeholders"
- Créer un lieu de rencontre entre les différents acteurs du marché (≠ comité énergie)
- Diffuser des rapports de réunion intermédiaires (convergence/divergence): [forum REDI](#) et site www.cwape.be
- Faire évoluer le rôle tenu par les différents acteurs suite à une prise de conscience (démarche culturelle) des contraintes et des opportunités respectives



- Toutes les Directions de la CWaPE sont concernées:
 - **Direction Technique**
Alain VASTEELS, Marc REDING, Gérard NAERT
 - **Direction socio-économique**
Jean-Louis BUYASSE, Christophe CALOMME, Frédéric TOUNQUET
 - **Direction Promotion des Energies renouvelables**
Olivier SQUILBIN
 - **Direction Services juridiques**
Stéphane RENIER
 - **Unité dorsale** (service d'appui)
Jean-François SARTIAUX

- Chevilles ouvrières : Frédéric TOUNQUET et Jean-François SARTIAUX

- Soit 10 personnes (y compris coordination) pouvant s'appuyer sur des consultants externes



- Le marché de l'énergie, et tout particulièrement le réseau électrique, est le reflet de notre société : libéralisé et solidaire.

- Le marché de l'énergie a été libéralisé, avec des conséquences:
 - *positives* (concurrence, prise de conscience énergétique, créativité et innovation technologique, production décentralisée...);

 - *négatives* (complexité, baisse globale de la performance...).

- Le niveau et le type de solidarité à mettre en œuvre sont des décisions éminemment politiques. Mais il revient à tous les acteurs de les mettre loyalement en œuvre.

- La CWaPE souhaite maintenir cette solidarité/mutualisation des coûts, au bénéfice de tous et au coût le plus bas. La CWaPE est convaincue que le développement d'un réseau d'électricité durable et intelligent est une façon particulièrement efficace d'y arriver.

Au travail !

ANNEXE 62: KICK-OFF MEETING-ORGANISATION PRATIQUE

Type	Présentation
Date	14/01/2011
Structure	Plénière
Evènement	Kick-off
Intitulé	Organisation pratique
Auteur	CWaPE
Statut	Pour réaction



REDI

« Réseaux électriques durables et intelligents » *Organisation pratique*

Kick-off meeting

Moulins de Beez, le 14 janvier 2011

Frédéric TOUNQUET
Jean-François SARTIAUX
CWaPE



- 3 finalités, 3 groupes de travail
 - GT1 : Production décentralisée - à partir des finalités
 - GT2 : Consommateurs finals -nombre réduit de participants
 - GT3 : Coût – Bénéfice des investissements réseau -2 réunions/mois

- Des séances plénières trimestrielles
 - Compte-rendu des groupes de travail

- Un forum de discussion et d'information REDI
 - Rapports des différents GT, calendrier, forum de discussion
 - Possibilité pour les participants de déposer leurs propres documents



Dans quelle mesure l'intégration accrue des productions décentralisées, notamment renouvelables, constitue-t-elle un défi afin de rencontrer les objectifs wallons et européens face aux contraintes imposées par le réseau ?

➤ *Session n° 1*

Présentation de l'étude quantifiant la réalisation des objectifs d'intégration des productions décentralisées, notamment renouvelables, au moyen d'une ventilation par filière et taille d'installation ainsi qu'une répartition dans le temps jusqu'à l'horizon 2020.

➤ *Session n° 2*

Réalisation des objectifs précédents sur base de projets futurs et des potentiels locaux identifiés en termes de répartition géographique, de taille d'installation et de niveau de tension.

➤ *Session n° 3*

Confrontation des installations programmées (sessions 1 et 2) aux capacités du réseau et évaluation des contraintes et limites au moyen d'une ventilation par poste de transformation et niveau de tension

➤ *Session n° 4*

Définition des modalités d'allocation de priorité (raccordement, modulation, interruption) entre les différentes filières de production.



➤ Participants

Maximum

- Producteurs (3)
- Gestionnaires de réseau de distribution (3)
- Gestionnaire du réseau de transport (1)
- Université (1)
- Consultant (ICEDD) (2)
- Région Wallonne (2)
- CWaPE (4)

- 16 participants au total, compétence portant sur l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux
- Possibilité de désigner des membres suppléants



➤ Tâches à effectuer :

- Désignation des membres du groupe de travail : TOUS
- Etude de la ventilation par filière et taille d'installation ainsi qu'une répartition dans le temps jusqu'à l'horizon 2020 : à réaliser par l'ICEDD pour la première session (réunion du 15/02)
- Identification des projets futurs en terme de répartition géographique, de taille d'installation et de niveaux de tension : sur base des données des producteurs, gestionnaires de réseau, facilitateurs, CWaPE,...
- Evaluation des contraintes et limites de capacité du réseau au moyen d'une ventilation par poste de transformation et niveau de tension : à réaliser par les GRD et le GRT



Dans quelle mesure une gestion active de la demande locale peut-elle réduire les émissions de CO2 en répondant aux contraintes identifiées par le GT1 et en réduisant les pertes réseau?

➤ *Session n° 1*

Présentation d'une étude quantifiant le potentiel de consommation différée au moyen d'une ventilation par consommation résidentielle, professionnelle et industrielle.

➤ *Session n° 2*

Identification des mesures en vue de réaliser une partie du potentiel de consommation différée identifiée en session1.

➤ *Session n° 3*

Modalités de mise en œuvre des mesures identifiées en vue de contribuer à lever les contraintes identifiées au GT 1.

Coût à mettre en œuvre par les consommateurs.

➤ *Session n° 4*

Réflexion sur les tarifs incitatifs à mettre en œuvre pour réaliser la gestion active de la demande tout en contenant le niveau de la consommation (consommer mieux).

➤ *Session n° 5*

Evaluation de l'intérêt pour le consommateur (coût de la commodité, coût de l'utilisation réseau, capacité d'action sur sa consommation)



➤ Participants

Maximum

- Consommateurs (Test-achat, CRIOC, UWE) (3)
- Fournisseurs, représentatifs des différents segments (3)
- Gestionnaires de réseau de distribution (2)
- Université (1)
- Consultant (ICEDD, ...) (2)
- Région Wallonne (2)
- CWaPE (4)

➤ 17 participants au total, compétence portant sur la gestion active des consommations (domotique)



➤ Tâches à effectuer :

- Désignation des membres du groupe de travail : TOUS
- Etude quantifiant le potentiel de consommation différée au moyen d'une ventilation par consommation résidentielle, professionnelle et industrielle : à réaliser par le GRD (collecte et/ou analyse des données) et le consultant.
- Recherche des solutions techniques permettant de réaliser une partie du potentiel de consommation différée : GRD, CWaPE, Université, Fournisseurs
- Etude portant sur la volonté du consommateur à différer sa consommation sur base du signal prix



Comment mettre en œuvre les mesures identifiées, au moindre coût ?

- *Les différentes sessions de ce groupe de travail seront définies selon les résultats des groupes de travail 1 et 2 jusqu'à la session 4.*
- *Elles seront donc programmées et définies pour la seconde moitié de l'année 2011.*



➤ Participants

	Maximum
• Fournisseurs	(3)
• Gestionnaires de réseau de distribution	(4)
• Université	(1)
• Consultant (...)	(2)
• Région Wallonne	(2)
• CWaPE	(4)

➤ 16 participants au total



- Tous les membres ont accès au forum (identifiant + mot de passe)
- Accès possible pour quiconque en fait la demande (argumentée) après accord de la CWaPE
- Calendrier des différents groupes de travail et des réunions plénières
- Disponibilité des documents de chaque groupe de travail. Possibilité pour les membres de ces groupes de déposer leurs propres documents
- Groupes de discussion accessibles à tous les membres



- 14/01 Réunion plénière (Kick-off)
 - 15/02 GT1 – Session 1 (CWaPE, 9h30)
 - 01/03 GT1 – Session 2 (CWaPE, 9h30)
 - 15/03 GT1 – Session 3 (CWaPE, 9h30)
 - 22/03 GT2 – Session 1 (CWaPE, 9h30)

- 06/04 Réunion plénière (Moulins de Beez, 14h)
 - 26/04 GT2 – Session 2 (CWaPE, 14h30)
 - 10/05 GT1 – Session 4 (CWaPE, 9h30)
 - 24/05 GT2 – Session 3 (CWaPE, 9h30)
 - 07/06 GT2 – Session 4 (CWaPE, 9h30)



- 28/06 Réunion plénière (Moulins de Beez, 14h)
 - 06/09 GT3 – Session 1 (CWaPE, 9h30)
 - courant septembre, octobre - Sessions supplémentaires du GT3
 - novembre GT2 – Session 5

- 06/12 Réunion plénière (Moulins de Beez, 14h)

ANNEXE 63: PROCÈS-VERBAL

Type	Procès-verbal
Date	06/04/2011
Structure	Plénière
Evènement	Plénière du 06 avril 2011
Intitulé	Procès-verbal
Auteur	CWaPE
Statut	Approuvé



Procès-verbal
Réseaux Électriques Durables et Intelligents – Deuxième réunion plénière

Date et lieu : 06 avril 2011, Moulins de Beez

Ordre du jour

- REDI, rappel des finalités et état d'avancement
(Frédéric TOUNQUET, Commission wallonne pour l'Énergie)
- Réalisation des objectifs de production décentralisée
(Frédéric JACQUEMIN, Institut de Conseil et d'Études en Développement Durable)
- Débat
(Représentants du Groupe de Travail « Production décentralisée »)
- Impact du renouvelable sur les réseaux basse tension – Modélisation sur base d'une étude de cas à Flobecq
(Michel LEFORT, ORES)
- Intégration d'un parc éolien en Hesbaye
(Daniel DEJONG, TECTEO)
- Prochaines étapes
(Jean-François SARTIAUX, Commission wallonne pour l'Énergie)
- Questions / réponses

L'ensemble des documents présentés est disponible sur le [forum de discussion REDI](#) (section « plénière / documents présentés »).

Procès-verbal

Francis GHIGNY introduit l'après-midi en rappelant l'objectif poursuivi par la réunion, à savoir informer les parties prenantes des avancées du groupe de réflexion REDI, leur laisser la possibilité de poser des questions et éventuellement d'apporter des suggestions pour les travaux ultérieurs.

Pour ce faire, les participants se verront exposer l'état d'avancement du Groupe de Travail dédié à la production décentralisée ainsi que la traduction concrète de ces réflexions visant à quantifier la réalisation des objectifs de production décentralisée. Des représentants du Groupe de Travail seront ensuite invités à se prononcer sur ces résultats, sur base de quoi les participants pourront initier un débat.

Par la suite, les gestionnaires de réseau de distribution présenteront la méthode et le contexte pour deux études de cas qui permettront de mieux cerner les problématiques que le Groupe de réflexion REDI sera amené à aborder dans la suite de ses travaux, en particulier par le Groupe de Travail « Consommateurs finals ». Le contenu et le calendrier des réunions de ce Groupe de Travail seront alors rappelés. Enfin, une dernière séance de questions/réponses clôturera l'après-midi.

- **REDI, rappel des finalités et état d'avancement**
(Frédéric TOUNQUET, Commission wallonne pour l'Énergie)

Voir support de présentation.

Cette présentation introductive a eu pour objet de rappeler les finalités poursuivies par le groupe de réflexion REDI et s'est ensuite focalisée sur les travaux réalisés dans le cadre du Groupe de Travail dédié aux productions décentralisées dont l'état d'avancement a été présenté.

Trois réunions du GT « Production décentralisée » ont eu lieu depuis la première réunion plénière du 15 janvier. L'accent est mis dans cette présentation sur la démarche qui a permis de quantifier la réalisation des objectifs de production décentralisée plutôt que sur les résultats qui eux, seront présentés en détail par le consultant par après. Les points de convergence mais aussi de divergence sont mis en avant. Les participants du GT ont toutefois pu dépasser ces clivages et considèrent que la quantification des objectifs de production décentralisée a fourni des résultats raisonnables au regard des hypothèses prises qui peuvent à présent constituer une bonne base de travail.

L'approche adoptée par le GT en vue d'illustrer les problèmes faisant suite à une intégration accrue des unités de production décentralisée est présentée. Il s'agit de travailler par études de cas qui, à défaut d'être exhaustifs, doivent être représentatifs des problèmes qui seront rencontrés dans le futur. Un soin particulier a donc été apporté à la sélection de ces études de cas, dont les gestionnaires de réseau de distribution présenteront la méthode par après. Ces études de cas sont au nombre de 4 :

1. Etude de cas « Basse tension » - Commune de Flobecq
2. Etude de cas « Transformateur basse tension » - Zone semi-urbaine
3. Etude de cas « Transformateur moyenne tension » - Région de Hesbaye
4. Etude de cas « Réseau de transport » - Boucle de l'Est

En conclusion, le Groupe de Travail « Production décentralisée » a rempli sa mission de « poser les problèmes » de manière claire et quantifiée dans le temps et l'espace. Les travaux réalisés constituent dans une base de référence sur lequel le Groupe de Travail suivant (GT « Consommateurs finals ») devra s'appuyer pour proposer des solutions adaptées aux problèmes rencontrés et cohérentes avec les finalités poursuivies.

- **Réalisation des objectifs de production décentralisée**
(Frédéric JACQUEMIN, Institut de Conseil et d'Études en Développement Durable)

Cette deuxième présentation vise à présenter en détail les résultats de l'étude intitulée « Réalisation des objectifs de production décentralisée ». Celle-ci se base sur deux scénarii construits avec les participants du Groupe de Travail. Bien que la répartition de l'objectif entre les filières ait recueilli le consentement des participants, les hypothèses prises concernant la répartition des installations au sein de chacune de ces filières ont pu s'écarter de positions défendues par certains acteurs.

Les résultats de l'étude sont présentés pour les deux scénarii, qui sont traduits en termes d'installation et de puissance installée selon une matrice des puissances mettant en relation les différentes filières de production et les gammes de puissances des installations.

Comme illustré par les graphes présentant l'évolution dans le temps des différentes filières, l'atteinte des objectifs de production repose principalement sur les filières éoliennes et photovoltaïques. Afin d'apprécier le caractère réaliste de la contribution attendue de ces filières, le Groupe de Travail a effectué une comparaison de l'objectif en 2020 avec la situation en 2009 dans les pays européens. Celle-ci montre que l'objectif semble réaliste tout en restant très ambitieux.

Enfin, le Groupe de Travail a souhaité obtenir une répartition géographique des installations futures de production sur le territoire wallon. Les hypothèses pour ce faire sont présentées. Il a en effet été décidé de produire 10 cartes, c'est-à-dire une par scénario ainsi que par niveau de tension auquel le raccordement de l'unité de production sera vraisemblablement effectué (basse tension, moyenne tension et transformateur moyenne tension). De plus une variante a été demandée pour la basse tension, de manière à ramener la puissance installée au nombre de consommateurs présents sur la zone, et une autre pour le raccordement au transformateur de la moyenne tension de manière à mettre en évidence la filière éolienne. Ces cartes sont disponibles sur le [forum REDI](#).

- **Débat**

(Représentants du Groupe de Travail « Production décentralisée »)

Des représentants des membres du Groupe de Travail « Productions décentralisées » sont invités à se prononcer sur l'étude et à répondre aux questions des participants quant aux résultats présentés dans cette étude. Les personnes suivantes participent à ce débat modéré par Francis GHIGNY ; Noémie LAUMONT (EDORA), Jehan DECROP (Cabinet du Ministre NOLLET), Michel LEFORT (ORES), Raoul NIHART (FEBEG), Daniel DEJONG (TECTEO), Stéphane OTJACQUES (ELIA).

Johan DECROP, en tant que représentant du Ministre NOLLET, rappelle qu'une évolution vers les réseaux intelligents est une priorité, et ce tant du point de vue de l'intégration des productions renouvelables que par rapport à une utilisation rationnelle de l'énergie basée sur l'envoi de signaux appropriés aux moments opportuns. Il précise qu'après avoir donné un mandat à la CWaPE en vue de la mise en place de REDI, le cabinet s'est limité à un rôle d'observateur au sein du Groupe de Travail et n'a d'ailleurs pas participé à toutes les séances. Il ne désire donc pas se prononcer sur le caractère réaliste ou non des résultats présentés dans l'étude et ne peut non plus apporter une validation formelle des hypothèses prises.

Il rappelle toutefois qu'un avant projet d'Arrêté du Gouvernement Wallon relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération est actuellement en phase de consultation. Cet Arrêté traduira la volonté du Gouvernement Wallon de tendre à 20% de la consommation finale d'énergie par des sources d'énergie renouvelable en 2020.

Cet arrêté concrétisera en effet la volonté de produire, en 2020, 8 TWh d'énergie renouvelable, tel que stipulé dans la Déclaration de Politique Régionale, ainsi que plus de 3 TWh d'électricité issue de cogénération de qualité à partir d'énergie fossile.

Suite à cette intervention, Francis GHIGNY rappelle que l'objet de REDI et du Groupe de Travail « Production décentralisée » en particulier n'est pas de déterminer un plan d'équipement traduisant un scénario fixé une fois pour toutes. A cet égard, personne ne doit valider les objectifs de production ni la répartition des installations au sein des filières. Il s'agissait de mettre à disposition de REDI une traduction concrète et raisonnable des objectifs de production sur base d'un outil de

simulation souple qui, comme celui développé dans le cadre du GT « Production décentralisée », pourra faire l'objet d'une mise à jour le cas échéant tout en permettant d'avancer dans les réflexions.

Stéphane OTJACQUES, représentant d'ELIA et actif au sein de son département « Innovation et gestion de la connaissance », salue tout d'abord l'initiative REDI et souligne l'importance de la concertation entre tous les acteurs concernés. Concernant les travaux du GT « Production décentralisée », il relève que tous se sont accordés sur les deux scénarii présentés précédemment, qu'il juge toutefois ambitieux. Malgré le caractère évolutif des scénarii développés, il considère qu'ils confèrent une meilleure visibilité afin de réaliser les investissements adéquats. Cette visibilité est hautement souhaitable dans la mesure où des investissements visant au renforcement des réseaux s'étalent sur une période de 5 à 10 ans.

A cet égard, il déclare qu'ELIA a évalué, sur base d'une étude confiée à l'ICEDD, à 2800 MW la puissance des installations décentralisées qui pourraient être raccordées sans devoir procéder à des investissements supplémentaires, à la condition que les unités supplémentaires se raccordent aux endroits les plus adéquats compte tenu de la capacité du réseau à les accueillir. Ces chiffres sont relativement comparables à ceux présentés précédemment, notamment la matrice des puissances dans le cadre du scénario « PMDE – CWaPE – 2011 » qui porte la puissance installée de 1248 MW (2010) à 4122 MW (2020).

Les investissements visés concernent le remplacement de transformateurs ou la construction de nouvelles lignes de transport. Ceux-ci ont un impact environnemental non négligeable et impliquent également des contraintes importantes en termes de planification et de coût. C'est la raison pour laquelle un travail de réflexion poussé a tout son sens dans la mesure où il permet l'exercice de choix en connaissance de cause et *in fine*, la définition des priorités quant aux investissements à réaliser.

Stéphane OTJACQUES rappelle qu'ELIA étudie également des solutions alternatives à ce type d'investissement, qui soient complémentaires aux solutions classiques. Cela concerne la gestion de la demande mais vise également la production. Il insiste enfin sur l'importance de la collaboration entre les différents acteurs impliqués afin de définir des mesures efficaces et cite notamment l'étude menée par ELIA en collaboration avec ORES pour la zone de la Boucle de l'Est.

Raoul NIHART, représentant de la FEBEG, travaille au sein de la société SPE-Luminus et présente à ce titre un point de vue propre aux producteurs. Les scénarii développés au sein du GT « Production décentralisée » semblent réalistes mais il considère que la réalisation des objectifs de production implique que le réseau puisse absorber ces nouvelles productions décentralisées. Il rappelle à cet égard que des projets d'unités de production se voient déjà à l'heure actuelle refuser l'accès au réseau.

Il considère par conséquent qu'en complément au développement de réseaux intelligents, il sera nécessaire de réaliser les investissements adéquats, notamment compte tenu de la tendance à la décentralisation de la production alors que les réseaux de transport et de distribution d'énergie ont été conçus de manière centralisée. Ces investissements, notamment au niveau de la puissance de court-circuit, du renforcement des lignes ou l'augmentation de la capacité d'injection des postes de transformation, ne devront en aucun cas constituer un frein au développement des productions décentralisées, notamment renouvelables.

Francis GHIGNY reconnaît que des investissements seront toujours nécessaires mais qu'il convient également d'évaluer dans quelle mesure une intelligence accrue dans la gestion des réseaux permettra d'exploiter ceux-ci au plus près de leur limite, et ainsi de se substituer à des investissements évitables.

Noémie LAUMONT, secrétaire générale d'EDORA, représente les producteurs d'énergie d'origine renouvelable et alternative. Elle souligne la qualité des échanges entre les participants du GT

« Production décentralisée » et en relève l'ambiance sereine et propice au dépassement des clivages habituellement rencontrés dans ce genre de cénacle.

Ses commentaires portent principalement sur le scénario « EDORA adapté » qui émane de modèles européens de projection de la demande énergétique et de potentiel renouvelable (modèles PRIMES et Green-X). Ces chiffres théoriques ont ensuite été affinés et validés au niveau Belge et Wallon par le secteur en fonction des dernières tendances relatives aux différentes technologies disponibles actuellement. Les objectifs de production de ce scénario se basent donc sur un potentiel réalisable et est issu d'une large consultation des acteurs, ce qui lui confère un caractère équilibré, notamment dans la contribution comparée des différentes filières.

Concernant l'étude intitulée « Réalisation des objectifs de production décentralisée », Noémie LAUMONT insiste sur le fait que la ventilation de chacune des filières en gammes de puissance ressemble mais n'est pas celui défendu par EDORA. Elle aurait notamment souhaité que la venue prochaine du cadre de référence de la filière éolienne soit prise en compte et traduite par une augmentation de la contribution de cette filière. De même, elle ne partage pas les hypothèses prises concernant la part du « petit » éolien ou concernant la micro-cogénération. Elle rappelle également qu'EDORA ne s'est pas prononcé sur la filière cogénération fossile. Enfin, concernant la filière biomasse pure, elle indique qu'une reconversion d'une grosse centrale existante ou quelques installations de taille moyenne (de l'ordre de 20 MW) sont envisagées, contrairement au scénario « EDORA adapté » qui prévoit plusieurs installations de puissance plus réduites (1 – 5 MW).

Noémie LAUMONT considère enfin que les scénarii présentés ne sont finalement pas si ambitieux compte tenu des projections de la contribution souhaitée de la production renouvelable en 2050.

Michel LEFORT représente ORES, opérateur des réseaux de distribution pour le secteur mixte, et est actif au sein de son département technique dédié aux *Smart Grids*. En tant que tel, il considère qu'il n'a pas de commentaires à donner aux différentes hypothèses prises en vue de quantifier la réalisation des objectifs de production décentralisée. Il s'agit plutôt de voir l'influence de ces hypothèses sur la gestion des réseaux de distribution. Il cite à titre d'exemple la forte croissance du photovoltaïque illustrée dans les scénarii. Il convient en effet pour ORES d'anticiper les problèmes que pourraient poser un taux de pénétration de ces installations 5 à 6 fois supérieur à ce qui est observé aujourd'hui et ainsi de prévoir les investissements adéquats. A ce titre, ORES et son service Smart Grids en particulier, est particulièrement attentif à ce que pourrait être la situation dans le futur, non seulement en 2020 mais également à plus long terme.

Daniel DEJONG représente Inter régies (secteur pur) et travaille au sein de la société TECTEO dans le département de gestion des actifs et des investissements. Il rejoint les propos de Michel LEFORT et considère également que les gestionnaires de réseau de distribution n'ont pas à s'exprimer sur la pertinence des objectifs de production ou sur les hypothèses prises pour quantifier ceux-ci en installations.

Il relève toutefois que cette traduction en nombre d'installations et leur répartition sur le territoire wallon est un exercice qui n'avait encore jamais été fait jusqu'à présent. Il indique que ces résultats permettront une meilleure visibilité pour le développement des réseaux, et notamment, pour la réalisation des plans d'adaptation soumis aux autorités publiques. Ces derniers plans sont actuellement basés sur une prévision à 3 ans et ne considèrent que les demandes connues de

raccordement des unités de production. L'étude réalisée et les cartes en particulier permettront de prévoir les besoins sur une période plus longue et ainsi de mieux anticiper les investissements souhaitables.

Suite à ce tour de table, les représentants du GT « Production décentralisée » sont invités à répondre aux questions des participants.

- Question d'un représentant de la Fédération des Entreprises de Belgique (FEB)

Ce participant interroge ELIA quant au chiffre cité de 2800 MW et demande où se situent ces capacités excédentaires. Il s'interroge également sur la pertinence de se restreindre à l'horizon 2020 et craint que cela ne soit trop limitatif. Enfin, il demande dans quelle mesure les comportements d'utilisation rationnelle de l'énergie ont été pris en compte dans ces réflexions.

Stéphane OTJACQUES lui répond que cette puissance d'accueil se situe au niveau des postes de transformation de moyenne tension (ou poste source), à une tension de 70 kV au primaire. Il indique que l'horizon 2020 qui a été fixé dans le cadre de REDI n'empêche pas le gestionnaire du réseau de transport de prévoir des plans de développement qui vont au-delà. D'autre part, ELIA est actif au niveau européen en participant à d'autres études avec un horizon de temps plus long, et des contraintes plus élevées. Enfin, Mr OTJACQUES que les comportements URE seront effectivement pris en compte mais au sein du GT « Consommateurs finals » et ce, dans une optique de gestion active de la demande (y compris les véhicules électriques).

Jehan DECROP précise que le mandat délivré à la CWaPE en vue de la mise en place de REDI donne la priorité à 2020, compte tenu des objectifs qu'il convient d'atteindre/sécuriser à cette échéance. Mais il confirme qu'une vision pour la suite est nécessaire. A cet égard, il indique aux participants que les 4 ministres de l'énergie ont initié une démarche commune qui vise à évaluer la faisabilité d'un scénario 100% renouvelable en 2050.

- Question de Madame Noémie LAUMONT, représentant d'EDORA

Noémie LAUMONT s'interroge sur le statut des cartes, en particulier celles présentant la répartition des parcs éoliens (Cartes Trans MT). Elle demande également dans quelle mesure la révision du cadre de référence pour le développement de la filière éolienne a été pris en compte.

Frédéric JACQUEMIN (ICEDD) répond que la carte qui avait initialement été présentées aux membres du GT « Productions décentralisée » a été adaptée selon les remarques émises lors de la dernière réunion. Elles sont à présent disponibles sur le forum REDI.

Yves MARENNE (ICEDD) précise que le cadre de référence n'était pas disponible au moment où les cartes ont été réalisées. Le consultant a par conséquent utilisé une étude antérieure (étude ICEDD/APERE commandée par ELIA).

Francis GHIGNY reconnaît que le calendrier a été relativement contraignant et que la nécessité de faire avancer les réflexions des Groupes de Travail ont justifié que l'on utilise les études et données disponibles à l'heure actuelle, sans attendre des données plus précises ou plus à jour, comme c'est le cas du cadre de référence précité. Les études réalisées pourront toutefois être mise à jour le cas échéant.

Jehan DECROP confirme que la révision du cadre de référence se base sur une répartition différente de celle présentée dans le cadre de REDI, à savoir sur base d'une cartographie réalisée par le Professeur Feltz de la Faculté de Gembloux qui superpose de nombreux critères liés à l'implantation de parcs éoliens. Il a pu constater des convergences entre les deux représentations mais également des divergences, dûes notamment au fait que les cartes « REDI » ne prennent pas en compte certaines contraintes ou où qu'elles se basent sur une hypothèse de répartition uniforme du vent.

Il indique que les discussions sont toujours en cours et que les cartes « Feltz » doivent rester confidentielles. Il cite enfin le mois de juin comme échéance pour la publication du cadre de référence actualisé.

- Question de Monsieur André LEBRUN de l'Union Wallonne des Entreprises (UWE)

André LEBRUN interpelle les participants sur l'utilisation de ressources territoriales pour l'implantation de parcs d'éoliennes au détriment d'autres activités économiques (exploitation de carrières). Il demande par conséquent la superficie typiquement occupée par un champ d'éoliennes.

Yves MARENNE (ICEDD) lui répond que l'étude réalisée pour le compte d'ELIA donne une superficie de 500 km² pour une puissance installée de 5000 MW. Le ratio qui en découle de 10 MW/km² doit bien sûr être associé à la surface occupée par un parc, et non la somme des surfaces au sol occupées par les mâts individuels qui le composent.

Raoul NIHART précise que dans les cas où les parcs sont érigés en milieu agricole, la présence d'une éolienne ne compromet pas l'exploitation du sol à des fins agricoles.

Francis GHIGNY conclut en rappelant que le groupe de réflexion n'a pas de réponse à donner à cette question, dans la mesure où cela n'est pas son objet. Il s'agit plutôt d'arbitrage à exercer à un autre niveau. Toutefois, il convient que la compétition entre les types d'utilisation des ressources territoriales implique que le potentiel soit effectivement plus large que ce qui est strictement nécessaire.

- Question d'un représentant de l'Université de Liège (ULG)

La question est de savoir si, parmi les mesures étudiées, le stockage de l'énergie est envisagé.

Francis GHIGNY confirme que le stockage fait partie des solutions qui devront être étudiées, au regard de la contribution de cette technologie à permettre une intégration accrue des productions décentralisées, tout en tenant compte de son coût et des pertes associées pour définir son niveau de priorité parmi les autres mesures envisageables.

- Question de Monsieur Eric Vermeulen d'Haulogy

La question est adressée à ELIA et porte sur la capacité d'accueil restante ainsi que sur les raisons des délais cités (5 à 10 ans).

Stéphane OTJACQUES lui répond qu'il s'agit d'une puissance maximale admissible et qu'il est difficile de traduire celle-ci en quantité d'énergie produite, puisque la durée d'utilisation varie selon les filières. A titre d'exemple, il indique qu'une éolienne de type moyenne développe sa puissance maximale durant 2500 heures par an. Concernant les délais importants liés au renforcement du réseau, il précise que ce sont des investissements importants qui doivent être étudiés avec attention.

et que, d'autre part, les permis nécessaires doivent être délivrés pour procéder aux travaux requis. Les contraintes au niveau de l'aménagement du territoire constituent donc également un facteur explicatif.

- **Impact du renouvelable sur les réseaux basse tension – Modélisation sur base d'une étude de cas à Flobecq**
(Michel LEFORT, ORES)

Voir support de présentation.

Michel LEFORT présente l'étude initiée par ORES qui 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 d'ici fin 2011 un nombre si important de panneaux PV que le taux de pénétration de cette commune 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, ce pourquoi la commune a été choisie comme terrain d'expérience.

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 sur le réseau des productions sera évalué, ainsi que l'apport d'un pilotage des charges pour atténuer cet impact. Dans cette optique, ORES est disposé à faire profiter le groupe de réflexion REDI de l'expérience acquise.

La phase initiale de mesure, au moyen de compteurs électroniques dédiés, permettra la sélection des portions de réseaux 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.

Suite à cette présentation, les participants sont invités à poser leurs questions.

Monsieur DEJAEGER de LABORELEC demande si la possibilité d'injection de puissance réactive sera considérée dans cette étude, au moyen d'une action au niveau de la régulation des onduleurs.

ORES confirme sa volonté d'étudier cette possibilité mais ne peut apporter de garanties quant à une action sur les onduleurs, notamment compte tenu de l'incertitude sur le matériel qui sera installé. Toutefois, les compteurs installés en vue de récolter les mesures pertinentes enregistreront bien le facteur de puissance sur base quart horaire.

- **Intégration d'un parc éolien en Hesbaye**
(Daniel DEJONG, TECTEO)

Voir support de présentation.

Daniel DEJONG présente la méthode d'une étude de cas illustrant le raccordement d'une nouvelle unité de production décentralisée (parc éolien) sur un poste de transformation de moyenne tension (poste source). Pour ce faire, la situation actuelle est décrite au moyen d'un schéma de principe et de courbes annuelles de puissance. Il est montré que l'intégration d'un parc éolien supplémentaire sur ce poste conduira au dépassement du critère d'acceptation, à savoir un dépassement de 120% de la

puissance nominale du transformateur. Ceci découle de la politique de sécurité au regard de laquelle l'accès au réseau est conditionné. Il convient en effet d'assurer la sécurité du réseau à tout moment, même en cas de perte d'un élément du réseau (logique N-1), cet élément étant ici le transformateur de secours.

En effet, alors que la situation actuelle voit fluctuer la charge endéans les marges de sécurité admissibles (30 MW en injection et prélèvement), la situation future verrait le flux de puissance injectée sur le poste de transformation dépasser cette limite de sécurité, raison pour laquelle ce projet sera refusé en l'état actuel.

Daniel DEJONG présente ensuite le prélèvement net vu au niveau de ce poste au moyen d'une courbe monotone (prélèvements horaires illustrés de manière croissante et non plus chronologique). Ceci permet de montrer que la durée cumulée du dépassement du critère d'acceptation concerne 40 heures de fonctionnement sur une année. Il conclut en soulignant le fait qu'il n'existe pas d'autres possibilités de raccordement pour ce parc éolien.

Les participants sont invités à poser leurs questions suite à cette présentation.

Un participant s'interroge sur la possibilité d'utiliser les deux transformateurs en parallèle, quitte à conditionner l'accès du parc au réseau à une possibilité de modulation de la production en cas d'incident (panne d'une des transformateurs).

Daniel DEJONG confirme que ce sont des pistes qu'il conviendra d'étudier. Il indique toutefois que les réflexions sont toujours en cours et que la présentation de ce jour visait à montrer un des problèmes susceptible de freiner l'intégration des productions décentralisées.

Un autre participant relève la nature thermique de la contrainte liée au dépassement de la puissance maximale admissible. Il s'interroge par conséquent sur la manière dont les 40 heures se répartissent dans le temps (durée et fréquence des incidents).

Daniel DEJONG ne dispose pas à l'heure actuelle de ces résultats mais affirme qu'il serait utile d'investiguer d'avantage.

Francis GHIGNY rappelle que l'objet du GT « Production décentralisée » est de poser les problèmes que le réseau sera susceptible de rencontrer à l'avenir face à une intégration accrue des productions décentralisées. A cet égard, le cas présenté aujourd'hui permet de quantifier un problème rencontré en pratique (surcharge de 40 heures) et ainsi d'initier une réflexion sur les pistes à suivre en vue de la résolution des problèmes. Il rappelle qu'une modulation de la production ne sera pas la seule option envisagée mais que le prochain Groupe de Travail dégagera des mesures permettant de gérer de manière plus active la demande. En effet, même si un dépassement de 40 heures sur une année peut paraître très faible, d'autres parcs devront pouvoir être raccordés dans le futur, conformément à l'étude présentée précédemment. Quoi qu'il en soit, cette présentation a clairement montré que la logique actuelle d'acceptation des unités de production décentralisées est trop pénalisante et qu'une évolution vers des réseaux plus intelligents devra permettre d'assouplir ces règles tout en conservant un niveau de sécurité équivalent.

- Prochaines étapes
(Jean-François SARTIAUX, Commission wallonne pour l'Énergie)

Jean-François SARTIAUX présente les prochaines étapes du groupe de réflexion REDI. Le Groupe de Travail « Consommateurs finals » se réunira une première fois le 26 avril prochain. Lors de cette réunion les participants se verront présenter une étude quantifiant le potentiel de consommation différée au niveau wallon. Les participants seront invités à se prononcer une première fois sur cette étude. La méthodologie à appliquer aux études de cas sera également présentée.

Les participants devront ensuite dégager des pistes de solutions, basées sur une gestion active de la demande permettant de réaliser ce potentiel, lors des 2 réunions suivantes. Une rencontre du GT « Production décentralisée » sera également prévue afin d'examiner les possibilités de gestion flexible de la production. Enfin une troisième réunion plénière sera organisée le mardi 28 juin (14h, Moulins de Beez) pour informer les participants de l'état d'avancement des travaux.

Jean-François SARTIAUX rappelle que tous les documents utilisés dans le cadre du groupe de réflexion REDI sont disponibles sur le forum de discussion dont l'accès est libre (www.cwape.be/redi).

En l'absence de questions supplémentaires, Francis GHIGNY remercie les participants pour leur contribution et donne rendez-vous à tous pour la prochaine réunion plénière qui illustrera l'apport de technologies comme la domotique ou le télécommande centralisée pour une gestion adéquate de la charge. Cela permettra in fine de quantifier les différentes solutions possibles et ainsi de définir les priorités en matière d'investissement dans les réseaux durables et intelligents en recommandant les solutions offrant les meilleurs résultats pour un moindre coût.

* *

*

ANNEXE 64: RAPPEL DES FINALITÉS ET ÉTAT D'AVANCEMENT

Type	Présentation
Date	06/04/2011
Structure	Plénière
Evènement	Plénière du 06 avril 2011
Intitulé	Rappel des finalités et état d'avancement.
Auteur	CWaPE
Statut	Pour information



REDI

« Réseaux électriques durables et intelligents » Rappel des finalités et état d'avancement

Réunion plénière

Moulins de Beez, le 06 avril 2011

Frédéric TOUNQUET
CWaPE

1. Finalités - Mandat



Demande du Ministre de l'Énergie adressée à la CWaPE: « (...) *remettre au Gouvernement un rapport sur 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 l'efficacité et le rapport coût-bénéfice des investissements réseau »*



3 finalités, 3 groupes de travail

- Groupe de Travail – « Production décentralisée »

Dans quelle mesure l'intégration accrue des productions décentralisées, notamment renouvelables, constitue-t-elle un défi afin de rencontrer les objectifs wallons et européens face aux contraintes imposées par le réseau ?

- Groupe de Travail – « Consommateurs finals »

Dans quelle mesure une gestion active de la demande locale peut-elle répondre aux contraintes identifiées précédemment ?

- Groupe de Travail – « Coût – bénéfice des investissements réseau »

Comment mettre en œuvre les mesures identifiées, au moindre coût ?



Participants

- Groupe de Travail – « Production décentralisée »

Gestionnaires de réseau - producteurs

- Groupe de Travail – « Consommateurs finals »

Fournisseurs – consommateurs – gestionnaires de réseau

- Groupe de Travail – « Coût bénéfice des investissements réseau »

Fournisseurs – gestionnaires de réseau

+ CWaPE, Académique, Région Wallonne, Consultant

2. GT « Productions décentralisées » - Participants



Acteur	Membre(s) effectif(s)	Membre(s) suppléant(s)
Producteurs	- Noémie LAUMONT (Edora) - Yvan HELLA (Edora) - Michel VANDERGUCHT (Electrabel) - Raoul NIHART (SPE)	- Frank GERARD (Edora) - Fawaz AL BITAR (Edora) - Vincent DEBLOCQ (FEBEG) - Katharina BONTE (FEBEG)
GRD	- Olgan DURIEUX (ORES) - Frédéric LEFEVRE (ORES) - Daniel DEJONG (Tecteo)	- Michel LEFORT (ORES) - Marc VAN EECKHOUT (ORES) - Didier WALLEE (AIESH) - Ugo VERMINIO (Tecteo)
GRT	- Stéphane OTJACQUES (Elia)	- Isabelle GERKENS (Elia) - Fabian GEORGES (Elia)
Université	- Damien ERNST (ULG)	- Thierry VAN CUTSEM (ULG)
Consultant	- Frédéric JACQUEMIN (ICEDD) - Yves MARENNE (ICEDD)	
Région Wallonne	- Jehan DECROP (Cabinet NOLLET) - Muriel HOOGSTOEL (DGO4)	- Cécile BARBEAUX (Cabinet NOLLET) - Michel MARCHETTI (DGO4)
CWaPE	- Francis GHIGNY - Alain VASTEELS - Frédéric TOUNQUET - Jean-François SARTIAUX	- Olivier SQUILBIN

2. GT « Production décentralisée » - Calendrier



- 14/01 Réunion plénière « Kick-off REDI »

- 15/02 GT « Production décentralisée » - Session N°1

- 01/03 GT « Production décentralisée » - Session N°2

- 15/03 GT « Production décentralisée » - Session N°3

- 06/04 Réunion plénière



➤ Session n°1 : Ordre du jour

- Présentation de l'étude réalisée par le consultant
«Réalisation des objectifs de production d'électricité renouvelable et de cogénération à l'horizon 2020»

2 scenarii:
 - PMDE/CWaPE 2009 (9 TWh)
 - Cap Gemini (11 TWh)
- Vision des producteurs décentralisés (EDORA)
«Plan d'action wallon sur les énergies renouvelables à l'horizon 2020»
- Scenarii soumis à l'appréciation des membres du GT



➤ Session n°1 : Résultats

- Choix de 2 scénarii à l'horizon 2020
 - «PMDE/CWaPE 2011» (11 TWh en cohérence avec la DPR)
 - «EDORA adapté» (14 TWh sur base du potentiel exploitable)
- Progression linéaire jusqu'en 2020
- Répartition de l'objectif entre les filières de production
 - Croissance importante de l'éolien
 - Distinction filières de production fluctuants, «baseload», réglable
- Répartition des installations au sein de chaque filière
 - Répartitions proches pour les deux scenarii
 - Inspiré du feedback apporté par EDORA



➤ Session n°2 : Ordre du jour

- Présentation de l'étude actualisée
 - « Réalisation des objectifs de production décentralisée à l'horizon 2020 »
- Répartition géographique des unités de production décentralisée
- Discussion concernant les études de cas à réaliser



➤ Session n°2 : Résultats

- Scenarii ventilés par filière et gammes de puissance validés par les membres
 - Répartition géographique des unités de production décentralisées
 - Distinguer le scénario (PMDE/CWaPE 2011 – EDORA adapté)
 - Distinguer le niveau de tension de raccordement (BT – MT – Transformateur MT)
 - Pour la carte BT, puissance absolue ET puissance relative (# EAN)
 - Pour la carte Transformateur MT, avec et sans éolien
- 10 Cartes
- Discussion concernant les études de cas à réaliser
 - Cas impliquant plusieurs Transformateurs MT (Boucle de l'Est)
 - Cas BT (Commune de Flobecq)
 - Proposition de cas intermédiaires



➤ *Session n°3 : Ordre du jour*

- Etude de cas « Basse tension » (Commune de Flobecq, Ores)
- Etude de cas « Transformateur Moyenne Tension » (Poste de Hesbaye, Tecteo)
- Etude de cas « Réseau de transport » (Boucle de l'Est, Elia)
- Sélection des études de cas



➤ *Session n°3 : Résultats*

- Sélection des études de cas
 1. Etude de cas « Basse tension » - Commune de Flobecq
 2. Etude de cas « Transformateur Basse Tension » - Zone semi-urbaine
 3. Etude de cas « Transformateur Moyenne Tension » - Région de Hesbaye
 4. Etude de cas « Réseau de transport » - Boucle de l'Est
- Choix validé par les membres du GT
- Envergure adaptée pour mettre en avant les défis posés par l'intégration de la production décentralisée
- Etudes menées actuellement par les gestionnaires de réseau (partage du retour d'expérience)
- Problèmes bien posés, mais pas encore résolus (GT2 !)

ANNEXE 65: RÉALISATION DES OBJECTIFS DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE

Type	Présentation
Date	06/04/2011
Structure	Plénière
Evènement	Plénière du 06 avril 2011
Intitulé	Réalisation des objectifs de production décentralisée.
Auteur	ICEDD
Statut	Pour réaction



Études relatives au développement de Réseaux **E**lectriques **D**urables et **I**ntelligents

« Réalisation des objectifs de production décentralisée »
REDI > Réunion plénière n°2 > 06 avril 2011



Études relatives au développement de Réseaux **E**lectriques **D**urables et **I**ntelligents – Session plénière n°2

Objectifs de production d'électricité verte horizon 2020

Filières	Scénario n°1	Scénario n°2
	PMDE/CWaPE 2011	Edora adapté
PV	1 080	1 319
Eolienne	3 250	4 490
Hydraulique	440	479
Cogen fossile	3 104	3 104
Cogen biomasse	2 780	3 428
Biomasse pure	450	1 350
Géothermie	0	166
TOTAL Electricité verte	11 104	14 336
TOTAL Renouvelable	8 000	11 232

Objectifs de production d'électricité verte horizon 2020

Parc de production existant



Business As Usual

GWh

Parc de production futur

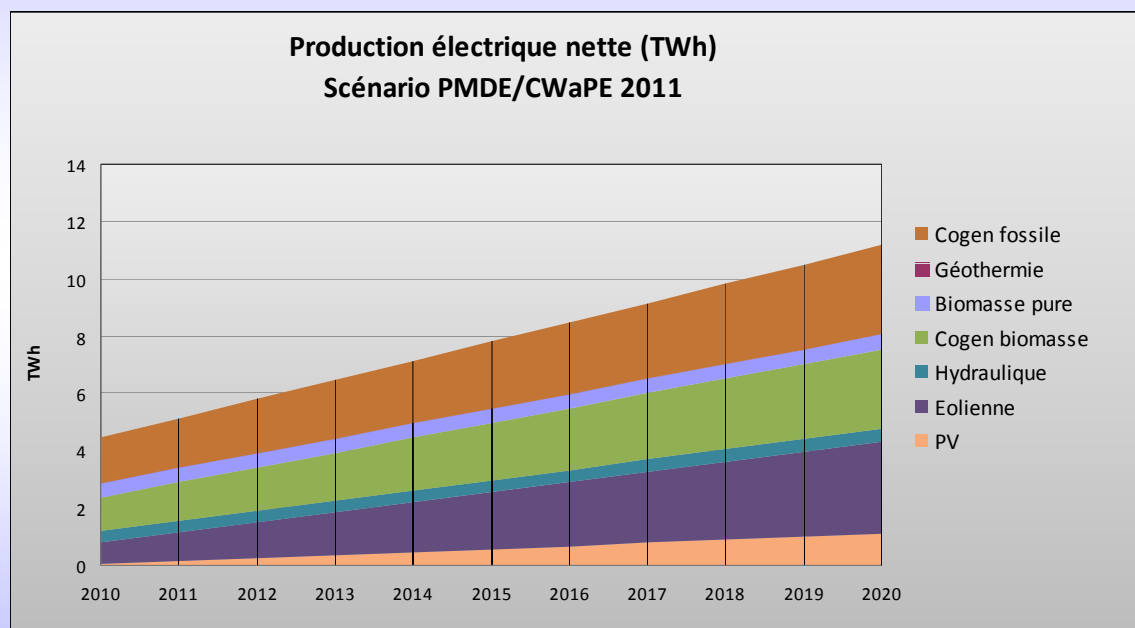


Installation-types
(par gamme de puissance,
puissance-types,
durées d'utilisation) ?

GWh

Objectif de production pour 2020

Scénario n°1 : PMDE/ CWaPE 2011



Scénario n°1 : PMDE/ CWaPE 2011

Matrice des puissances

(puissances cumulées à l'horizon 2020 exprimées en MW)

	BT			MT		Trans MT			TOTAL
	<= 10 kW	de 10 kW à 100 kW	de 100 kW à 250 kW	de 250 kW à 1 MW	de 1 MW à 5 MW	de 5 MW à 10 MW	de 10 MW à 25 MW	> 25 MW	
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
<i>en 2010</i>	82	6	4	35	371	146	197	408	1 248

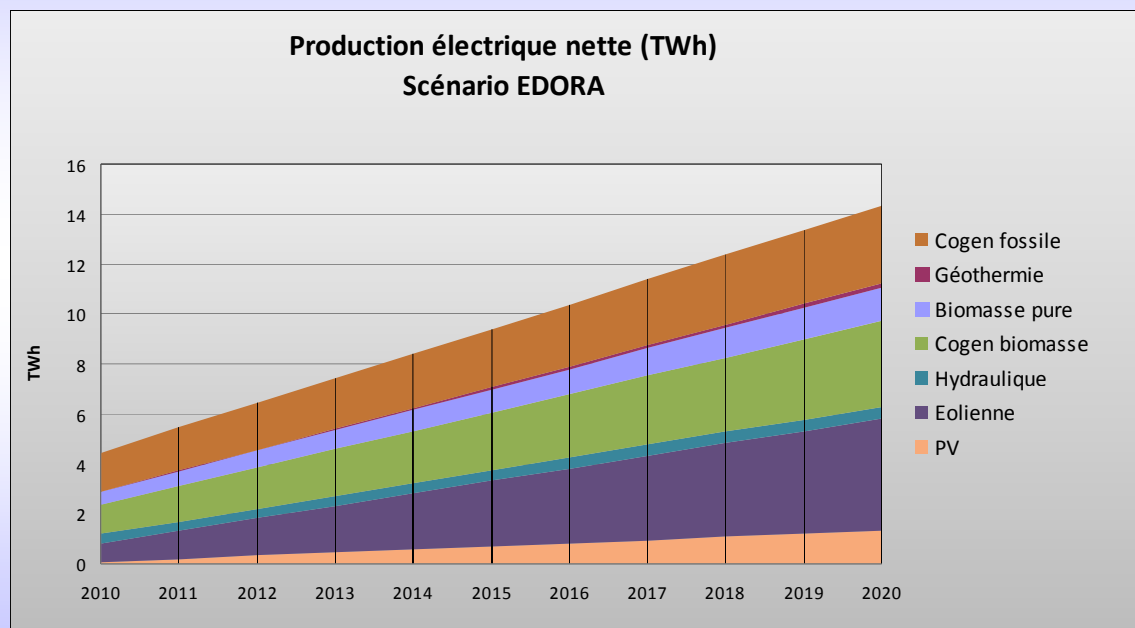
Scénario n°1 : PMDE/ CWaPE 2011

Nombre d'installations

(horizon 2020)

	BT			MT		Trans MT			TOTAL
	<= 10 kW	de 10 kW à 100 kW	de 100 kW à 250 kW	de 250 kW à 1 MW	de 1 MW à 5 MW	de 5 MW à 10 MW	de 10 MW à 25 MW	> 25 MW	
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
<i>en 2010</i>	21 181	110	33	69	200	25	15	12	21 645

Scénario n°2 : Edora adapté



Scénario n°2 : Edora adapté

Matrice des puissances

(puissances cumulées à l'horizon 2020 exprimées en MW)

	BT			MT		Trans MT			TOTAL
	<= 10 kW	de 10 kW à 100 kW	de 100 kW à 250 kW	de 250 kW à 1 MW	de 1 MW à 5 MW	de 5 MW à 10 MW	de 10 MW à 25 MW	> 25 MW	
PV	492	752	62	123	62	62	0	0	1 552
Eolienne	42	42	0	55	1 773	202	0	0	2 114
Hydraulique	0	2	2	7	16	47	64	0	138
Cogen fossile	25	3	14	44	88	107	81	273	636
Cogen biomasse	0	1	1	35	231	49	187	72	576
Biomasse pure	0	0	0	0	4	16	26	145	191
Géothermie	0	0	0	0	5	15	0	0	20
TOTAL	560	800	80	264	2 178	497	358	490	5 227
<i>en 2010</i>	82	6	4	35	371	146	197	408	1 248

Scénario n°2 : Edora adapté

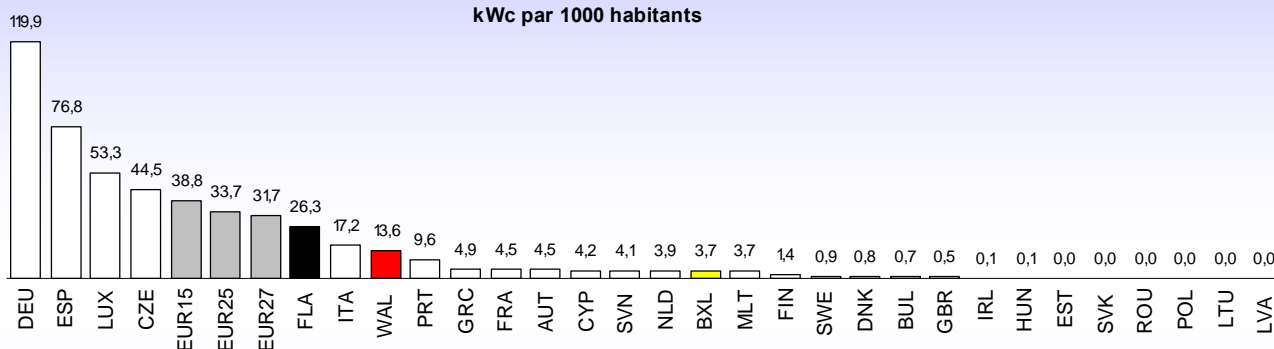
Nombre d'installations
(horizon 2020)

	BT			MT		Trans MT			TOTAL
	≤ 10 kW	de 10 kW à 100 kW	de 100 kW à 250 kW	de 250 kW à 1 MW	de 1 MW à 5 MW	de 5 MW à 10 MW	de 10 MW à 25 MW	> 25 MW	
PV	103 258	7 536	308	164	31	8	0	0	111 305
Eolienne	4 214	847	1	74	578	28	0	0	5 741
Hydraulique	17	35	16	12	6	5	4	0	96
Cogen fossile	25 006	65	103	89	51	17	8	10	25 349
Cogen biomasse	6	18	9	52	117	9	13	3	227
Biomasse pure	0	0	0	0	2	2	2	3	10
Géothermie	0	0	0	0	2	3	0	0	5
TOTAL	132 501	8 500	436	391	788	73	28	16	142 733
<i>en 2010</i>	<i>21 181</i>	<i>110</i>	<i>33</i>	<i>69</i>	<i>200</i>	<i>25</i>	<i>15</i>	<i>12</i>	<i>21 645</i>

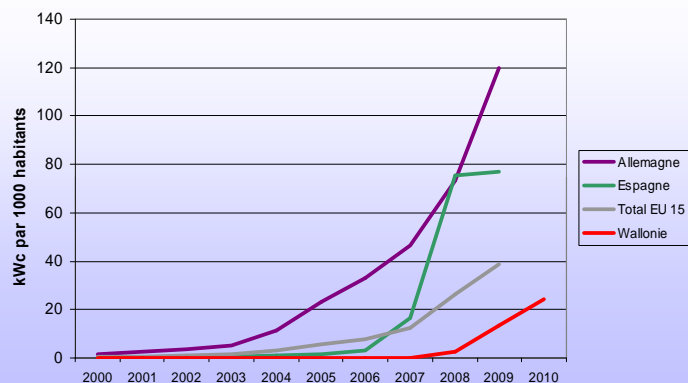
PV – Comparaisons européennes et objectif 2020 de la Wallonie

Année 2009 Sol. Photov. (EurObserv'ER)
kWc par 1000 habitants

Source : Observ'ER, ICEDD, AIE



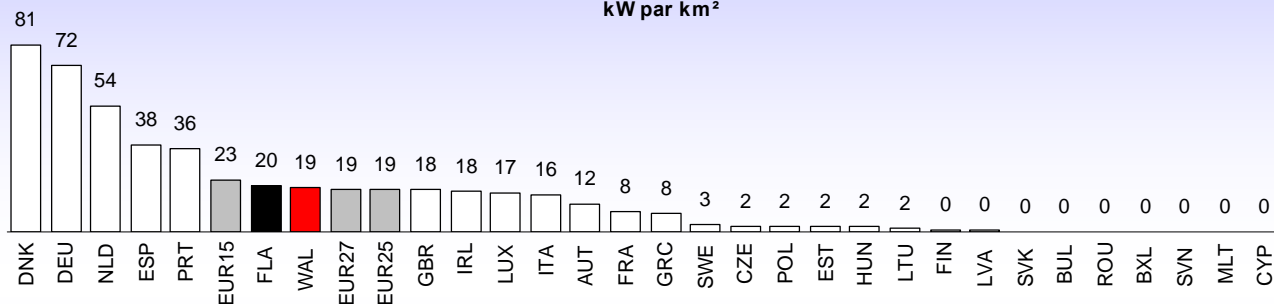
Objectif 2020	Scénario n°1	Scénario n°2	Unité
PV	363	443	kWc / 1000 hab.*
(*) population de référence 2009			



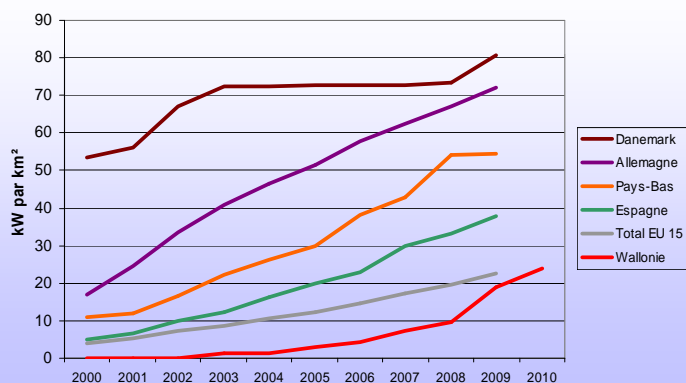
Eolien - Comparaisons européennes et objectifs 2020 de la Wallonie

Année 2009 Puis. Eolienne (EurObserv'Er)
kW par km²

Source : Observ'ER, ICEDD, AIE



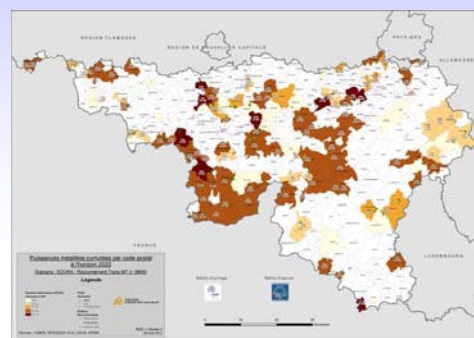
Objectif 2020	Scénario n°1	Scénario n°2	Unité
Eolienne	91	126	kW / km ²



Hypothèses pour la répartition géographique des installations futures de production

Nombre d'installations
(horizon 2020)

	<= 10 kW	de 10 kW à 100 kW	de 100 kW à 250 kW	de 250 kW à 1 MW	de 1 MW à 5 MW	de 5 MW à 10 MW	de 10 MW 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



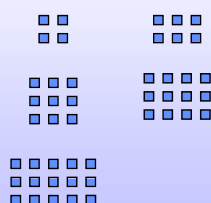
Photovoltaïques

- P_{existantes} : Géolocalisées par codes postaux.
- P_{futures} < 250 kW : On suppose que la distribution de la répartition géographique de puissances photovoltaïques restera inchangée d'ici à 2020.
- P_{futures} > 250 kW : Répartition dans zone d'activité économique en fonction de la superficie du bâti.

Hypothèses pour la répartition géographique des installations futures de production

Eoliennes

- Les puissances existantes et en projet connu à fin 2010 (source: APERE) ont été géolocalisées.
- Ces puissances ont alors été déduites du potentiel éolien étudié dans le cadre de la mission ICEDD/APERE réalisée pour le compte d'Elia et ramenées à l'échelle du code postal. Nous obtenons alors des superficies potentielles et donc un potentiel (superficie -> nbre de mâts) par code postal. On fait alors l'hypothèse que les superficies les plus importantes seront valorisées en premier lieux.



Nbre de mâts par champs	Nbre de champs	Potentiel en mâts
4	80	320
6	76	456
9	26	234
12	23	276
15	29	435
Total	234	1721

Hypothèses pour la répartition géographique des installations futures de production

Cogénérations fossiles/biomasses

- Les puissances existantes à fin 2010 ont été géolocalisées.
- Les puissances potentielles fossiles (étude ICEDD) réparties par code postal, segmentées par classe de puissance et multipliées par un facteur adapté seront ajoutées à l'existant de manière à retrouver les chiffres (hors μ -cogen fossiles) des scénarios PMDE/CWaPE_2011 et EDORA *adapté*.
- Pour les μ -cogens fossiles, on fait l'hypothèse que leur répartition future sur le territoire sera comparable à la répartition du PV actuel mais on exclut les codes postaux non desservis par le réseau gaz.



Hypothèses pour la répartition géographique des installations futures de production

Installations hydroélectriques

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hydro	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Solaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolien	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biogaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales à gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales à charbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales nucléaires	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000



- Les puissances actuelles et planifiées (connues à ce jour par l'ICEDD), segmentées par classe de puissance, seront localisées par code postal. Avec ces puissances, on couvre respectivement 99% et 92% des objectifs des scénarios PMDE/CWaPE 2011 et EDORA *adapté*.
- A défaut d'information, le solde de puissance nécessaire pour atteindre ces objectifs n'a pas été localisé.

Présentation des cartes

2 scénarii :

- PMDE/CWaPE 2011
- EDORA *adapté*

3 niveaux de raccordement selon les puissances installées :

- BT : $P < 250 \text{ kW}$ (une carte puissance | une carte puissance/EAN)
- MT : $250 \text{ kW} \leq P < 5 \text{ MW}$
- Trans-MT : $\geq 5 \text{ MW}$ (une carte avec l'éolien | une carte sans)

-> 10 cartes



ANNEXE 66: IMPACT DU RENOUELABLE SUR LES RÉSEAUX BT:
MODÉLISATION SUR BASE D'UNE ÉTUDE DE CAS À
FLOBECQ

Type	Présentation
Date	06/04/2011
Structure	Plénière
Evènement	Plénière du 06 avril 2011
Intitulé	Impact du renouvelable sur les réseaux BT : modélisation sur base d'une étude de cas à Flobecq.
Auteur	ORES
Statut	Pour information



Impact du renouvelable sur les réseaux BT : modélisation sur base d'une étude de cas à Flobecq

CWaPE – REDI – 06/04/2001

ORES – Smart Grids

06/04/2011

ORES SG – Projet PV Flobecq – REDI plénière 06/04/2011

1

Contenu



- Contexte;
- Objectifs des simulations;
- Moyens mis en œuvre;
- Méthodologie.

06/04/2011

ORES SG – Projet PV Flobecq – REDI plénière 06/04/2011
Rapport final REDI - Annexes - Page 657

2

- Modèle de diffusion de Bass généralisé $\frac{f(t)}{1-F(t)} = (p + qF(t))x(t)$
 - Communément utilisé pour diffusion d'une technologie
 - Fonction de probabilité (p = innovation et q = imitation)
 - Modèle de Bass appliqué au PV sur réseaux BT
 - Données au 31.08.2010 extrapolées au 31.12.2010
- Estimation du taux de pénétration à long terme à $\pm 26\%$ des EAN BT ($\pm 18\%$ en Hainaut occidental)
($\pm 5\%$ en 2020)

- Préfinancement de panneaux PV par asbl paracommunale "Collines sous Levant";
 - Cible annoncée : 280-300 installations (de 3 à 5 kW_C)
 - Taux de pénétration de l'ordre de $\pm 17-18\%$
- 100 premiers cas identifiés (contrat signés)
- Planning serré (fin des installations pour fin 2011)



- Opportunités pour ORES
 - Mise en place d'un modèle de simulation répliquable
 - Impacts sur gestion réseau / pilotage des charges
 - Evaluation du coût d'adaptation des réseaux BT
 - Apport pour participation REDI
 - (Test de Smart Metering segmenté)
 - (Impact du PV / SM sur habitudes de consommation)
- Environ 34 départs BT concernés (réseau rural)



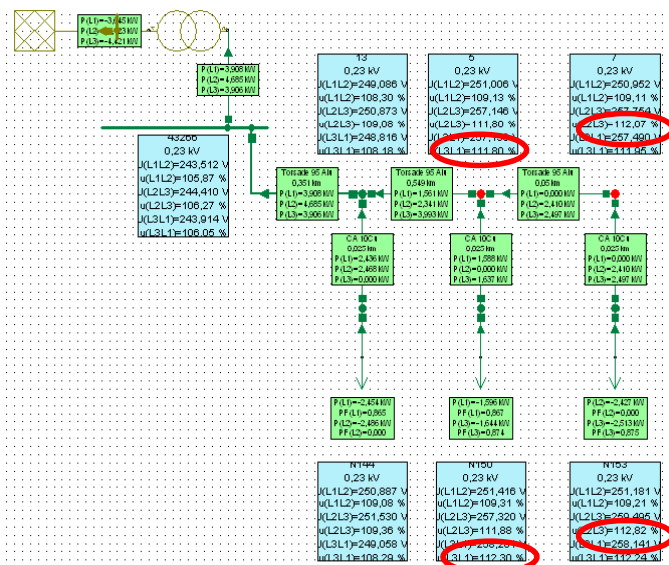
- Caractériser le réseau de Flobecq, définir les portions de réseau à problèmes et quantifier l'ampleur des problèmes éventuels
- Valider les résultats de la modélisation sur base de mesures sur le terrain
- Développer des solutions alternatives au renforcement du réseau
- Si possible, extrapoler les résultats ailleurs

- Utilisation de NEPLAN © (logiciel utilisé par ORES pour modéliser et simuler les réseaux)
 - Réseaux BT (données Netgis consolidées par plans de repérage et visites sur le terrain)
 - Intégration des installations PV existantes et planifiées (via infos asbl paracommunale)
 - Utilisation de la bibliothèque NEPLAN complétée des éléments développés conjointement avec les autres GRD mixtes au niveau de Laborelec

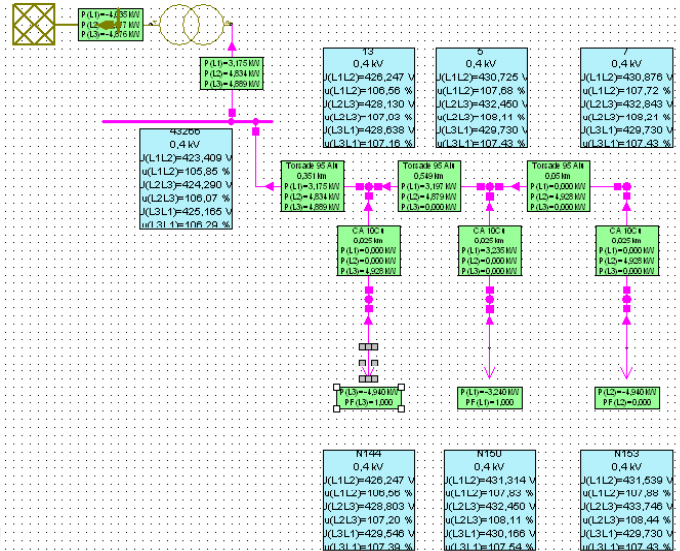
- Installation de compteurs électroniques pour mesures quart horaires (compteurs "gris" et "vert")
 - Énergie active / réactive dans chaque sens et pour chaque tarif
 - U, I, $\cos \varphi$ sur chaque phase
 - Fréquence
 - Puissance active / réactive sur chaque phase

- Du pire cas théorique (« worst case ») ...
 - Pas de consommation sur le réseau et puissance nominale injectée
- ... en affinant peu à peu les hypothèses ...
 - Prise en compte du talon de charge de la saison concernée (profil cabine ou SLP)
 - Répartition des installations sur le réseau
- ... pour tendre vers la réalité de terrain
 - Prise en compte de la charge quart horaire
 - Prise en compte de la pointe quart horaire saisonnière des panneaux compte tenu de leur orientation

- Cabine 43266 « Aulnoit », 230 V, circuit 95² Alu torsadé
- À la deuxième installation identifiée (900 m), la tension chez le client est de 112,30% Un



- Idem mais si en 400 V (cabine « Aulnoit », circuit 95² Alu torsadé)
→ le problème de surtension n'apparaît pas



- Identification des portions de réseau à problème
 - Localisation, type de réseau et taux de pénétration concerné
- Quantification des problèmes
 - Volume horaire concerné
 - Correction min et max de charge à apporter et courbe monotone de la correction de charge
- Initiation réflexion quant aux solutions à apporter



- Comparaison des résultats qualitatifs et quantitatifs de la modélisation aux mesures effectuées
 - **Adaptation modèle et bibliothèque NEPLAN**
 - **Validation modèle**
 - **Validation pertinence des solutions éventuellement mises en œuvre**
- 3 années de mesures prévues



Merci de votre attention !

www.ores.net

ANNEXE 67: RACCORDEMENT D'UNE NOUVELLE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE

Type	Présentation
Date	06/04/2011
Structure	Plénière
Evènement	Plénière du 06 avril 2011
Intitulé	Raccordement d'une nouvelle production décentralisée (parc éolien) sur un poste source (parc éolien) sur un poste source 70kV de TECTEO4/01/2012.
Auteur	TECTEO
Statut	Pour information

Raccordement d'une nouvelle production décentralisée (parc éolien) sur un poste source 70kV de TECTEO

Plan de l'exposé

- Situation actuelle du poste 70kV
 - Vue géographique
 - Schéma de principe
 - Graphes de charges
- Nouveau parc éolien
 - Vue géographique
 - Schéma de principe
 - Graphes de charges
 - Options de raccordement

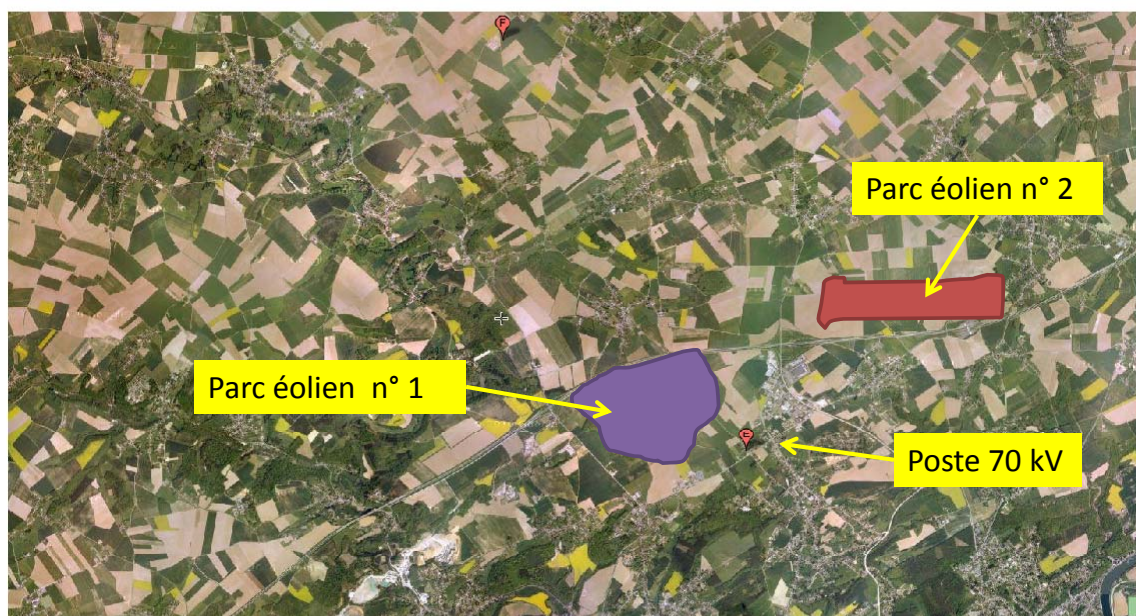
Situation actuelle du poste 70kV

06/04/2011

RESA - Gestionnaire de réseau Gaz - Electricité

4

Vue géographique – Situation actuelle

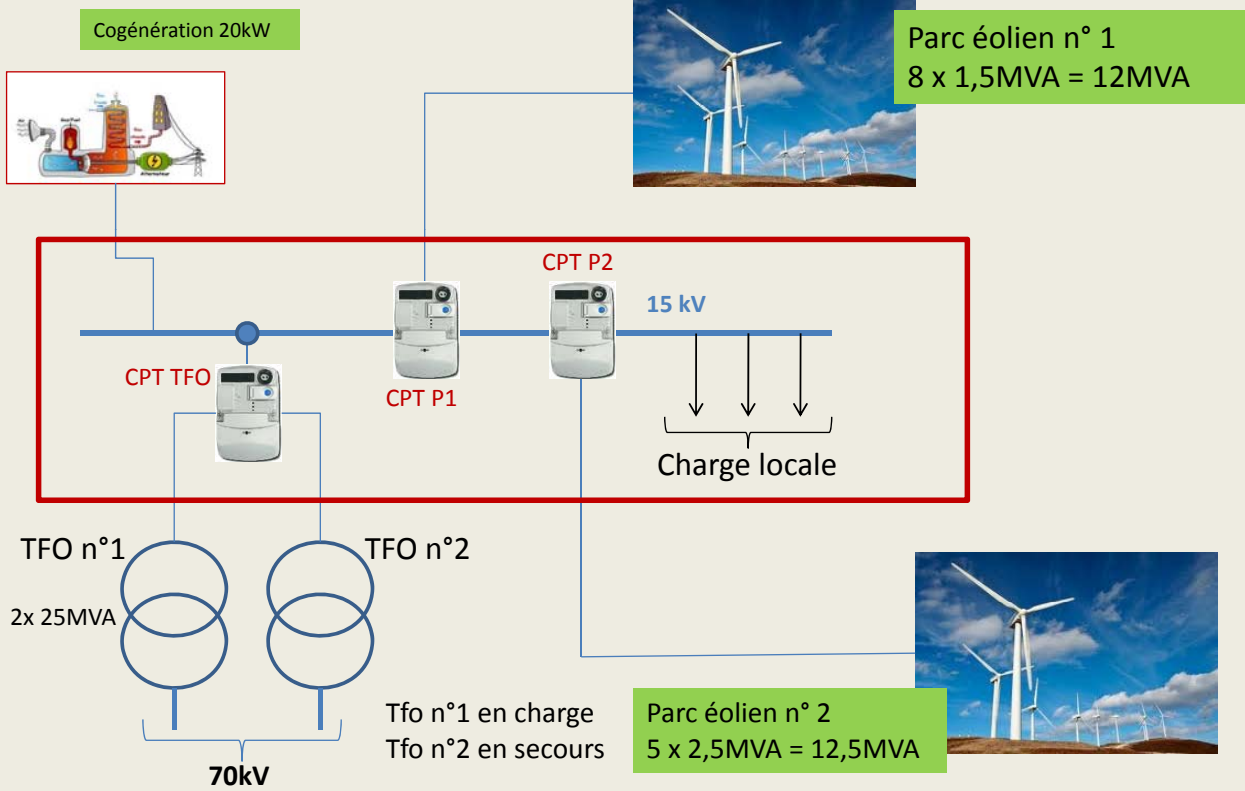


06/04/2011

RESA - Gestionnaire de réseau Gaz - Electricité
Rapport final REDI - Annexes - Page 666

5

Schéma de principe – Situation actuelle

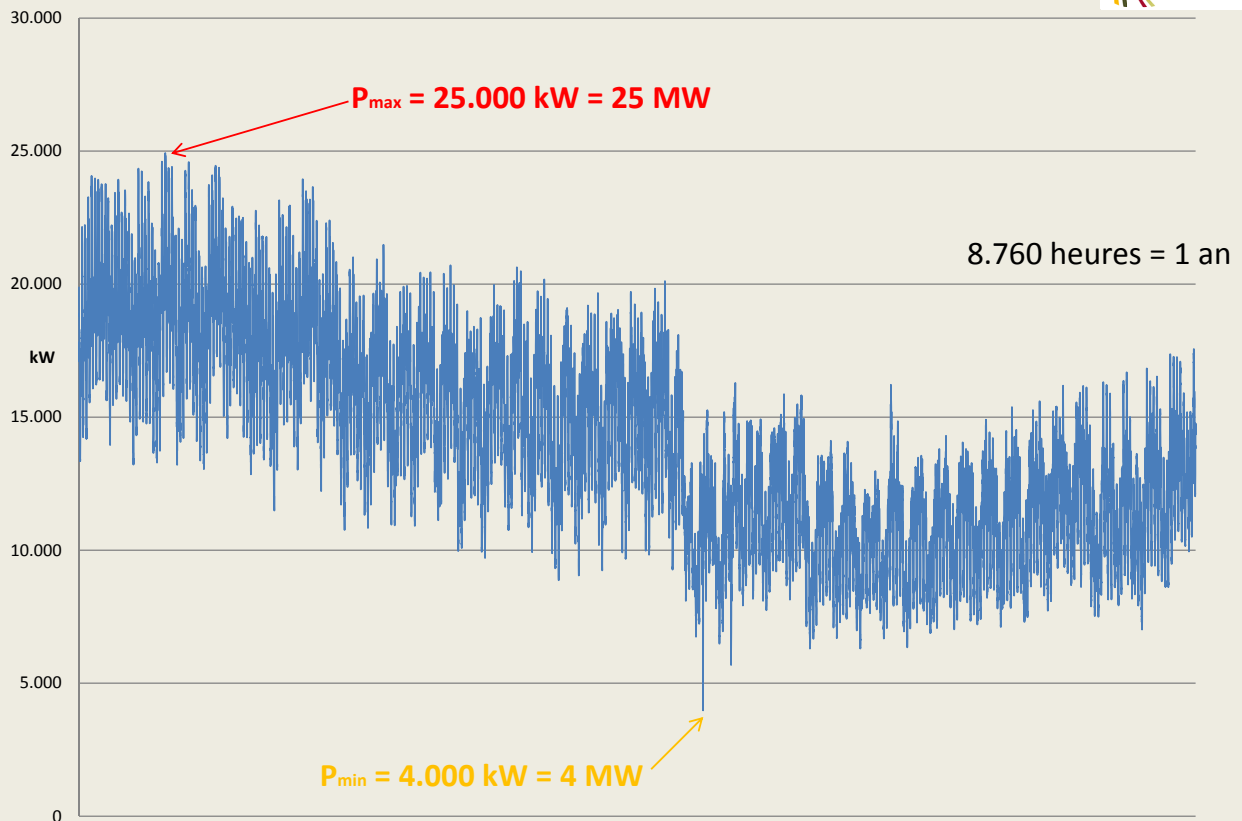


06/04/2011

RESA - Gestionnaire de réseau Gaz - Electricité

6

Puissance de prélèvement de la charge locale – année 2010

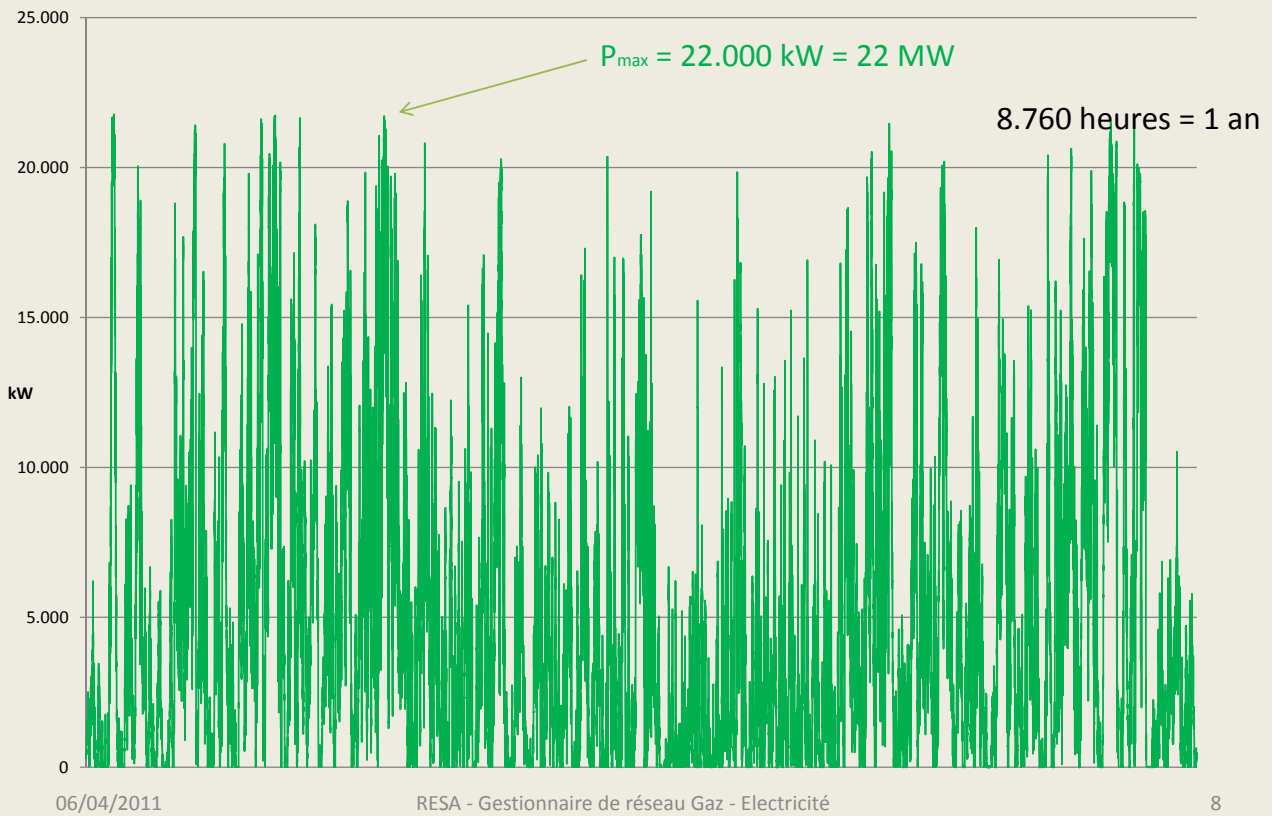


06/04/2011

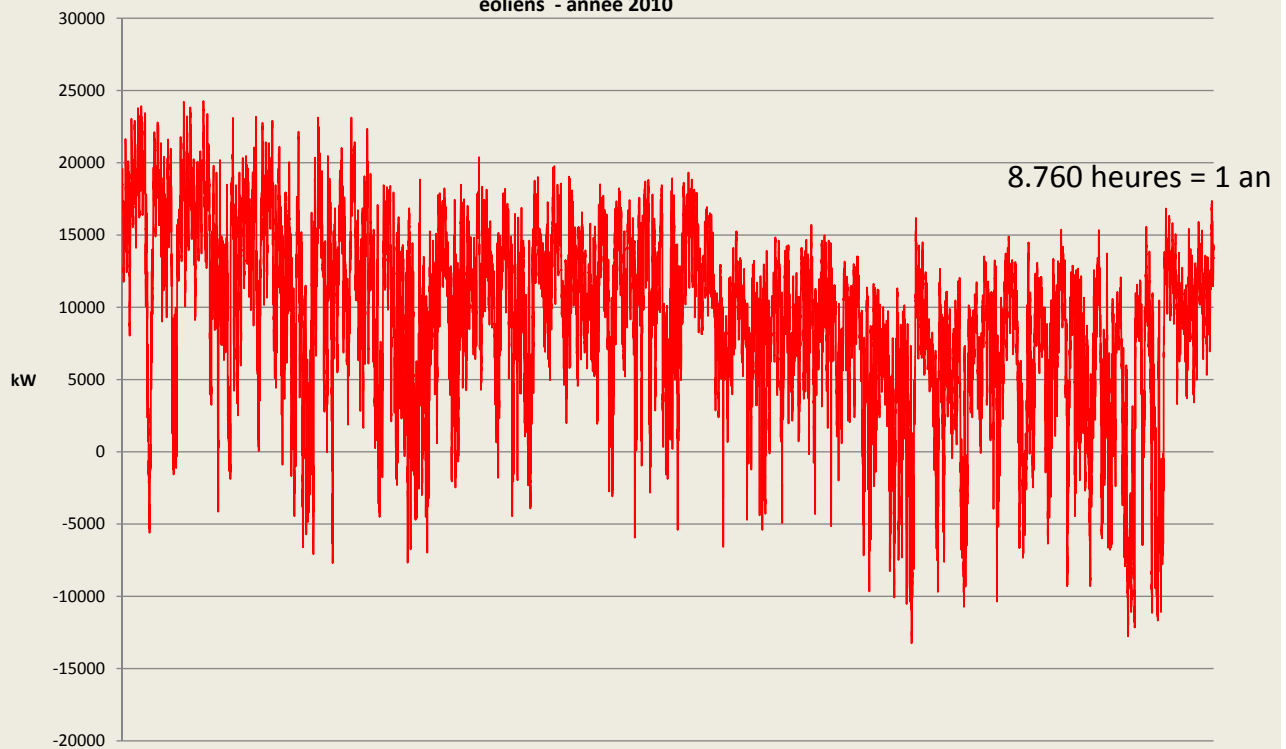
RESA - Gestionnaire de réseau Gaz - Electricité
Rapport final REDI - Annexes - Page 667

7

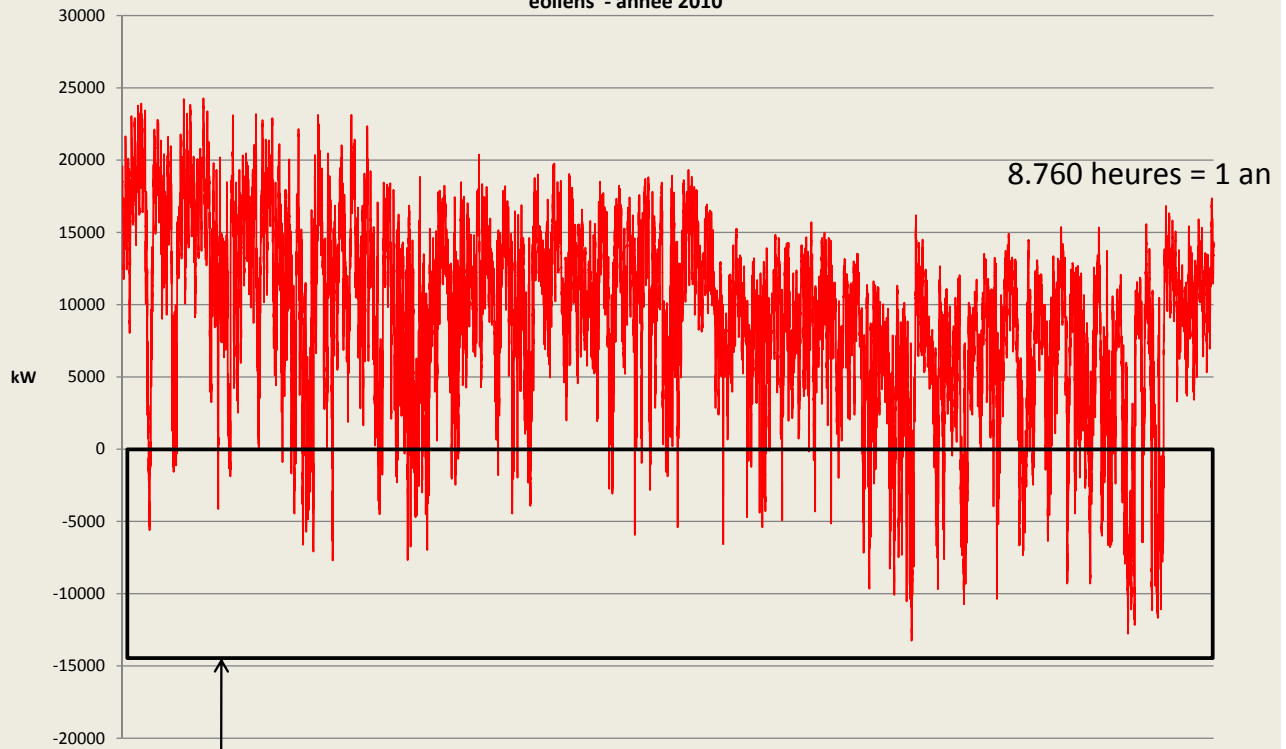
Puissance d'injection des deux parcs éoliens – année 2010



Prélèvement net = Puissance de prélèvement de la charge locale - Puissance d'injection des deux parcs éoliens - année 2010

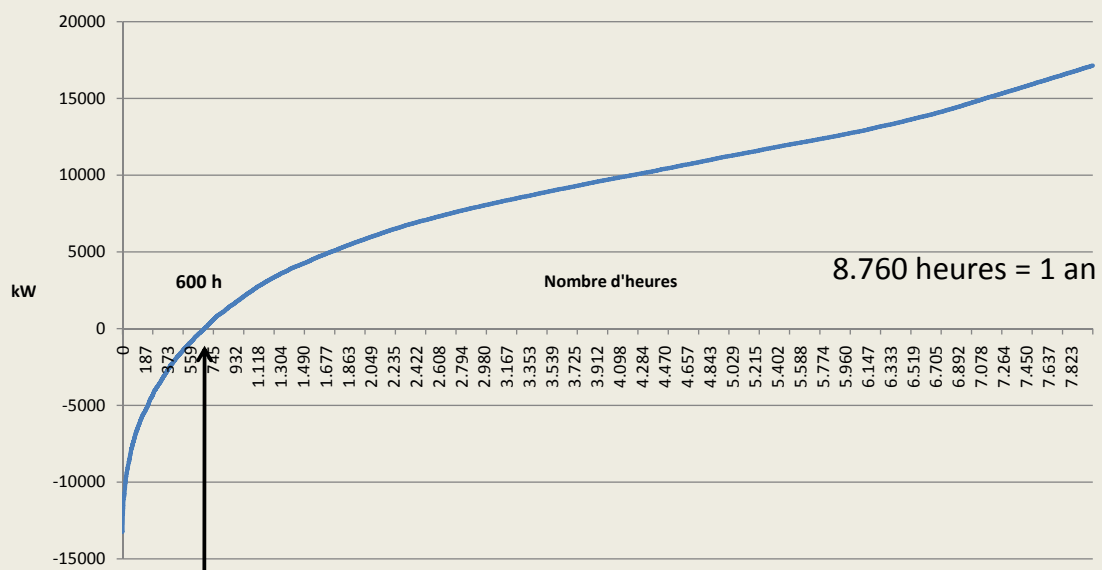


Prélèvement net = Puissance de prélèvement de la charge locale - Puissance d'injection des deux parcs éoliens - année 2010



Puissance injectée sur le réseau 70kV via un transformateur 70/15 kV < 1,2x 25 MVA = 30MVA

Prélèvement net = Puissance de prélèvement de la charge locale - Puissance d'injection des deux parcs éoliens - année 2010



Puissance injectée sur le réseau 70kV via un transformateur 70/15 kV pendant une période de +/- 600 h

Nouveau parc éolien de 8 machines de 3,3 MVA

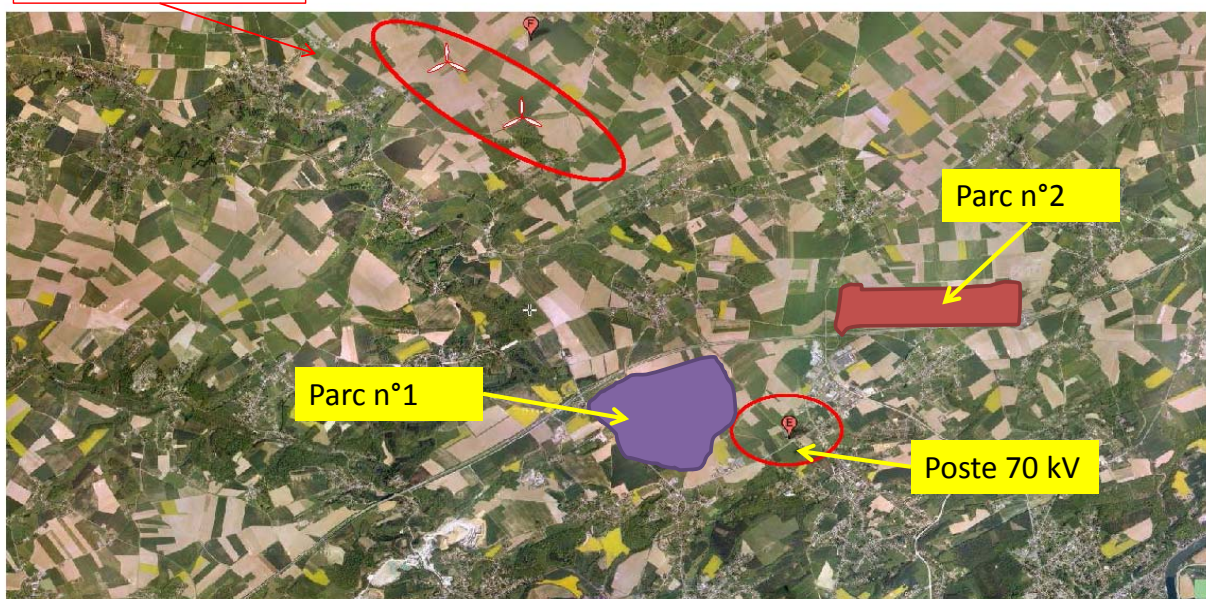
06/04/2011

RESA - Gestionnaire de réseau Gaz - Electricité

12

Vue géographique – Nouveau parc éolien

Implantation future



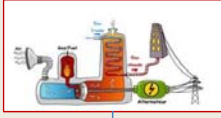
06/04/2011

RESA - Gestionnaire de réseau Gaz - Electricité
Rapport final REDI - Annexes - Page 670

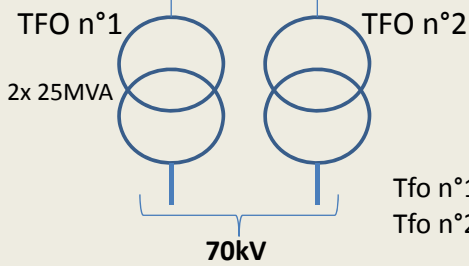
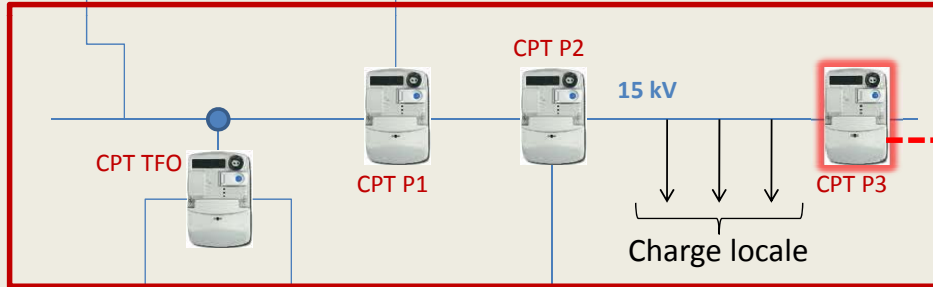
13

Parc éolien n° 1
8 x 1,5MVA = 12MVA

Cogénération 20kW



Parc Eolien
8 x 3,3MVA=26,4 MVA

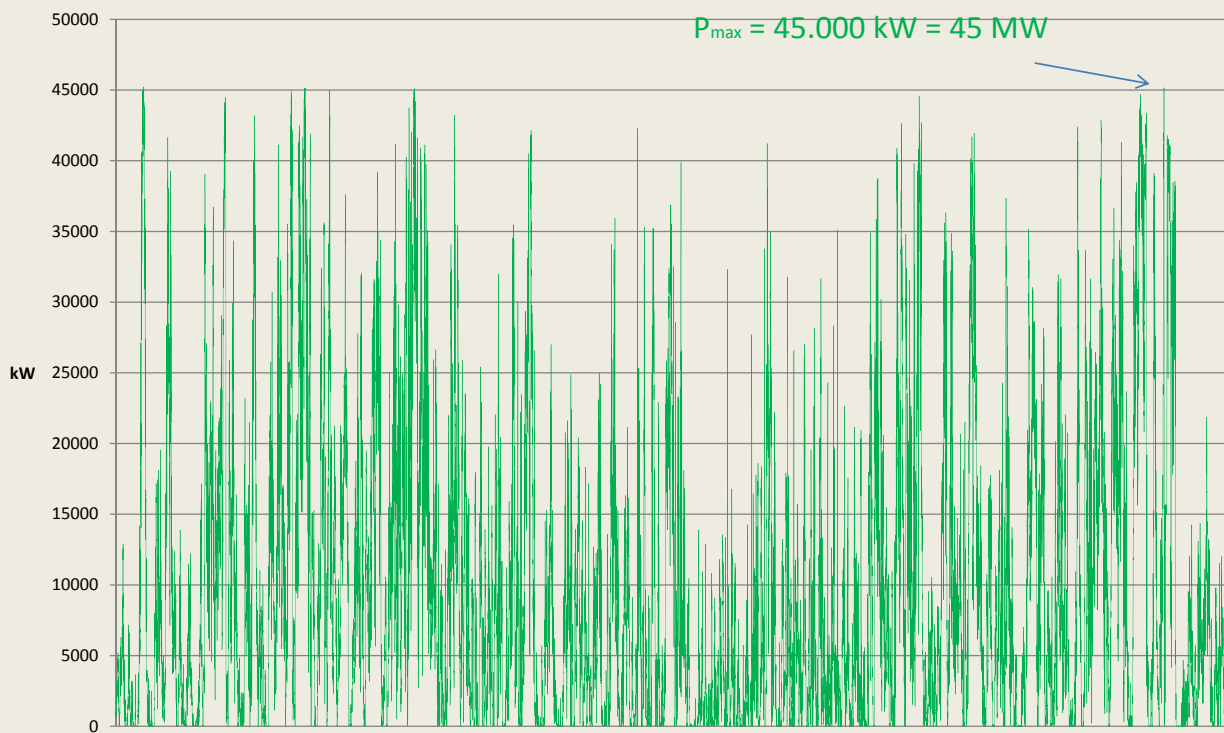


Tfo n°1 en charge
Tfo n°2 en secours

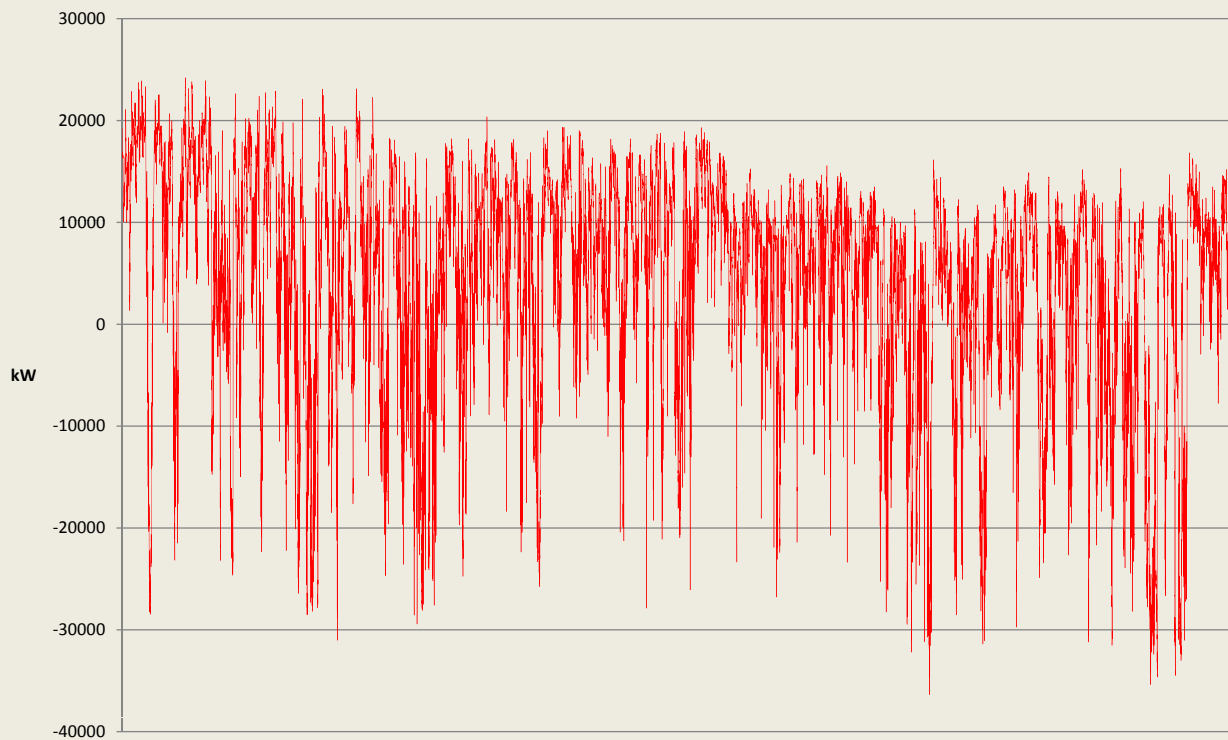
Parc éolien n°2
5 x 2,5MVA = 12,5MVA



Puissance d'injection des deux parcs éoliens + nouveau parc simulation 2011



Prélèvement net = Puissance de prélèvement de la charge locale - Puissance d'injection des trois parcs éoliens - simulation 2011

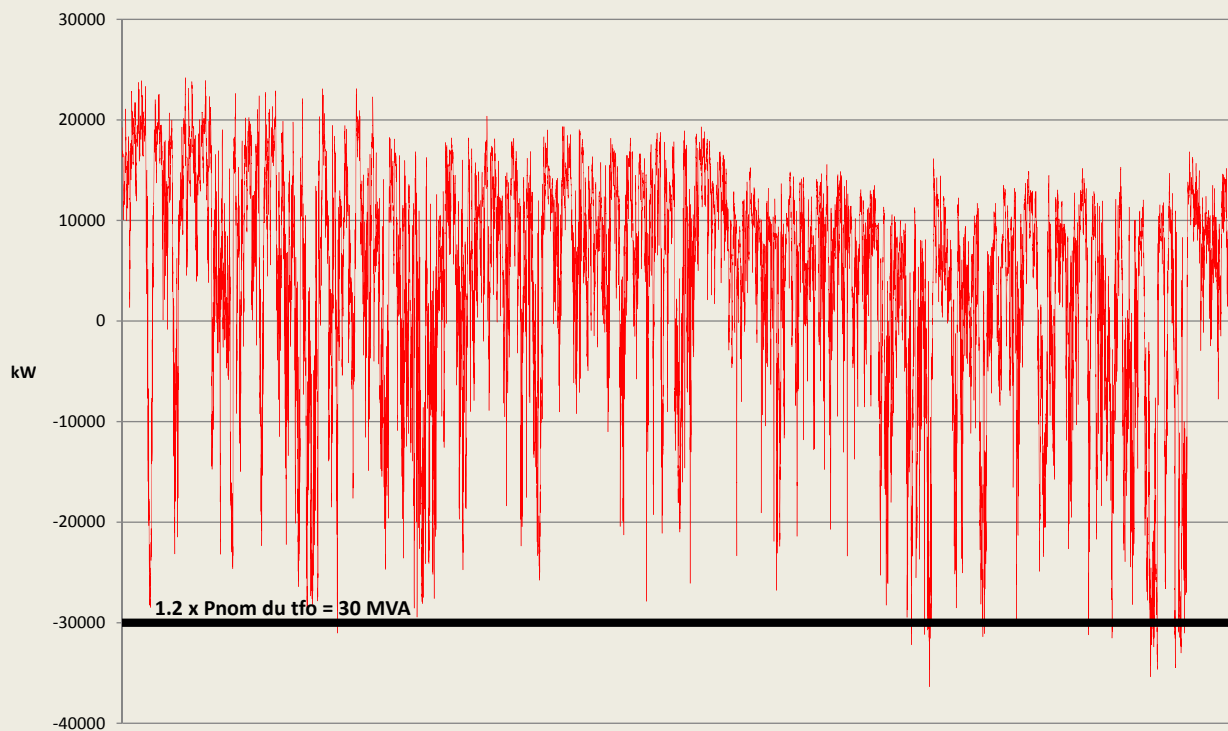


06/04/2011

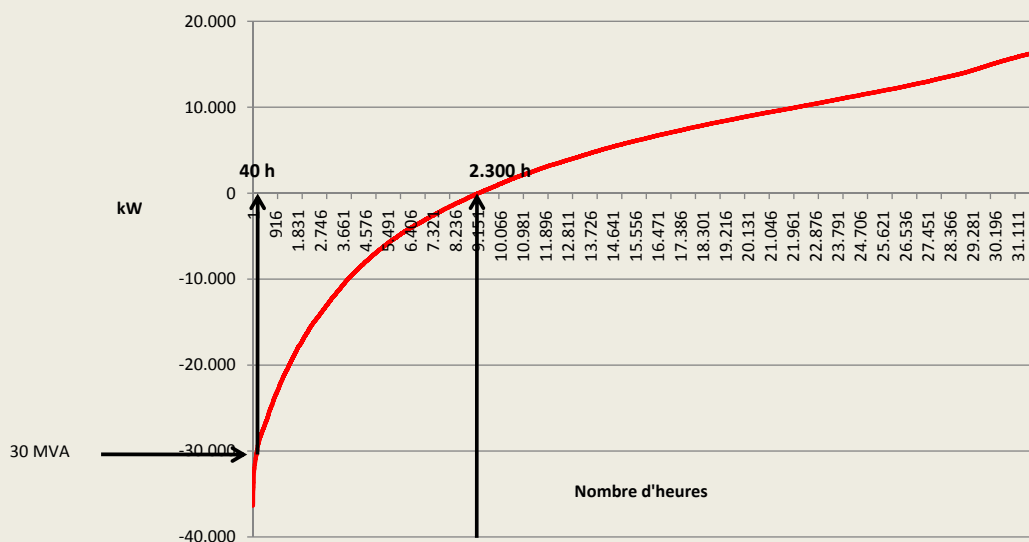
RESA - Gestionnaire de réseau Gaz - Electricité

16

Prélèvement net = Puissance de prélèvement de la charge locale - Puissance d'injection des trois parcs éoliens - simulation 2011

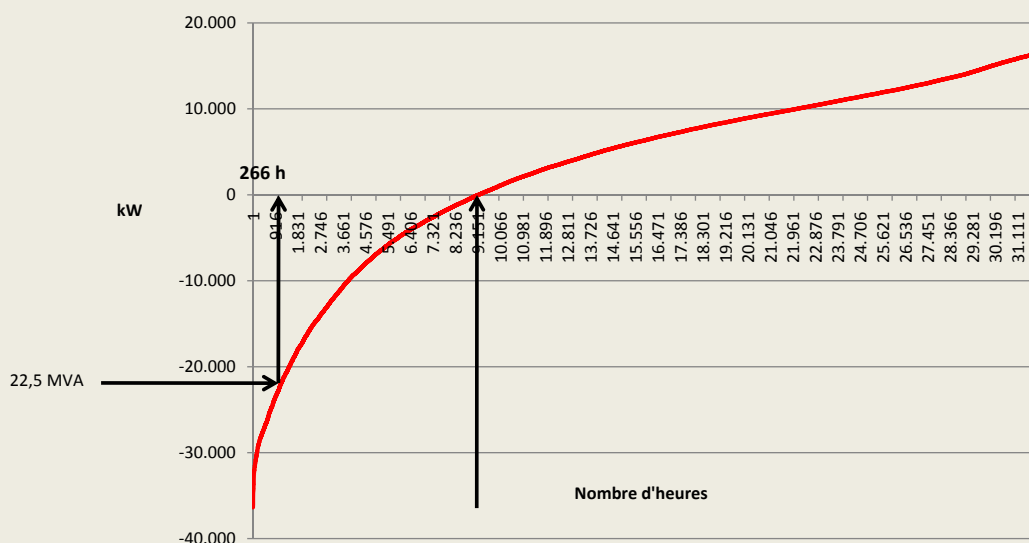


Prélèvement net = Puissance de prélèvement de la charge locale - Puissance d'injection des trois parcs éoliens - simulation2011



Puissance injectée sur le réseau 70kV via un transformateur 70/15 kV pendant une période de +/- 2.300 h

Prélèvement net = Puissance de prélèvement de la charge locale - Puissance d'injection des trois parcs éoliens - simulation2011



Puissance injectée sur le réseau 70kV via un transformateur 70/15 kV pendant une période de +/- 2.300 h

Pas de possibilité de raccorder ce nouveau parc éolien sur ce poste !

Quelles sont les autres possibilités ?

Deux autres postes 70/15 kV sont à proximité.

- Pas de possibilité de raccordement sur le 1^{er} poste 70/15 kV car un parc éolien est déjà en activité et il existe une réservation de puissance pour le raccordement d'un second parc .

- Pas de possibilité de raccordement sur le 2^{eme} car la puissance max raccordable est de 2 MVA

Merci pour votre attention

ANNEXE 68: PRÉSENTATION DES PROCHAINES ETAPES

Type	Présentation
Date	06/04/2011
Structure	Plénière
Evènement	Plénière du 06 avril 2011
Intitulé	Présentation des prochaines étapes.
Auteur	CWaPE
Statut	Pour réaction



REDI

« Réseaux électriques durables et intelligents »

Prochaines étapes

Réunion plénière

Moulins de Beez, le 06 avril 2011

Jean-François SARTIAUX
CWaPE

1. Agenda



GT 2 : Consommateurs finals

- Session 1 : 26 avril 2011

1. Présentation d'une étude quantifiant le potentiel global de consommation différée au moyen d'une ventilation par consommation résidentielle, professionnelle et industrielle (ICEDD)
2. Validation des données des GRD caractérisant la consommation des zones concernées par les différentes études de cas (GRD)
3. Proposition de la méthodologie à appliquer pour ces études de cas (CWaPE)

- Session 2 : 10 mai 2011

1. Identification des mesures en vue de réaliser une partie du potentiel de consommation différée identifié en session 1
2. Application de ces mesures aux études de cas

- Rencontre bilatérale prévue avec les Gestionnaires de réseau afin d'examiner les solutions techniques permettant de réaliser une partie du potentiel de consommation différée, notamment la contribution des TCC



- Session 3 : 24 mai 2011
 1. Modalités de mise en œuvre des mesures identifiées en vue de contribuer à lever les contraintes identifiées au GT1
 2. Présentation des résultats de ces mesures appliquées à 2 études de cas
 - Numéro 2 : Trans-BT
 - Numéro 3 : Trans-MT

GT 1 : Production décentralisée

- Session 4 : 7 juin 2011

Préalable : pour chaque étude de cas, identification des moyens de productions décentralisées raccordés en 2020, sur base des cartes présentées (CWaPE)

Retour d'information suite aux sessions du GT2 : après avoir identifié le potentiel réalisable de consommation différée, appliqué aux études de cas, identification des contraintes résultantes et des moyens à mettre en œuvre au niveau de la production



➤ Réunion plénière du 28 juin 2011

1. Présentation de l'étude du potentiel global de consommation différée
2. Application aux études de cas : présentation des résultats

2. GT 2 : Participants



Acteur	Membre(s) effectif(s)	Membre(s) suppléant(s)
Consommateurs	- Patrick DEGAND (ESSENCIA) - Stéphane DOCHY (TEST-ACHATS)	
Fournisseurs	- Franck SCHOONACKER (SPE LUMINUS) - Bernard PHILIPPART (ELECTRABEL) - Pierre DUBOIS (LAMPIRIS)	- Vincent DEBLOCCQ (FEBEG)
GRD	- Frédéric LEFEVRE (ORES) - Didier HALKIN (ORES) - Alain VERSYP (TECTEO)	- Michel LEFORT (ORES) - Soufiane KADARI (AIEG)
Université	- Jean-Charles JACQUEMIN (FUNDP)	
GRT	- Stéphane OTJACQUES (Elia)	- Isabelle GERKENS (Elia)
Consultant	- Frédéric JACQUEMIN (ICEDD) - Yves MARENNE (ICEDD)	
Région Wallonne	- Cécile BARBEAUX (Cabinet NOLLET) - Michel MARCHETTI (DGO4)	- Jehan DECROP (Cabinet NOLLET) - Muriel HOOGSTOEL (DGO4)
CWaPE	- Francis GHIGNY - Alain VASTEELS - Frédéric TOUNQUET - Jean-François SARTIAUX	

3. GT 3 : Coût - Bénéfice des investissements réseau



→ *Seconde moitié de l'année*

Comment mettre en œuvre les mesures identifiées, au moindre coût ?

- Sur base des résultats des GT 1 et 2
 - Première session fixée le 06 septembre 2011
 - Sessions supplémentaires en septembre, octobre et novembre (à déterminer)
 - Communication des résultats au GT 1 (Producteurs) et GT 2 (Consommateurs)
- Réunion plénière le 6 décembre 2011
- Forum REDI : <http://www.cwape.be/redi/>

ANNEXE 69 : PROCÈS-VERBAL

Type	Procès-verbal
Date	28/06/2011
Structure	Plénière
Evènement	Plénière du 28 juin 2011
Intitulé	Procès-verbal
Auteur	CWaPE
Statut	Approuvé



Procès-verbal
Réseaux Électriques Durables et Intelligents – Troisième réunion plénière

Date et lieu : 28 juin 2011, Moulins de Beez

Ordre du jour

- REDI, rappel des finalités
(Francis GHIGNY, Commission wallonne pour l'Énergie)
- REDI, état d'avancement
(Frédéric TOUNQUET, Commission wallonne pour l'Énergie)
- Estimation du potentiel de déplaçabilité des consommations électriques des secteurs résidentiel et tertiaire wallons en 2010 et 2020
(Yves MARENNE, Institut de Conseil et d'études en développement Durable)
- Potentiel de déplaçabilité des consommations électriques du secteur industriel wallon
(Frank SCHOONAKER, FEBEG)
- Questions/réponses
- Etude de cas n°2 – Transformateur BT
(Jean-François SARTIAUX, Commission wallonne pour l'Énergie)
- Etude de cas n°3 – Transformateur MT
(Frédéric TOUNQUET, Commission wallonne pour l'Énergie)
- Questions / réponses
- Prochaines étapes
(Francis GHIGNY, Commission wallonne pour l'Énergie)

L'ensemble des documents présentés est disponible sur le [forum de discussion REDI](#) (section « plénière / documents présentés »).

Procès-verbal

- **Introduction, rappel des finalités**
(Francis GHIGNY, Commission wallonne pour l'Énergie)

Voir support de présentation

Francis GHIGNY introduit la réunion par un rappel des finalités de REDI, la constitution des 3 groupes de travail, les premiers résultats du GT 1 présentés lors de la précédente réunion plénière ainsi que les études de cas envisagées.

Cette réunion plénière sera l'occasion de présenter à l'ensemble des participants les résultats du groupe de travail GT 2 « Consommateurs finals »

- **REDI, état d'avancement**
(Frédéric TOUNQUET, Commission wallonne pour l'Énergie)

Voir support de présentation.

Cette présentation s'est focalisée sur les travaux réalisés dans le cadre du Groupe de Travail 2 « Consommateurs finals » dont l'état d'avancement a été présenté.

Quatre réunions du GT 2 ont eu lieu depuis la seconde réunion plénière du 6 avril. L'accent est mis dans cette présentation sur la démarche plutôt que sur les résultats qui eux, seront présentés en détail par le consultant par après.

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 identifiées (en fonction des outils utilisés).

En conclusion, le Groupe de Travail « Consommateurs finals » a quantifié un potentiel pour les consommateurs du type résidentiel et professionnel et a 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. La suite des travaux de REDI, et notamment le GT 3 « Coût-bénéfice des investissements réseau », permettra d'envisager les aspects économiques liés aux outils mis en avant pour la gestion active de la demande.

- **Estimation du potentiel de déplaçabilité des consommations électriques des secteurs résidentiel et tertiaire wallon en 2010 et 2020**
(Yves MARENNE, Institut de Conseil et d'Études en Développement Durable)

Voir support de présentation.

Cette présentation vise à présenter en détail les résultats de l'étude intitulée « Estimation du potentiel de déplaçabilité des consommations électriques des secteurs résidentiel et tertiaire wallon en 2010 et 2020 ».

La première partie reprend les résultats pour le secteur résidentiel. Une matrice de déplaçabilité des usages ainsi que la définition de différentes configurations réseaux permet de produire des résultats en termes de puissance et de consommation pour ces différentes configurations.

La seconde partie permet de produire ces mêmes résultats pour le secteur tertiaire, à partir d'une décomposition des usages pour les différents secteurs repris dans les bilans énergétiques wallons.

- **Potentiel de déplaçabilité des consommations électriques du secteur industriel wallon**
(Frank SCHOONAKER, FEBEG)

Dans le cadre du GT 2, il a été demandé aux fournisseurs de quantifier le potentiel de déplaçabilité pour le secteur industriel. Frank SCHOONAKER fait remarquer que, pour ce secteur, une approche uniforme n'est pas pertinente: chaque secteur 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.

Les fournisseurs offrent déjà des services en terme d'URE (Utilisation Rationnelle de l'Energie et donc réduction de la demande) et en terme de projets de cogénérations et/ou de moyens de productions d'énergie renouvelable.

L'effaçabilité ou le déplacement de charge est aujourd'hui un produit commercial peu exploité même si certains contrats existent au niveau d'ELIA (réserve tertiaire) où 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) 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 (froid, broyeurs, fours électriques) de gestion active de la demande mais les résultats ne seront disponibles avant fin 2011.

Il est clair que les fournisseurs devront aussi s'adapter à la nature intermittente et à la pénétration accrue des énergies renouvelables sur les réseaux électriques. Ceci ne pourra être compensé par des moyens de production classiques. La gestion active de la demande est un des moyens utiles qui pourront être mis en place par les fournisseurs, non seulement au niveau industriel mais aussi au niveau résidentiel.

De plus, les fournisseurs pourraient mettre en place d'autres produits destinés aux gestionnaires de réseau, au même titre que les réserves secondaires et tertiaires au niveau d'ELIA actuellement, afin de permettre la valorisation maximale des réseaux et d'assurer l'équilibre entre la consommation de leurs clients et la production intermittente.

Francis GHIGNY répond qu'effectivement la tarification (notamment les tarifs de distribution) devrait pouvoir évoluer afin de favoriser la déplaçabilité des charges et donc l'adéquation production/consommation au niveau local.

- **Questions/réponses**

Yvan HELLA (Edora) pose plusieurs questions relatives à la méthodologie. La déplaçabilité des charges a-t-elle été envisagée sans modifier le diagramme de charge ? En ce qui concerne les réglages de la fréquence, a-t-on considéré comme acquis que la tolérance des divers récepteurs aux variations de fréquence restera identique ? Les objectifs de la gestion de la demande ont-ils été définis (balancing

au niveau d'ELIA, surcharge thermique du réseau de distribution ou surtensions dans le même réseau de distribution) ?

Laurent HELLEBAUT (Agoria) constate que les tableaux de déplacement de charge pour le secteur tertiaire se basent sur des chiffres de 1996, extrapolés pour 2010 et 2020. Il demande si l'évolution technologique (au niveau éclairage ou chauffage par exemple) a été prise en compte ou non ?

Jacques HUGÉ (ORES) demande si une synthèse des travaux sera disponible afin de permettre à chaque participant de se prononcer et d'adhérer ou non au rapport. En effet, les rapports proposés pour l'instant sont purement analytiques (compte-rendu des interventions).

A propos du réglage de fréquence, Yves MARENNE répond que cet aspect n'a pas été pris en compte. En effet, l'objectif de la méthode était de déterminer le caractère déplaçable ou non des charges. Concernant les chiffres de 1996, il déplore ne pas avoir trouvé de chiffres plus récents ni même de modélisations.

Frank SCHOONAKER confirme que les nouvelles exigences au niveau européen concernant les plages de réglage de fréquences pour les nouvelles installations de production seront très sévères.

Francis GHIGNY confirme que le balancing au niveau d'ELIA n'a pas été pris en compte au niveau du GT 2. Cet aspect sera néanmoins abordé dans la discussion à propos des mécanismes de marché et des rôles de chaque intervenant. L'approbation des participants n'est pas demandée dans le cadre du rapport à remettre au gouvernement, chacun est libre de s'exprimer et toutes les remarques seront entendues et prises en compte. Tous les travaux de REDI sont publics et accessibles sur le Forum. Le rapport final au gouvernement sera lui aussi public mais le consensus n'est pas nécessaire puisque le rapport au Gouvernement sera de la responsabilité de la CWaPE. Une concertation est entamée dans le cadre de REDI mais devra se prolonger par après.

Benjamin WILQUIN (APERe) note que pour la production d'eau chaude sanitaire, seule l'électricité a été prise en compte dans l'étude de potentiel. Il demande si tous les clients dont la consommation est importante produisent leur eau chaude sanitaire à partir d'électricité ? Il demande aussi si d'autres vecteurs de production ont été envisagés ?

Antoine THOREAU (NUON) demande si une étude a été réalisée afin de connaître le niveau d'acceptation de la déplaçabilité chez le consommateur final.

Daniel D'HOOP (Powerdev) constate que le potentiel de déplaçabilité en puissance ne tient pas compte du phénomène de foisonnement des charges. Il évoque le risque potentiel de pointe lors de l'enclenchement simultané des charges déplaçables sans foisonnement.

Yves MARENNE répond que l'étude n'a pas considéré que tous les clients étaient équipés de boiler électrique : seul le potentiel est déterminé sur base de clients-type. De plus dans les scénarii 2 bis et 3 bis, 300.000 nouveaux clients sont équipés de boiler avec pompe à chaleur ou bi-énergie. Il est clair que le potentiel déterminé est un potentiel théorique maximum, le potentiel réalisé sera moindre. Au point de vue de l'enclenchement, les discussions en groupe de travail ont évoqué la déplaçabilité par zone afin d'échelonner l'appel des charges et de limiter la pointe.

Francis GHIGNY indique que des boilers multi-énergie ont été envisagés lors des GT (boilers solaires dont l'appoint est réalisé par la chaudière en hiver et électrique en été lorsque la chaudière est à l'arrêt). Concernant le foisonnement, celui-ci est déjà mesuré aujourd'hui lors des enclenchements des charges de nuit et ce sont donc ces pourcentages dont il faudra tenir compte.

Noémie LAUMONT est surprise par les hypothèses prises pour l'évolution de la consommation électrique (+ 1,5 %/an + nouveaux usages). Concernant la mobilité électrique, elle demande si le taux

de 10 % concerne le nombre de véhicules (parc automobile) ou la puissance appelée. Elle demande aussi si la possibilité pour ces véhicules de réinjection dans le réseau a été prise en compte ou non.

Raoul NIHART cite les chiffres d'une étude de l'IEA : pour les consommations résidentielles, une charge « de base » de 100 à 300 W y a été mise en évidence. Cette charge représentant au minimum 800 kWh/an ne devrait-elle pas constituer le minimum de déplaçabilité à prendre en compte ?

Yves MARENNE répond que, dans le cadre de la détermination du potentiel réalisable aujourd'hui et en 2020, le taux de 1,5 %/an a été adopté en groupe de travail et faisait l'unanimité. Le taux de 10 % est bien le pourcentage de véhicules électriques par rapport au parc automobile mais l'étude n'a en effet pas pris en considération la possibilité pour ces véhicules de réinjecter dans le réseau. Il lui semble enfin que le talon de 100 à 300 W est justement la partie non-déplaçable de la charge résidentiel. Vouloir l'effacer serait une mesure URE et ne rentre pas dans le cadre de la déplaçabilité envisagée ici.

- **Etude de cas n° 2 – Transformateur BT**

(Jean-François Sartiaux, Commission wallonne pour l'Énergie)

Voir support de présentation.

Yvan HELLA (Edora) constate que la technologie même des récepteurs pourrait être adaptée afin de supporter de plus grandes variations de tension (ou de fréquence). Il demande si la possibilité d'effectuer un réglage de la tension au niveau des producteurs décentralisés a été examinée ? Jean-François SARTIAUX répond que la simulation a été basée sur la norme en vigueur actuellement (tension de distribution comprise entre $\pm 10\%$ de la tension nominale 230 V) et qu'il n'a pas été considéré de réglage de la tension par injection au niveau des onduleurs. Francis GHIGNY confirme que le but de l'étude était bien de pouvoir mettre en évidence les bénéfices de la gestion active de la demande mais qu'il paraît évident que les producteurs décentralisés puissent contribuer au réglage (des producteurs d'équipements y travaillent déjà).

Michel LEFORT (ORES) s'inquiète de ce que le critère P^2/C ne prenne en compte que les caractéristiques des consommations et des productions sans considérer les aspects relatifs au réseau (longueur du câble et son impédance, tension d'exploitation, ...). Pour lui, le critère n'est pas généralisable à tout type de réseau. Jean-François SARTIAUX répond que l'étude a été effectuée dans le cas d'un réseau faiblement dimensionné et que l'application du critère et de son seuil ($P^2/C > 1,55$) pour un réseau plus largement dimensionné devrait permettre de prévoir les occurrences potentielles des incidents tension. Francis GHIGNY confirme que le critère semble cohérent dans le cas précis où le dernier consommateur enregistre une tension minimale juste supérieure à la limite inférieure de la norme ($90\% U_N$). Dans le cas où cette condition n'est pas rencontrée, le calcul devrait à nouveau être effectué et un nouveau seuil devrait être déterminé. Michel LEFORT précise que, pour l'étude de cas n° 1 à Flobecq, différentes simulations seront menées pour différents types de réseau. Le critère $P^2/C > 1,55$ est basé sur des hypothèses concernant le type de réseau envisagé et sa généralisation n'est pas immédiate. Francis GHIGNY répond que les résultats de l'étude de cas n° 1 seront bien entendu très intéressants mais que, vu le calendrier dévolu à REDI, l'étude réalisée ici anticipe et examine l'influence de la gestion active de la demande pour le « worst case ». Une remarque supplémentaire : la tension au départ du poste de transformation BT est prise égale à 105

% UN. Dans le cas d'un réseau plus largement dimensionné, cette tension pourrait être ramenée à 100 % et augmenter ainsi la capacité à accueillir des productions décentralisées supplémentaires.

Benjamin WILQUIN (APERe) demande quelles sont les conséquences de taux de pénétration plus importants. Francis GHIGNY précise que les calculs ont également été effectués pour un taux de pénétration de 30 %. En effet, si 20 % semble correspondre au taux de pénétration du photovoltaïque en Région wallonne, des situations locales pourraient amener à un taux plus important. Les calculs montrent une aggravation des incidents tension et montrent donc l'importance d'une combinaison de la gestion active de la demande et d'un renforcement réseau.

Yvan HELLA (Edora) rebondit sur la question de Michel LEFORT et insiste sur l'importance du niveau de tension : pour un même départ, les résultats seront différents si la tension d'exploitation est de 400 V au lieu de 230 V. Francis GHIGNY confirme que la CWaPE effectuera les calculs nécessaires afin de vérifier l'intérêt de ce genre de gestion de la demande.

- **Etude de cas n° 3 – Transformateur MT**
(Frédéric TOUNQUET, Commission wallonne pour l'énergie)

Voir support de présentation.

Noémie LAUMONT (Edora) demande si les chiffres repris concernent uniquement le secteur résidentiel. Frédéric TOUNQUET répond qu'il s'agit de l'ensemble des consommations relevées annuellement, majoritairement résidentielles.

Olgan DURIEUX (ORES) demande que le terme temps réel soit explicité : la définition du temps réel (de l'ordre de la ms) n'étant pas compatible avec les TCC. Francis GHIGNY précise que le délai de réaction envisagé ici était endéans le quart d'heure.

Antoine THOREAU (NUON) pose la question des conséquences du déplacement de charge : si une consommation est anticipée, ne va-t-on pas créer un problème au moment où cette consommation était prévue initialement ? Francis GHIGNY reconnaît que c'est une possibilité dont il faudra tenir compte lors de la mise en œuvre des mécanismes de gestion active de la demande.

Michel LEFORT (ORES) estime que la gestion de la demande telle qu'envisagée pourrait créer des surcharges et donc des déclenchements dans le réseau. Francis GHIGNY répond que le réseau est actuellement dimensionné pour la charge maximum de 25 MVA. Si la gestion de la demande veut augmenter la charge au moment où celle-ci est déjà maximale, il n'y aura pas de consommation supplémentaire. Frédéric TOUNQUET insiste sur les contraintes mises en évidence par l'étude de cas : actuellement le réseau et le poste sont dimensionnés pour une charge de 25 MVA mais la production future envisagée est de 90 MVA. L'exercice ici est de voir la correspondance entre la consommation et la production mais d'autres contraintes existent (gestion de la pointe). Francis GHIGNY admet que la mobilisation de la charge de 12 MW n'est pas possible à tout moment, en fonction de la consommation enregistrée à ce moment. Mais si la consommation est maximale (24 MW) en même temps que la production (90 MW), il est évident que la gestion active de la demande ne suffira pas. Michel LEFORT envisage donc l'échange d'informations nécessaires pour coordonner la gestion active de la demande et la gestion de la charge du réseau. Francis GHIGNY précise que la mise en place de raccordements flexibles est une condition *sine qua non* à la mise en place de tout autre mécanisme : en effet, même si une gestion active de la demande est mise en place, ses résultats ne sont pas garantis. Néanmoins, la gestion active de la demande permet de diminuer le

nombre d'heures où ces raccordements flexibles doivent être activés et donc permet de garantir une durée de fonctionnement supérieure aux producteurs décentralisés. Tous ces aspects feront l'objet de sessions du GT 1 et du GT 3 et seront présentés lors de la dernière réunion plénière du 6 décembre 2011.

Dominique SIMON (DGO4) demande si l'impact de la gestion active de la demande sur le nombre d'heures d'interruptibilité des productions décentralisées a pu être calculé. Francis GHIGNY répond que l'étude n'a pas envisagé cet aspect mais que les chiffres pourraient être calculés, mesurant la différence de production avec ou sans gestion active de la demande en cas de raccordements flexibles.

- **Prochaines étapes**
(Francis GHIGNY, Commission wallonne pour l'Énergie)

Voir support de présentation.

Suite à une question de Jean-Louis LILIEN, Francis GHIGNY précise certaines limites concernant les possibilités d'arbitrage grâce aux installations de stockage. Le gestionnaire de réseau qui, pour assurer une adéquation locale des consommations et productions, aurait mis en place une installation de stockage pourrait être amené à vendre de l'électricité au moment où celle-ci est bon marché et à en acheter au moment où elle est chère. En effet, lorsque les prix de l'énergie primaire seront élevés, il y aura moins de consommation en présence d'une gestion efficace de la demande. Si, à ce moment, la production (locale) est importante, l'acteur devrait générer une consommation (et donc charger son stockage au moment où l'électricité est chère). Par ailleurs, selon la même logique, les périodes de grande consommation (hors production locale) sont donc celles où le gestionnaire de réseau pourrait être amené à fournir de l'électricité au moment où celle-ci est bon marché.

Yvan HELLA demande qui pilotera la gestion active de la demande ? Francis GHIGNY précise que, dans le cas de consommateurs industriels ou dans le cas de branchement supérieurs à 56 kVA, les fournisseurs seront en charge du pilotage de la gestion active de la demande. De même, pour les consommateurs basse tension qui en feraient la demande et chez qui il existerait une volonté de gestion de la charge, un compteur intelligent pourrait être installé afin de permettre la gestion active de la demande par son fournisseur. Dans le cas de l'installation de compteurs intelligents, Yvan HELLA pose encore la question de savoir si les principes d'une plate-forme ouverte ainsi que d'une double commande ont été envisagés ? En effet, certaines fonctionnalités devraient pouvoir être activées par le gestionnaire de réseau, d'autres par les fournisseurs. Ceci pourrait être réalisé par des entrées hiérarchisées ou des entrées différentes. Francis GHIGNY répond que, du point de vue technique, cela ne semble poser aucun problème. Son propos couvrait toutefois un autre aspect : si un fournisseur a fait des nominations sur base de consommations quart-horaires et si un gestionnaire de réseau intervient sur la consommation, le fournisseur doit en être informé et le manque à gagner éventuel doit être compensé. Michel LEFORT intervient aussi en précisant que les études concernant le compteur intelligent sont encore à réaliser mais que les aspects concernant son éventuelle double commande devront encore être évoqués lors de discussions à venir à propos de nouveaux modèles de marché. Yvan HELLA précise encore que les systèmes à double commande sont déjà employés depuis 20 ans au niveau du réseau de transport.

Christian FONTAINE (CREG) souscrit aux termes « plate-forme ouverte » afin de conserver un marché concurrentiel, le plus ouvert techniquement possible. De même, le compteur intelligent sera utile pour la mesure et le rapatriement des données, mais la gestion active de la demande devra s'opérer via une « energy box » placée en aval du compteur et permettant d'intégrer les signaux à l'aide d'une installation domotique poussée. Cette « energy box » devrait être standardisée afin de permettre facilement le changement de fournisseur. Le lien entre les aspects fourniture et matériel doit donc être découplé. Francis GHIGNY répond que la gestion active de la demande pourrait en effet assurée par une « energy box » proposée par les fournisseurs et associée à un système domotique sophistiqué, placée derrière le compteur intelligent, dont le rôle est bien d'assurer le comptage et le rapatriement des données de consommation mais qui est incapable aujourd'hui d'intégrer des signaux en temps réel. Ce compteur intelligent devra rester la propriété des GRD, en tant que compteur officiel. L' « energy box » devrait de préférence se développer sur une base standard. Toutefois, même si le roll-out n'est pas appliqué, cette configuration (compteur intelligent + « energy box ») devra au-moins pouvoir être installée chez le consommateur qui en fait la demande. Les autres consommateurs pourraient continuer avec le matériel actuel (qui permet déjà d'obtenir 30 % de déplaçabilité des charges).

Stéphane OTJACQUES (ELIA) s'interroge si la mise à disposition de signaux tarifaires par le fournisseur oblige le client à s'équiper d'un compteur intelligent. En effet, en fonction du prix du compteur intelligent, le client pourrait se contenter du comptage effectué par le seul fournisseur. Francis GHIGNY répond que ce comptage ne serait pas opposable à des tiers (GRD, ARP, ...). Un relevé annuel effectué par le GRD et une facturation sur base des consommations quart horaires pourraient entraîner des complications en cas de discordances. Pour éviter cela, le compteur (intelligent) devrait permettre un relevé mensuel par exemple mais basé sur la même unité de temps que la facturation (quart-horaire). Pour Christian FONTAINE, la seule fonction utile du compteur intelligent devrait être le relevé quart-horaire de la consommation. Pour cette application et en fonction des modalités à mettre en œuvre pour le relevé (fréquence et mise en œuvre technique), le prix d'un compteur intelligent devrait rester minimum. Francis GHIGNY évoque la politique commerciale future des fournisseurs : soit le client trouve un avantage (financier) à passer au compteur intelligent, soit il reste dans le système actuel, éventuellement complété d'un compteur interruptible. Pour les nouveaux compteurs (nouveaux points de comptage ou remplacement), il est évident que des compteurs intelligents seront placés.

Dans le cadre du remplacement des compteurs, Yvan HELLA cite le modèle anglais : le fournisseur y est responsable du comptage. Francis GHIGNY répond que ce modèle ne correspond pas au modèle de marché souhaité en région wallonne.

Daniel D'HOOP (Powerdev) demande si le chiffre cité de 29 % de charges déplaçables correspond aux puissances installées ou à l'énergie. L'influence de la composition de la charge devra aussi être prise en compte afin de déterminer l'impact des mesures de gestion active de la demande. Le prix déterminé par le compteur intelligent pourrait comprendre une composante réseau, déterminée par le GRD en fonction de l'état de charge du réseau, et une composante coût de l'électricité, déterminée par le fournisseur. Francis GHIGNY répond que le chiffre de 29 % correspond bien à la part de l'énergie déplaçable de 4 heures. Le coût réseau est déjà variable aujourd'hui pour les tarifs bi-horaires ou de nuit, l'évolution des compteurs devrait en effet permettre au GRD de différencier ce coût quart d'heure par quart d'heure. Quant à l'impact des mesures de gestion active de la

demande, d'autres études seront nécessaires mais, en fonction des réactions des consommateurs, l'impact réel pourra être constaté en fonction des signaux tarifaires.

En l'absence de questions supplémentaires, Francis GHIGNY remercie les participants pour leur contribution et donne rendez-vous à tous pour la prochaine réunion plénière qui présentera les résultats du groupe de travail GT 3 et donc les priorités en matière d'investissement dans les réseaux durables et intelligents en recommandant les solutions offrant les meilleurs résultats pour un moindre coût. Il rappelle que toutes les informations sont disponibles sur le forum REDI.

* * *

*

ANNEXE 70 : RAPPEL DES FINALITÉS

Type	Présentation
Date	28/06/2011
Structure	Plénière
Evènement	Plénière du 28 juin 2011
Intitulé	Rappel des finalités.
Auteur	CWaPE
Statut	Pour information



REDI

« Réseaux électriques durables et intelligents »

Rappel des finalités

Réunion plénière

Moulins de Beez, le 28 juin 2011

Francis GHIGNY
Président de la CWaPE

1. Rappel des finalités



Demande du Ministre de l'Énergie adressée à la CWaPE: « (...) *remettre au Gouvernement un rapport [fin 2011] sur 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 l'efficacité et le rapport coût-bénéfice des investissements réseau »*



3 finalités, 3 groupes de travail

- Groupe de Travail – « Production décentralisée »

Dans quelle mesure l'intégration accrue des productions décentralisées, notamment renouvelables, constitue-t-elle un défi afin de rencontrer les objectifs wallons et européens face aux contraintes imposées par le réseau ?

- Groupe de Travail – « Consommateurs finals »

Dans quelle mesure une gestion active de la demande locale peut-elle répondre aux contraintes identifiées précédemment ?

- Groupe de Travail – « Coût – bénéfice des investissements réseau »

Comment mettre en œuvre les mesures identifiées, au moindre coût ?



Participants

- Groupe de Travail – « Production décentralisée »

Gestionnaires de réseau – producteurs

- Groupe de Travail – « Consommateurs finals »

Fournisseurs – consommateurs – gestionnaires de réseau

- Groupe de Travail – « Coût bénéfice des investissements réseau »

Fournisseurs – gestionnaires de réseau

+ CWaPE, Académique, Région wallonne, Consultant



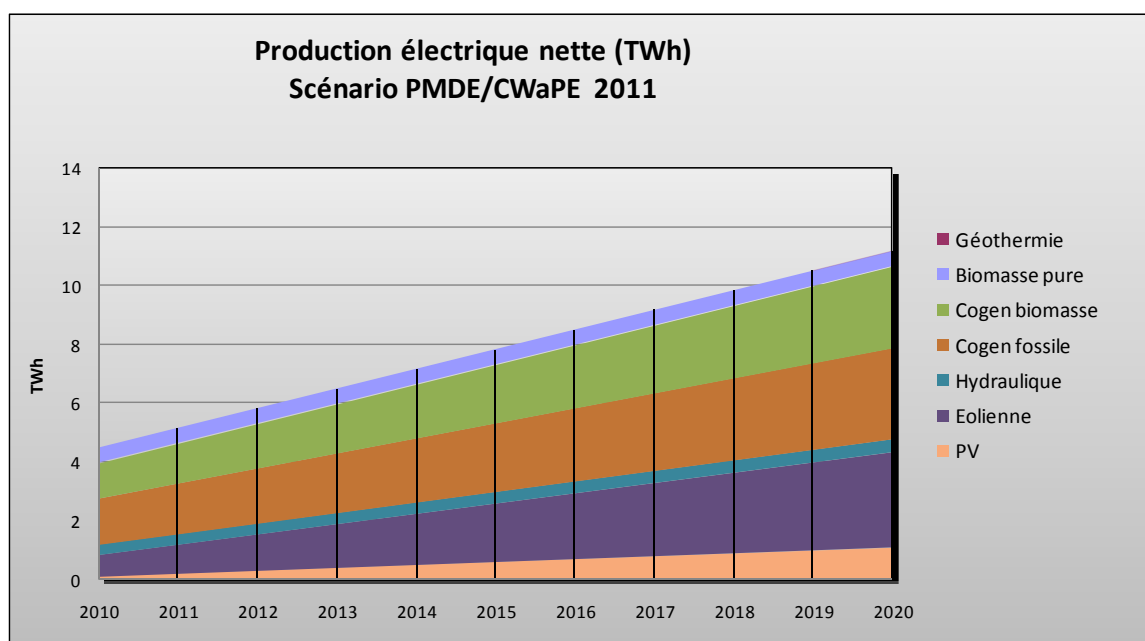
Une situation projetée en 2020 de la production décentralisée

Objectifs de production d'électricité verte à l'horizon 2020 [GWh]	Scénario n°1	Scénario n°2
	PMDE/ CWAPE 2011	Edora
Filières		
PV	1 080	1 319
Eolienne	3 250	4 490
Hydraulique	440	479
Cogen fossile	3 104	3 104
Cogen biomasse	2 780	3 428
Biomasse pure	450	1 350
Géothermie	0	166
TOTAL Electricité verte	11 104	14 336
TOTAL Renouvelable	8 000	11 232

Source: SPF Economie / ICEDD



Une situation projetée en 2020 de la production décentralisée



Source: ICEDD



Une situation projetée en 2020 de la production décentralisée

Nombre d'installations
(horizon 2020)

	<= 10 kW	de 10 kW à 100 kW	de 100 kW à 250 kW	de 250 kW à 1 MW	de 1 MW à 5 MW	de 5 MW à 10 MW	de 10 MW 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
Source: JCFDD en 2010	21 181	110	33	69	200	25	15	12	21 645

REDI – Réunion plénière – Le 28 juin 2011

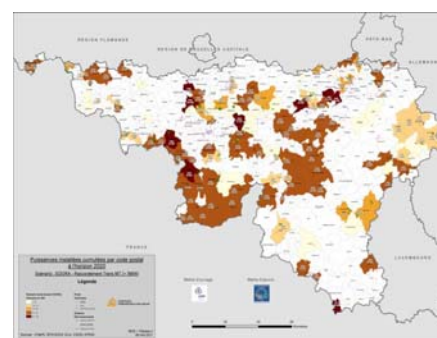
7



Hypothèses pour la répartition géographique des installations futures de production

Nombre d'installations
(horizon 2020)

	<= 10 kW	de 10 kW à 100 kW	de 100 kW à 250 kW	de 250 kW à 1 MW	de 1 MW à 5 MW	de 5 MW à 10 MW	de 10 MW 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



➤ Photovoltaïques

- $P_{\text{existantes}}$: Géolocalisées par codes postaux.
- $P_{\text{futures}} < 250 \text{ kV}$: On suppose que la distribution de la répartition géographique de puissances photovoltaïques restera inchangée d'ici à 2020.
- $P_{\text{futures}} > 250 \text{ kV}$: Répartition dans zone d'activité économique en fonction de la superficie du bâti.



➤ Sélection des études de cas

1. Etude de cas « Basse tension » - Commune de Flobecq
2. Etude de cas « Transformateur Basse Tension » - Zone semi-urbaine
3. Etude de cas « Transformateur Moyenne Tension » - Région de Hesbaye
4. Etude de cas « Réseau de transport » - Boucle de l'Est

➤ Caractéristiques

- Choix validé par les membres du GT
- Envergure adaptée pour mettre en avant les défis posés par l'intégration de la production décentralisée
- Etudes menées actuellement par les gestionnaires de réseau (partage du retour d'expérience)
- Problèmes bien posés, mais pas encore résolus (GT2 !)



- Vérifier la contribution de la gestion active de la demande dans l'intégration des productions décentralisées (GT2)
- Identifier et définir des "solutions" complémentaires (raccordement et accès flexibles, stockage...) (GT1 suite)
- Analyse coût/bénéfice (GT3)

ANNEXE 71 : ETAT D'AVANCEMENT

Type	Présentation
Date	28/06/2011
Structure	Plénière
Evènement	Plénière du 28 juin 2011
Intitulé	Etat d'avancement.
Auteur	CWaPE
Statut	Pour information



REDI

Etat d'avancement

Réunion plénière

Moulins de Beez, le 28 juin 2011

Frédéric TOUNQUET
CWaPE

Groupe de travail



Groupe de Travail 2 – « Consommateurs finals »

Dans quelle mesure une gestion active de la demande locale peut-elle répondre aux contraintes identifiées précédemment (GT1)?

Participants:

Fournisseurs – consommateurs – gestionnaires de réseau

+ CWaPE, Académie, Région Wallonne, Consultant



Acteur-	Membre(s) effectif(s)	Membre(s) suppléant(s)
Consommateurs	- Patrick DEGAND (ESSENSCIA) - Stéphane DOCHY (TEST-ACHAT)	-Olivier LESAGE (TEST-ACHAT)
Fournisseurs	- Frank SCHOONACKER (SPE LUMINUS) - Bernard PHILIPPART (ELECTRABEL) - Pierre DUBOIS (LAMPIRIS)	-Vincent DEBLOCQ (FEBEG)
GRD	- Frédéric LEFEVRE (ORES) - Didier HALKIN (ORES) - Alain VERSYP (TECTEO)	- Michel LEFORT (ORES) -Soufiane KADARI (AIEG) -Olgan DURIEUX
Université	- Jean-Charles JACQUEMIN(FUNDP)	
GRT	- Stéphane OTJACQUES (ELIA)	- Isabelle GERKENS (ELIA)
Consultant	- Frédéric JACQUEMIN (ICEDD) - Yves MARENNE(ICEDD)	
Région Wallonne	- Cécile BARBEAUX (Cabinet NOLLET) - Michel MARCHETTI (DGO4)	- Jehan DECROP (Cabinet NOLLET) - Muriel HOOGSTOEL (DGO4)
CWaPE	- Francis GHIGNY - Alain VASTEELS - Frédéric TOUNQUET - Jean-François SARTIAUX	



- 06/04 Réunion plénière

- GT « Consommateurs finals »
 - 26/04 - Session N°1
 - 10/05 - Session N°2
 - 24/05 - Session N°3
 - 17/06 - Session N°4

+ Réunions de suivi GRD

- 28/06 Réunion plénière



➤ Ordre du jour

- Clarification mission
- Présentation « Potentiel de report de charge et d'effacement »



➤ Clarification mission

Pourquoi?

Correspondance production locale et consommation (lissage de la charge)

Comment?

Utilisation de signaux en temps réel, service au réseau

Domotique – individuel

Compteur intelligent – client et fournisseur

Réseau intelligent – utilisateurs et gestionnaire de réseau

Qui?

Logique propre à chaque acteur et contraintes associées



- Présentation « Potentiel de report de charge et d'effacement »

Méthode et hypothèses discutées avec les participants

Distinction résidentiel / professionnel / industriel

Clients-types, équipement, flexibilité



- Ordre du jour
 - Gestion active de la demande: illustration
 - Etude « Potentiel de déplacement de charge – secteur résidentiel » actualisée



➤ Gestion active de la demande: illustration

Déplacement de charge (report et anticipation de charges, pas effacement)

Suggestion de mettre en correspondance problèmes réseau/solutions envisagées

Proposition de configurations (fonctionnalité technologique)



➤ Etude « Potentiel de déplacement de charge – secteur résidentiel » actualisée

Débat concernant la flexibilité des différents équipements

Potentiels élevés (par rapport aux puissances observées sur le réseau)

Suggestion d'utiliser des données de consommation (profils de charge) pour évaluer la vraisemblance

➤ Clients professionnels et industriels

Vision partagée quant à l'acteur le plus à même de requérir du client des services de flexibilité (rôle d'agrégateur)

B2C: Gestionnaire de réseau de distribution

B2B: Fournisseur



➤ Ordre du jour

- Impact des productions décentralisées sur les réseaux: Solutions et opportunités
- Vraisemblance du potentiel sur base des profils de charge
- Potentiel secteur résidentiel (par configuration)
- Potentiel secteur professionnel



➤ Impact des productions décentralisées sur les réseaux: Solutions et opportunités (ELIA)

- Mise en contexte (européen)
- Problèmes / Solutions: Cohérence et complémentarité
- Intérêt des études de cas
- Source d'opportunité

➤ Vraisemblance du potentiel sur base des profils de charge

- Potentiel de déplacement réalisé actuellement (incitants tarifaires, horaires de nuit)

➤ Potentiel secteurs résidentiel et professionnel

- Débat concernant les usages futurs (électro-mobilité, boilers couplés PAC ou multi-énergie)
- Potentiel soumis à l'appréciation des participants



➤ Ordre du jour

- Réaction au rapport « Potentiel de déplacement de charge des secteurs résidentiels et professionnels en 2010 et 2020 »
- Etudes de cas
- Contribution des clients industriels



➤ Rapport « Potentiel de déplacement de charge des secteurs résidentiels et professionnels en 2010 et 2020 »

- Rôle du foisonnement (Discordance potentiel identifié et grandeur observée)
- Potentiel jugé cohérent par participants

➤ Etudes de cas

- N°2: Surtension sur le réseau basse tension (photovoltaïque)
- N°3: Congestion sur le réseau moyenne tension (éolien)
- N°4: Congestion sur réseau de transport (Boucle de l'Est)

- Critère pour prédire la survenance des incidents
- Evaluation de l'impact de ces incidents
- Contribution d'une gestion active



- Clôturé !

 - Mission remplie ?
 - Potentiel de déplacement quantifié pour secteurs résidentiel et professionnel
 - Potentiel de déplacement non quantifié pour le secteur industriel
 - Contribution évaluée sur base des études de cas

 - Vision partagée
 - Rôles respectifs et contraintes légitimes
 - Outils envisagés et contribution aux problèmes identifiés
- Evaluation économique pour affecter des priorités d'investissement

ANNEXE 72 : POTENTIEL DÉPLAÇABILITÉ

Type	Présentation
Date	28/06/2011
Structure	Plénière
Evènement	Plénière du 28 juin 2011
Intitulé	Potentiel déplaçabilité.
Auteur	ICEDD
Statut	Pour information



Études relatives au développement de Réseaux *E*lectriques *D*urables et *I*ntelligents

ESTIMATION DU POTENTIEL DE DÉPLAÇABILITÉ DES CONSOMMATIONS ÉLECTRIQUES DES SECTEURS RÉSIDENTIEL ET TERTIAIRE WALLON EN 2010 ET 2020

REDI > GT2 > Session Plénière du 28 juin 2011



Études relatives au développement de Réseaux Électriques Durables et Intelligents – GT2 – Session Plénière

Objectifs de l'étude

Estimer un potentiel de déplaçabilité des consommations et des puissances électriques dans les secteurs résidentiel et tertiaire wallons suivant différentes configurations de réseaux électriques

Hypothèses de travail et méthodes de calcul pour le secteur résidentiel

Travailler sur base des clients-type Eurostat

Décomposer les consommations des différents clients-type par usage et appareil

Supposer la puissance moyenne des appareils actuels et futurs en 2020 (électro-mobilité, PAC à accumulation, conditionnement d'air)

Déduire la consommation par multiplication des puissances installées des usages par leur durée d'utilisation

Définir une matrice de déplaçabilité

Prendre en compte les facteurs de foisonnement

Estimer les consommations électriques 2020 (+1,5% par an + nouveaux usages)

Estimer les puissances « déplaçables » en 2020 suivant différentes configurations de réseaux

Modélisation du secteur résidentiel suivant les clients-types Eurostat

Types de consommateurs

	compteur simple			compteur double		triple
	Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De
Consommation annuelle	600 kWh	1200 kWh	3500 kWh (0 de nuit)	3500 kWh (dont 1900 de nuit)	7500 kWh (dont 3900 de nuit)	20000 kWh (dont 16400 de nuit)
Logement type	50 m ² 2 pièces + cuisine	70 m ² 3 pièces + cuisine	90 m ² 4 pièces + cuisine	90 m ² 4 pièces + cuisine	100 m ² 4-5 pièces + cuisine	120 m ² 5 pièces + cuisine + chauffage électrique
Équipement électro-ménager indicatif	éclairage, radio, télévision, réfrigérateur, petit appareillage électrique	idem Da + machine à laver ou lave-vaisselle	idem Db avec machine à laver et lave vaisselle + chauffe-eau à accumulation	idem Db avec machine à laver et lave vaisselle + chauffe-eau à accumulation	idem Db avec machine à laver et lave vaisselle + chauffe-eau à accumulation	équipement dit tout électrique avec chauffe-eau et chauffage électrique fonctionnant à accumulation
	1 personne	2 personnes	4 personnes	4 personnes		

Définition des clients-types

Client-types	Nombre de points de raccordement
Da	65 036
Db	256 810
Dc	384 413
Dc1	422 083
Dd	330 184
De	49 865
Total	1 508 393

Estimation du nombre de clients-types en Wallonie

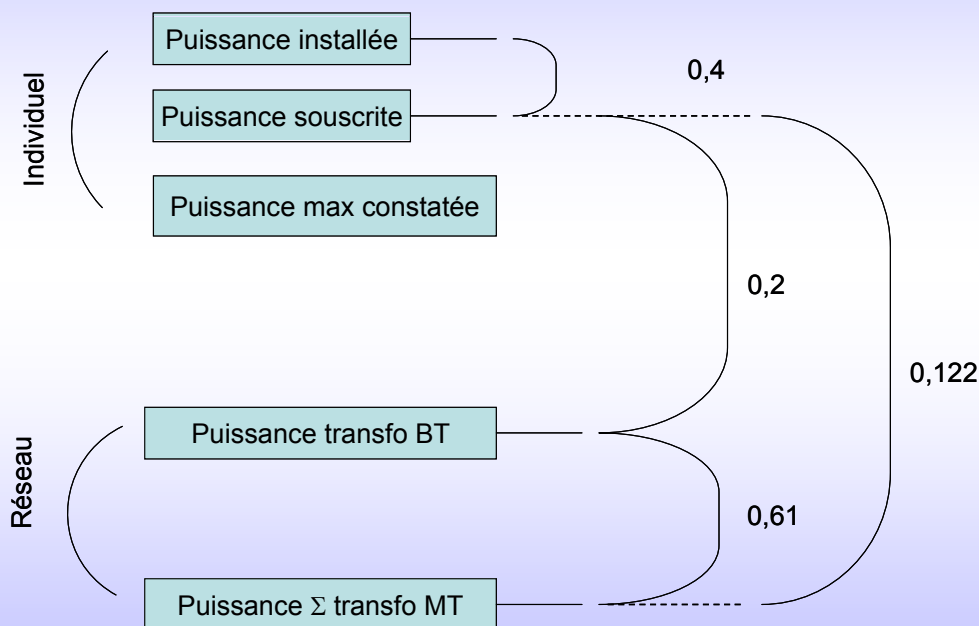
Déplaçabilité des différents usages électriques résidentiels

	Puissance déplaçable					Été OUI/NON	Hiver OUI/NON
	NON	15'	1 h	4h	15h		
La Chaîne du Froid							
Frigo seul		1				1	1
Congélateur			1			1	1
La Production d'ECS							
ECS (petit boiler)		1				1	1
ECS (grand boiler)					1	1	1
Les Appareils de Chauffage							
Chauffage central (circulateur)		1				0	1
Chauffage électrique à accumulation					1	0	1
Appoint électrique	1					0	1
La Buanderie (LV, LL, SL)				1		1	1
Les Appareils de Cuisine	1					1	1
La Hi-Fi - Vidéo	1					1	1
Les Autres Appareils	1					1	1
Eclairage	1					1	1
Et demain							
Electro-mobilité				1		1	1
Pompe à chaleur avec accu				1		0	1
Air conditionné			1			1	0

Estimation de la puissance installée par client-type en 2010

Puissance par usage (W)	Da	Db	Dc	Dd	De
La Chaîne du Froid	90	120	240	250	250
La Production d'ECS	0	0	2 000	2 500	2 500
Les Appareils de Chauffage	60	60	1 060	1 060	6 800
La Buanderie	0	2 200	6 200	6 200	6 200
Les Appareils de Cuisine	2 460	3 860	9 610	11 610	11 610
La Hi-Fi - Vidéo	220	370	420	420	420
Les Autres Appareils	3 805	4 810	4 810	4 810	4 810
Eclairage	315	715	1 496	1 747	1 747
	0	0	0	0	0
Total	6 950	12 135	25 836	28 597	34 337

Prise en compte du foisonnement des puissances électriques



Facteur de foisonnement successif des puissances appelées par le secteur résidentiel

Définition de 3 (+2) configurations de réseaux électriques

Configuration 1 [**multihoraire 2010**] : différentes plages horaires appliquées à certains clients, possibilité de tarifications différenciées dans ces cas (\approx la configuration actuelle)

Configuration 2 [**multihoraire 2020**] : différentes plages horaires appliquées à tous les clients, tarifications différenciées

Configuration 3 [**roll-out compteurs intelligents 2020**] : généralisation de la possibilité de déplacer des charges pour 1 heure voire 15 minutes

Configurations 2 Bis et 3 Bis qui supposent une pénétration supplémentaire des productions d'ECS sur base de PAC ou de chauffages multi-énergie

Principaux résultats en termes de puissances et de consommations

Configuration 1

		Puissance installée (MW) 2010						Tot	Tot en %
		Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De		
TOTAL		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 Hiver		452	3 116	9 932	10 905	9 442	1 712	35 560	100%
Déplaçable	NON	452	3 116	9 932	8 288	6 570	989	29 347	83%
	15'	0	0	0	0	0	0	0	0%
	1 h	0	0	0	0	0	0	0	0%
	4h	0	0	0	2 617	2 047	309	4 973	14%
	15h	0	0	0	0	825	414	1 239	3%
Total déplaçable		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 hiver		0	0	0	2 617	2 873	723	6 213	17.5%

		Consommation totale (GWh) 2010						Total	Total en %
		Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De		
TOTAL		39	308	1 352	1 485	2 482	999	6 665	100%
Déplaçable NON		39	308	1 352	1 373	1 781	580	5 433	82%
Déplaçable	15'	0	0	0	0	0	0	0	0%
	1 h	0	0	0	0	0	0	0	0%
	4h	0	0	0	112	123	19	255	4%
	15h	0	0	0	0	578	400	977	15%
Total déplaçable		0	0	0	112	701	419	1 232	18%
Dont été		0	0	0	112	701	107	920	14%
Dont hiver		0	0	0	112	701	419	1 232	18%

Principaux résultats en termes de puissances et de consommations

Configuration 2

		Puissance installée (MW) 2020						Total	Total en %
		Da	Db	Dc	Dd	De			
TOTAL		515	3 411	20 817	9 455	1 571	35 768	100%	
dont Été		515	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%	
Déplaçable	NON	515	2 898	15 978	6 648	1 002	27 040	76%	
	15'	0	0	0	0	0	0	0%	
	1 h	0	0	0	0	0	0	0%	
	4h	0	514	4 839	1 981	444	7 778	22%	
	15h	0	0	0	825	125	950	3%	
Total déplaçable		0	514	4 839	2 807	568	8 728	24%	
Dont été		0	514	4 839	2 807	424	8 583	24%	
Dont hiver		0	514	4 839	2 807	568	8 728	24%	

		Consommation totale (GWh) 2020						Total	Total en %
		Da	Db	Dc	Dd	De			
TOTAL		74	502	3 792	3 092	793	8 253	100%	
Déplaçable NON		74	476	3 229	1 528	238	5 546	67%	
Déplaçable	15'	0	0	0	0	0	0	0%	
	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%	

Principaux résultats en termes de puissances et de consommations

Configuration 3

		Puissance installée (MW) 2020					Total	Total en %
		Da	Db	Dc	Dd	De		
TOTAL		515	3 411	20 817	9 455	1 571	35 768	100%
dont 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%
Déplaçable	NON	504	2 825	14 143	6 488	980	24 940	70%
	15'	10	40	1 738	51	6	1 845	5%
	1 h	0	33	97	109	16	256	1%
	4h	0	514	4 839	1 981	444	7 778	22%
	15h	0	0	0	825	125	950	3%
Total déplaçable		10	587	6 674	2 967	591	10 828	30%
Dont été		8	578	6 646	2 955	446	10 633	30%
Dont hiver		10	587	6 674	2 901	581	10 752	30%

		Consommation totale (GWh) 2020					Total	Total en %
		Da	Db	Dc	Dd	De		
TOTAL		74	502	3 792	3 092	793	8 253	100%
Déplaçable	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%
	4h	0	25	563	309	366	1 263	15%
	15h	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%

Principaux résultats en termes de puissances et de consommations

Configurations 2 Bis et 3 Bis

300 000 nouveaux consommateurs produisent leur ECS via des PAC ou des chaudières bi-énergie

- ⇒ 300 GWh supplémentaires déplaçables 15 heures (3,5% de consommations déplaçables supplémentaires)
- ⇒ Soit encore une puissance installée complémentaire de 2GW

Hypothèses de travail et méthodes de calcul pour le secteur tertiaire

Travailler sur base des bilans énergétiques wallons

Décomposer les consommations des différents secteurs par usage

Déduire la puissance des usages par division des consommations par les durées d'utilisation estimées pour chaque secteur et chaque usage

Définir une matrice de déplaçabilité

Estimer les puissances électriques moyennes déplaçables

Potentiel de déplacement de charge pour le secteur professionnel (tertiaire) Usages [%]

Données Eurostat 1996, via STEM

Branche	Sous-Branche	Usages électriques						TOTAL
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS	
Commerce	Commerce de gros et intermédiaire	34.5%	25.9%	13.0%	4.3%	8.6%	13.6%	100%
	Commerce de détail (hors superm.)	67.0%	8.9%	0.0%	8.0%	5.4%	10.6%	100%
	Supermarchés	24.4%	12.7%	46.9%	4.9%	8.8%	2.3%	100%
	Horeca	39.4%	9.8%	19.7%	4.9%	24.6%	1.5%	100%
Transport et communication	Chemin de fer	47.3%	20.6%	1.0%	4.2%	26.9%	0.0%	100%
	Transport public hors SNCB	46.1%	20.1%	1.0%	4.1%	26.3%	2.5%	100%
	Transport privé	46.1%	20.1%	1.0%	4.1%	26.3%	2.5%	100%
	Belgacom la Poste	52.2%	10.7%	1.0%	4.5%	31.1%	0.5%	100%
Banques assur. et serv. aux entr.	Banques et assurances	50.8%	10.4%	1.0%	4.4%	30.3%	3.1%	100%
	Agents immobiliers	50.8%	10.4%	1.0%	4.4%	30.3%	3.1%	100%
	Services aux entreprises	50.8%	10.4%	1.0%	4.4%	30.3%	3.1%	100%
Enseignement	Enseign. communautés	56.0%	18.7%	0.9%	9.3%	8.4%	6.7%	100%
	Enseignement officiel	56.0%	18.7%	0.9%	9.3%	8.4%	6.7%	100%
	Enseignement libre	56.0%	18.7%	0.9%	9.3%	8.4%	6.7%	100%
	Univ. et recherche	59.6%	19.9%	1.0%	9.9%	8.9%	0.7%	100%
Soins, santé	Hôpitaux	36.2%	39.1%	4.9%	4.9%	12.7%	2.2%	100%
	Polycliniques	36.2%	39.1%	4.9%	4.9%	12.7%	2.2%	100%
	Crèches, hébergement social	33.2%	35.8%	4.5%	4.5%	11.7%	10.4%	100%
	Maisons de retraite	33.2%	35.8%	4.5%	4.5%	11.7%	10.4%	100%
Culture et sport	Piscines	77.2%	8.2%	4.8%	3.7%	0.5%	5.6%	100%
	Biblioth. musées	80.9%	2.0%	9.9%	4.0%	0.2%	3.1%	100%
	Autres serv. cult. ou sport.	77.2%	8.2%	4.8%	3.7%	0.5%	5.6%	100%
	Tourisme	77.2%	8.2%	4.8%	3.7%	0.5%	5.6%	100%
Autres services	Bianchisseries	33.2%	35.8%	0.0%	4.5%	16.1%	10.4%	100%
	Autres services aux personnes	83.0%	4.0%	8.7%	4.0%	0.3%	0.0%	100%
	Autres services à la collectivité	78.7%	3.8%	8.2%	3.8%	0.3%	5.2%	100%
Administration	Administration de l'Etat et de la Région	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%	100%
	Administrat. comm. et intercom.	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%	100%
	Défense nationale	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%	100%
	Organismes internationaux	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%	100%
	Sécurité sociale	46.6%	20.3%	1.0%	4.1%	26.5%	1.5%	100%
Divers	Eau	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	100%
	Eclairage public	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100%
	Traitement des déchets	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	100%

Potentiel de déplacement de charge pour le secteur professionnel (tertiaire) Bilan / usage [TWh]

Branche	CSB_Intitulé	Consommations électriques [TWh PCl/an] (I)						TOTAL
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS	
Commerce	Commerce de gros et intermédiaires de commerce	0.1161	0.0871	0.0435	0.0145	0.0290	0.0458	0.3361
	Commerce de détail (hors supermarchés)	0.3531	0.0471	0.0000	0.0424	0.0282	0.0560	0.5268
	Supermarchés	0.2442	0.1270	0.4688	0.0488	0.0879	0.0230	0.9997
	Horeca	0.0827	0.0207	0.0413	0.0103	0.0517	0.0032	0.2098
Transport et communication	Chemins de fer	0.0393	0.0171	0.0008	0.0035	0.0224	0.0000	0.0830
	Transport public hors SNCB	0.0072	0.0031	0.0002	0.0006	0.0041	0.0004	0.0156
	Transport privé	0.0557	0.0243	0.0012	0.0049	0.0317	0.0030	0.1208
	Belgacom la Poste	0.0826	0.0169	0.0016	0.0072	0.0493	0.0008	0.1584
Banques assur. et serv. aux entr.	Banques et assurances	0.0705	0.0144	0.0013	0.0061	0.0421	0.0043	0.1388
	Agents immobiliers	0.0567	0.0116	0.0011	0.0049	0.0338	0.0034	0.1116
	Services aux entreprises	0.0456	0.0093	0.0009	0.0040	0.0272	0.0028	0.0897
Enseignement	Enseign. communautés	0.0577	0.0192	0.0010	0.0096	0.0086	0.0069	0.1030
	Enseignement officiel	0.0341	0.0114	0.0006	0.0057	0.0051	0.0041	0.0610
	Enseignement libre	0.0388	0.0129	0.0006	0.0065	0.0058	0.0047	0.0694
	Univ. et recherche	0.1398	0.0466	0.0023	0.0233	0.0210	0.0016	0.2347
Soins, santé	Hôpitaux	0.1514	0.1637	0.0205	0.0205	0.0532	0.0093	0.4185
	Polycliniques	0.0072	0.0078	0.0010	0.0010	0.0025	0.0004	0.0198
	Crèches, hébergement social	0.0121	0.0130	0.0016	0.0016	0.0042	0.0038	0.0364
	Maisons de retraite	0.0399	0.0432	0.0054	0.0054	0.0140	0.0125	0.1204
Culture et sport	Piscines	0.0302	0.0032	0.0019	0.0014	0.0002	0.0022	0.0392
	Biblioth. musées	0.0062	0.0002	0.0008	0.0003	0.0000	0.0002	0.0077
	Autres serv. cult. ou sport.	0.1401	0.0149	0.0086	0.0067	0.0010	0.0102	0.1816
	Tourisme	0.0466	0.0049	0.0029	0.0022	0.0003	0.0034	0.0603
Autres services	Blanchisseries	0.0092	0.0099	0.0000	0.0012	0.0045	0.0029	0.0277
	Autres services aux personnes	0.0254	0.0012	0.0027	0.0012	0.0001	0.0000	0.0306
	Autres services à la collectivité	0.0448	0.0022	0.0047	0.0022	0.0002	0.0030	0.0569
Administration	Administration de l'Etat et de la Région	0.0644	0.0281	0.0014	0.0057	0.0367	0.0021	0.1383
	Administrat. comm. et intercom.	0.0450	0.0196	0.0010	0.0040	0.0256	0.0014	0.0966
	Défense nationale	0.0524	0.0228	0.0011	0.0046	0.0298	0.0017	0.1124
	Organismes internationaux	0.0334	0.0145	0.0007	0.0029	0.0190	0.0011	0.0716
	Sécurité sociale	0.0063	0.0027	0.0001	0.0006	0.0036	0.0002	0.0135
Divers	Eau	0.0000	0.0000	0.0000	0.3138	0.0000	0.0000	0.3138
	Eclairage public	0.4138	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.4138
	Traitement des déchets	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0889	0.0000	0.0889
TOTAL		2.5524	0.8205	0.6194	0.5678	0.7319	0.2144	5.5065

Potentiel de déplacement de charge pour le secteur professionnel (tertiaire) Profils de consommation / fonctionnement

Profils		jour/sem.	h/jour	h/an
N°	Descriptif			
1	Diurne, 5 j sur 7 (bureaux, écoles, services aux personnes)	5	10	2 607
2	Diurne, 6 j sur 7 (commerces, culture)	6	10	3 129
3	Diurne, 7 j sur 7 (centres sportifs)	7	15	5 475
4	Continue, 7 j sur 7 (soins, horeca)	7	24	8 760
5	Diurne, 5 j sur 7 (PME, blanchisserie, teinturerie, consommation régulière)	5	10	2 607
6	Diurne, 7 j sur 7 (logement collectif)	7	17	6 205
14	Eclairage public	7	10	3 650

Potentiel de déplacement de charge pour le secteur professionnel (tertiaire)
Potentiel de « déplaçabilité » en puissance

		Puissances [MW]						
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS	TOTAL
"Déplaçable"	NON	773	-	-	182	237	-	1192
	15'	-	19	71	4	-	-	93
	1 h	-	213	-	115	-	-	329
	4h	-	-	-	-	-	2	2
	15h	-	-	-	-	-	22	22
			773	232	71	301	237	24

		Puissances [%]						
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS	TOTAL
"Déplaçable"	NON	47%	-	-	11%	14%	-	73%
	15'	-	1%	4%	0%	-	-	6%
	1 h	-	13%	-	7%	-	-	20%
	4h	-	-	-	-	-	0%	0%
	15h	-	-	-	-	-	1%	1%
			47%	14%	4%	18%	14%	1%

Potentiel de déplacement de charge pour le secteur professionnel (tertiaire)
Potentiel de « déplaçabilité » en consommation

		Consommations électriques [GWh PCI/an]						
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS	TOTAL
"Déplaçable"	NON	2552	-	-	314	732	-	3598
	15'	-	164	619	20	-	-	804
	1 h	-	657	-	234	-	-	890
	4h	-	-	-	-	-	22	22
	15h	-	-	-	-	-	193	193
			2552	821	619	568	732	214

		Consommations électriques [%]						
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS	TOTAL
"Déplaçable"	NON	46%	-	-	6%	13%	-	65%
	15'	-	3%	11%	0%	-	-	15%
	1 h	-	12%	-	4%	-	-	16%
	4h	-	-	-	-	-	0%	0%
	15h	-	-	-	-	-	3%	3%
			46%	15%	11%	10%	13%	4%

ANNEXE 73 : ETUDE DE CAS N°2 - CHUTE DE TENSION

Type	Présentation
Date	28/06/2011
Structure	Plénière
Evènement	Plénière du 28 juin 2011
Intitulé	Etude de cas n°2 - Chute de tension
Auteur	CWaPE
Statut	Pour information



REDI

GT2 « Consommateurs finals »

Etude de cas n°2 – Transformateur BT

Réunion plénière
Moulins de Beez, le 28 juin 2011

GT 2 « Consommateurs finals »



Examen des problèmes de surtension rencontrés sur les départs BT

Travail en 2 phases

- Phase 1 : *Détermination d'un critère permettant de déterminer quand une surtension ($U > 110 \% U_N$) peut apparaître dans un réseau*

Sur base d'un cas théorique (réseau déterminé, consommation évaluée sur base de SLP)

- Phase 2 : *Application de ce critère à un cas déterminé (départ BT dont la consommation est mesurée)*

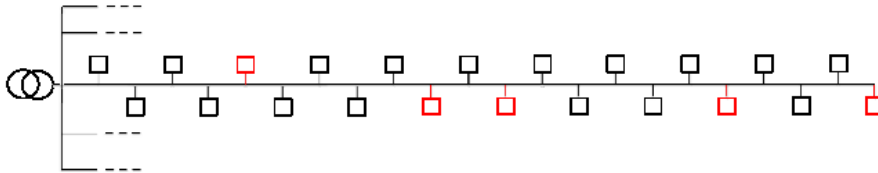
+ Analyse de l'impact d'une gestion active de la demande pour ce cas particulier



Phase 1

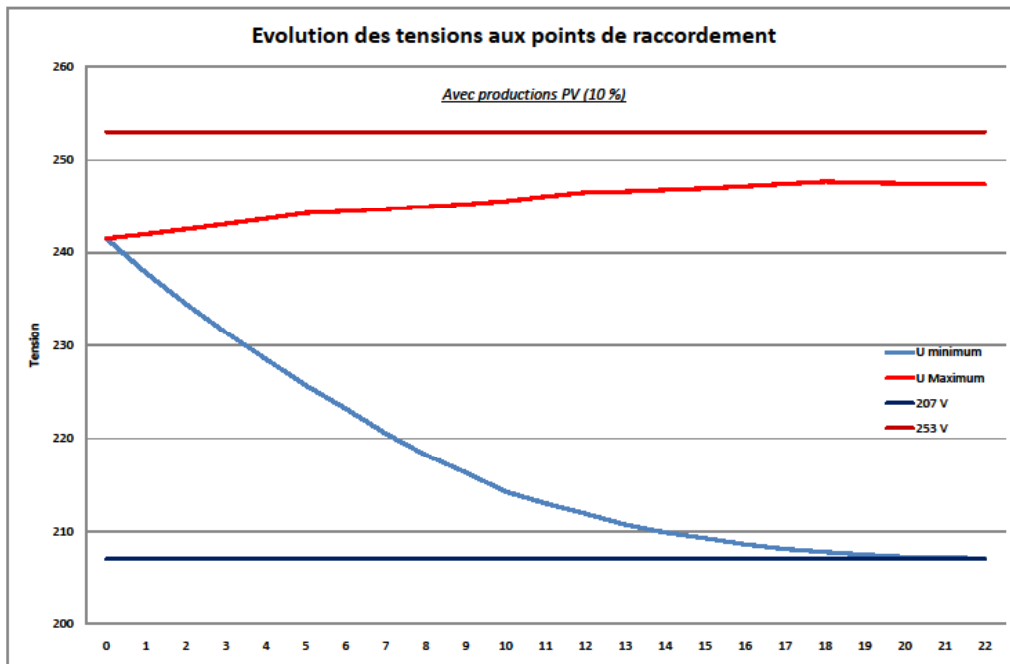
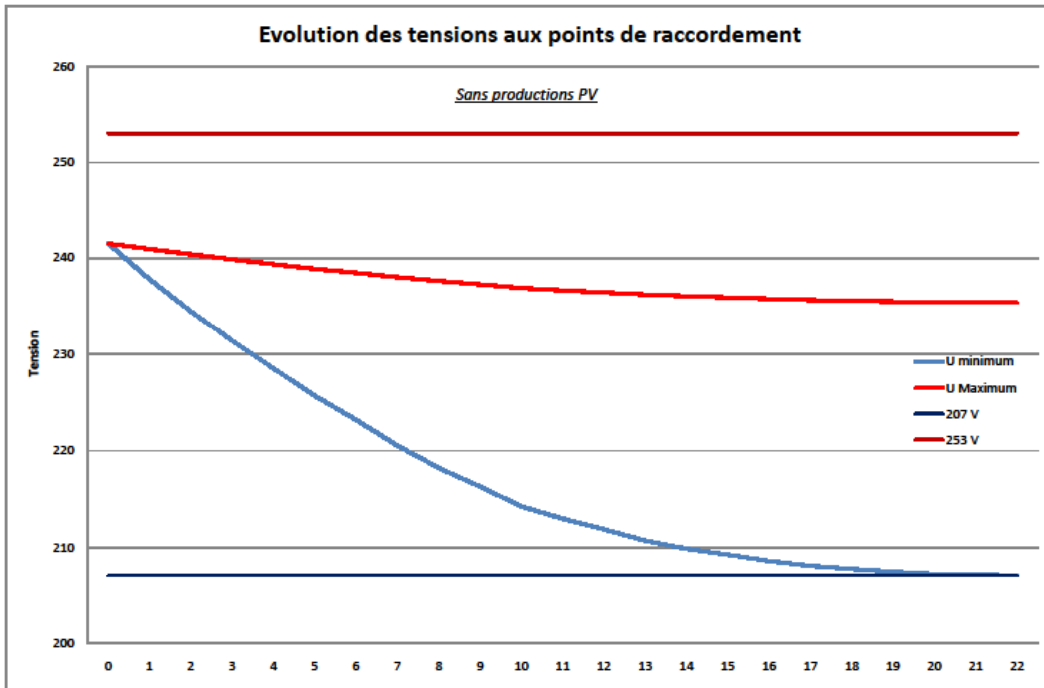
Simulation de l'évolution de la tension sur un départ BT

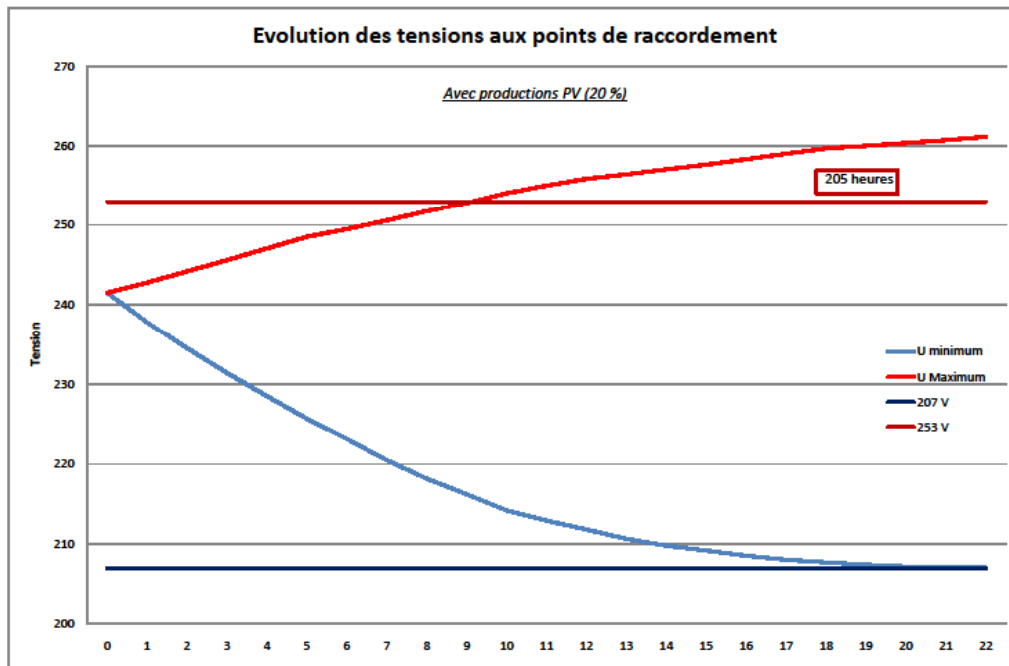
- 22 URD
- Section du câble 95²
- Cos Phi = 0,9
- Profils de consommation construits sur base des données Infeed d'ORES
- Calcul des chutes de tension pour chaque URD heure par heure pour l'année complète
- Différents taux de pénétration du PV envisagés



Caractéristiques des consommations

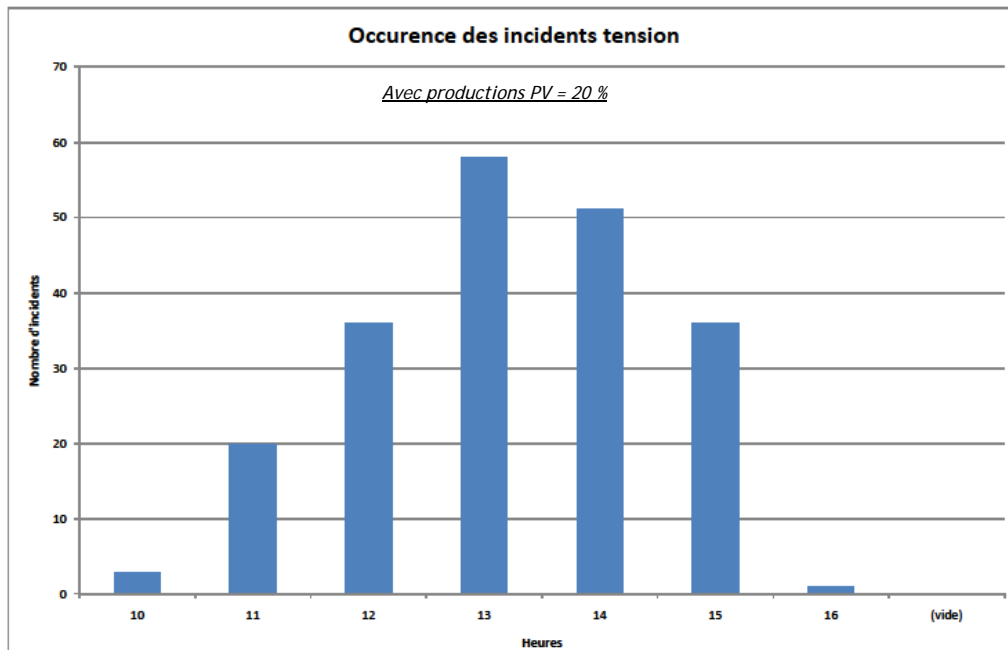
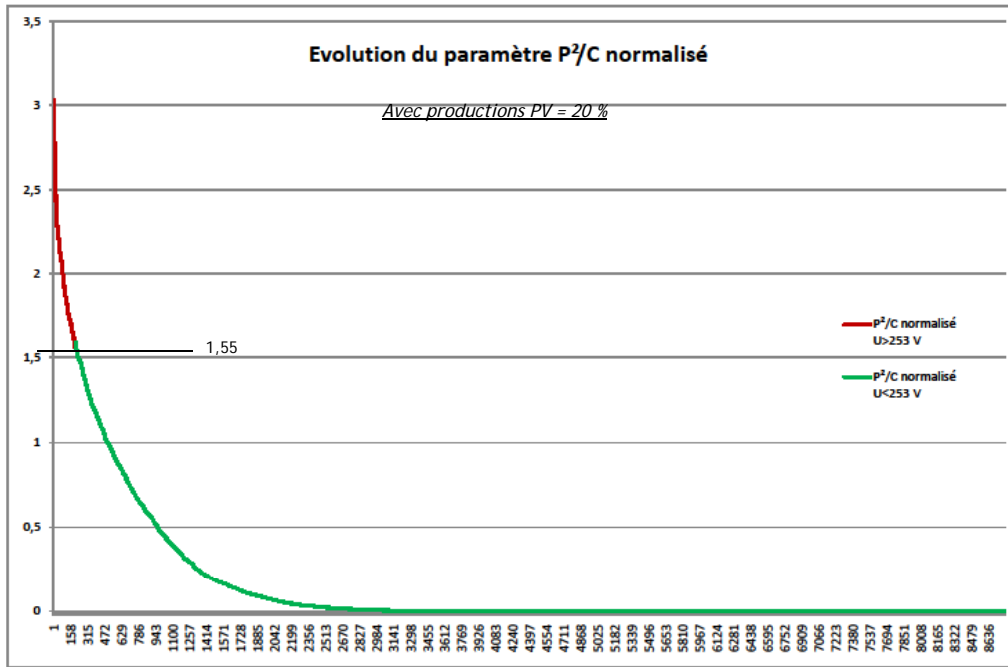
- Répartition des consommateurs selon les statistiques reprises dans le rapport ICEDD :
 - 1 client-type Da (S21 - 600 kWh)
 - 4 clients-type Db (S21 - 1200 kWh)
 - 6 clients-type Dc1 (S21 - 3500 kWh)
 - 7 clients-type Dc (S22 - 3500 kWh)
 - 3 clients-type Dd (S22 - 7500 kWh)
 - 1 client-type De (S22 - 20000 kWh)
- Répartition aléatoire de ces consommateurs le long du câble





Paramètres disponibles

- Consommation calculée pour chaque heure
 $\Sigma EAV * SLP$
- Production calculée $P = P_{calc}$ (selon puissance installée et profil-type de production par heure)
- Recherche d'un critère pour identifier les surtensions

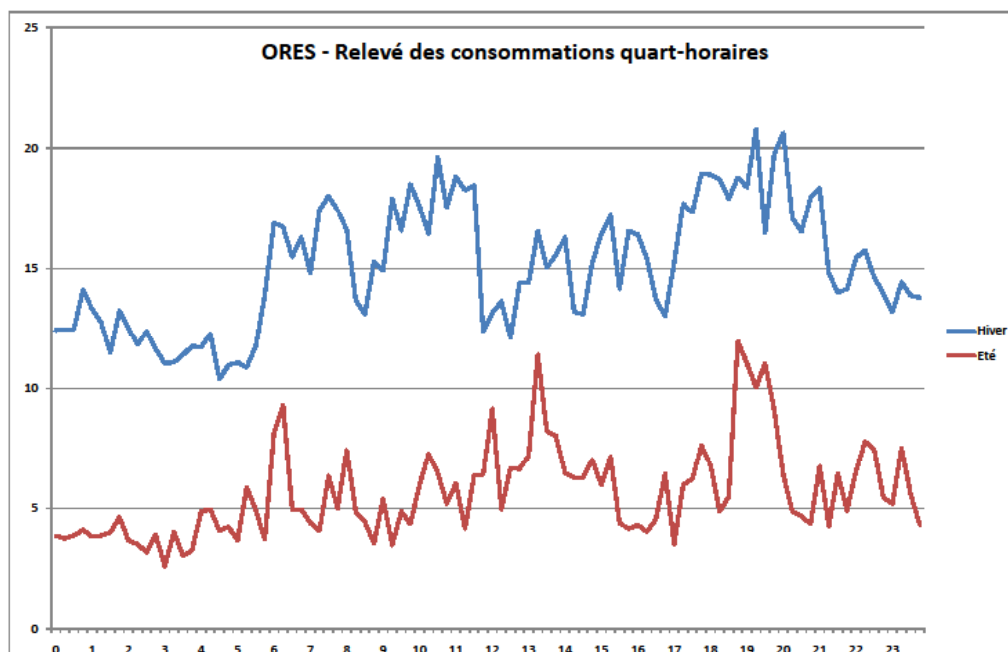




Phase 2

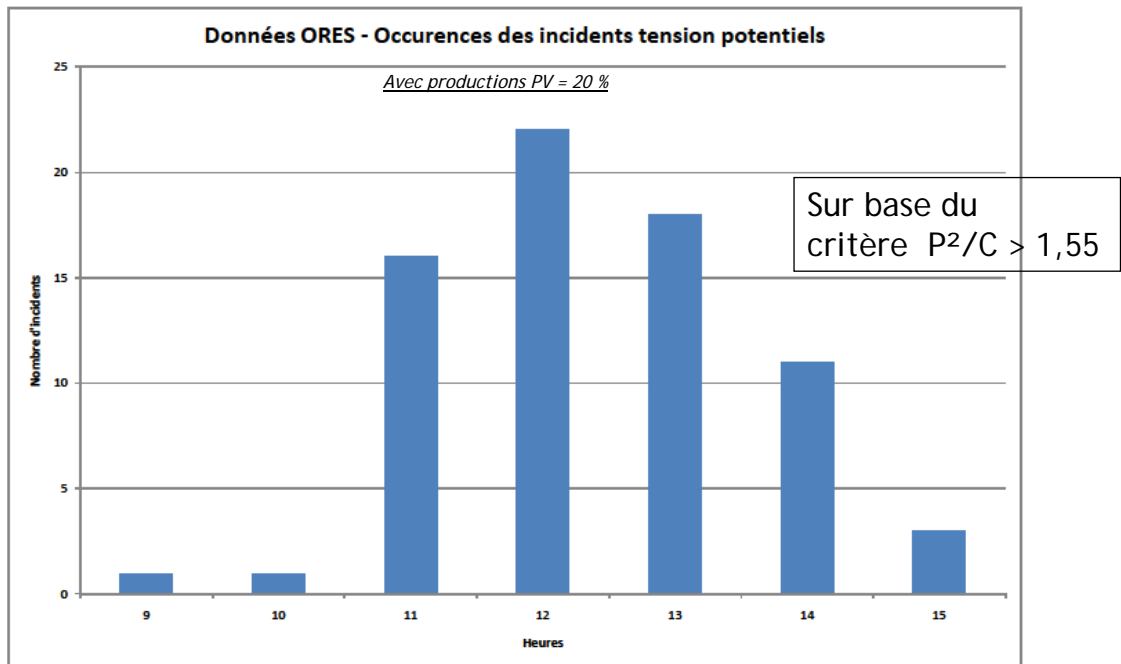
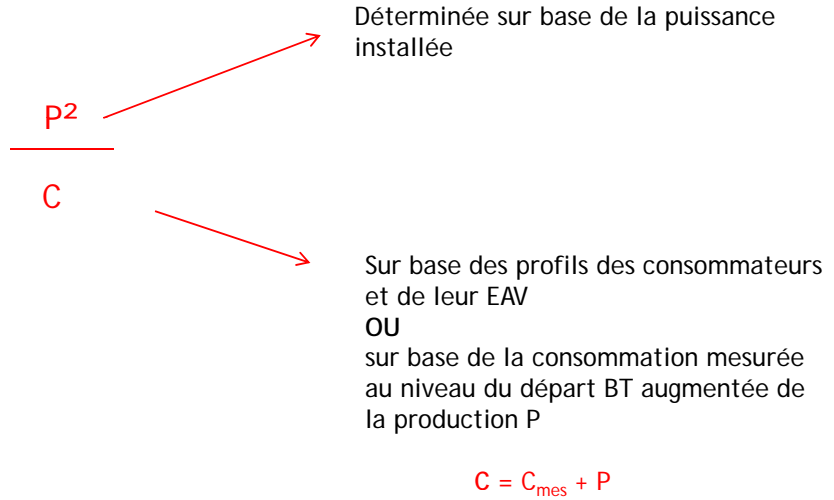
Simulation sur base des données ORES

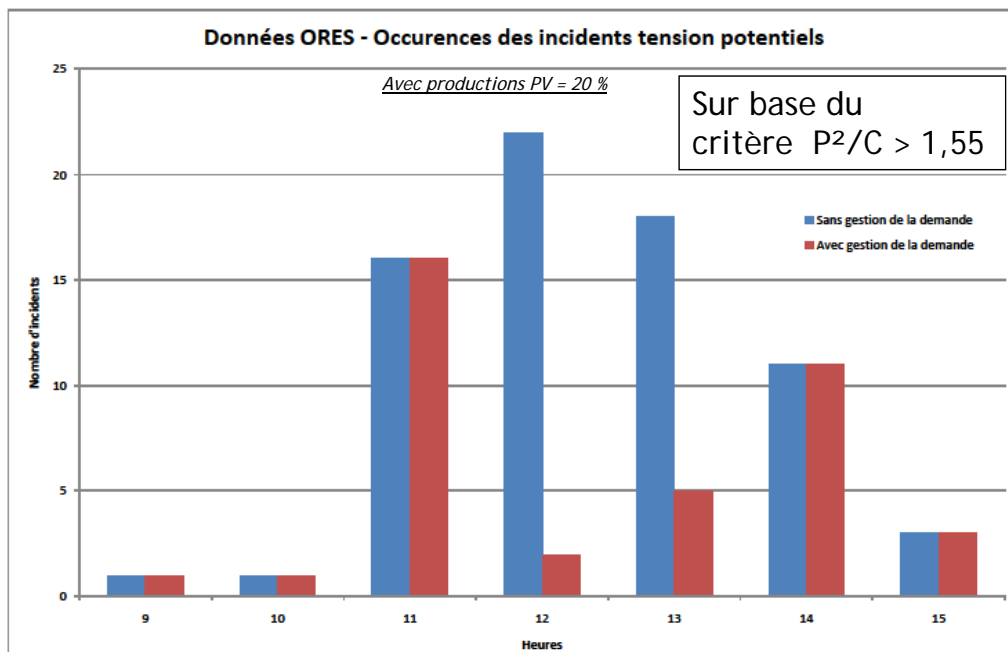
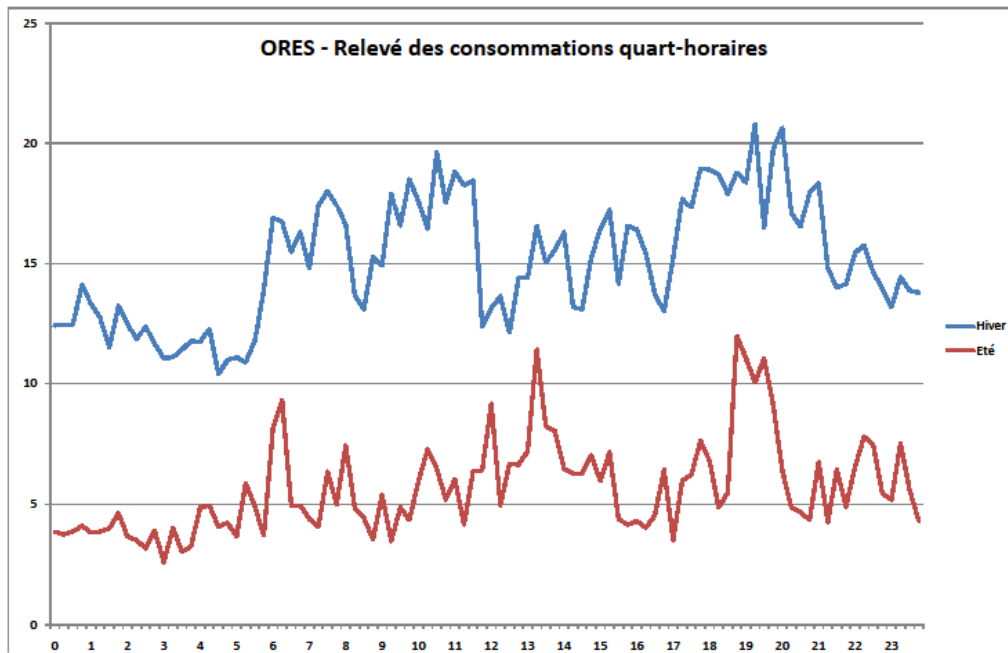
- un départ BT
- 95 URD
- Données de consommation globale collectées sous forme quart-horaire pour l'ensemble de l'année 2010
- Hypothèse : pas de production PV actuellement
- Taux de pénétration du PV envisagé de 20 %





Paramètre P²/C

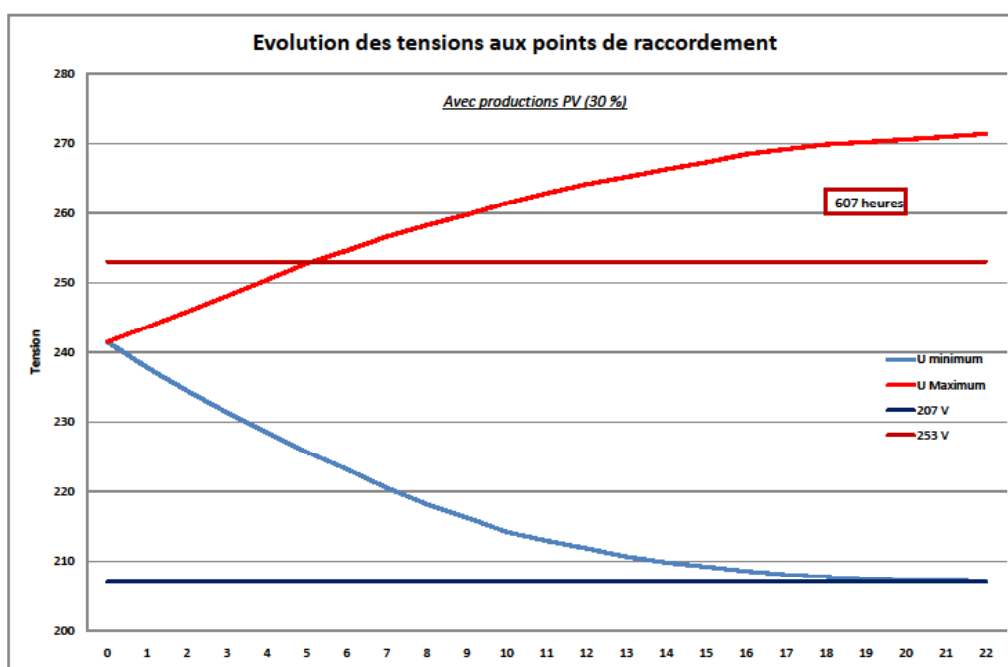


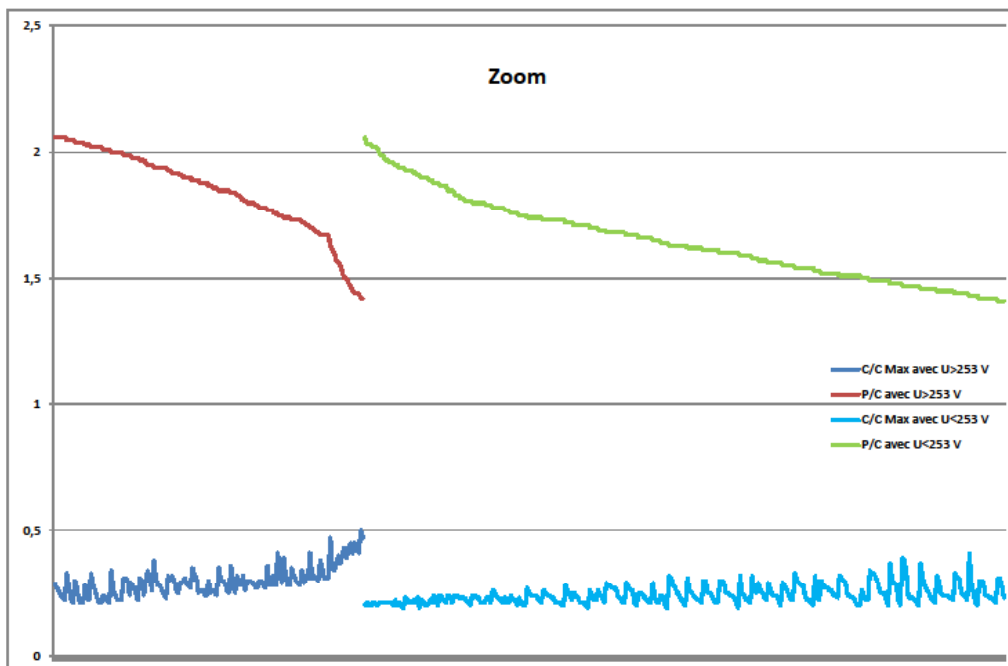
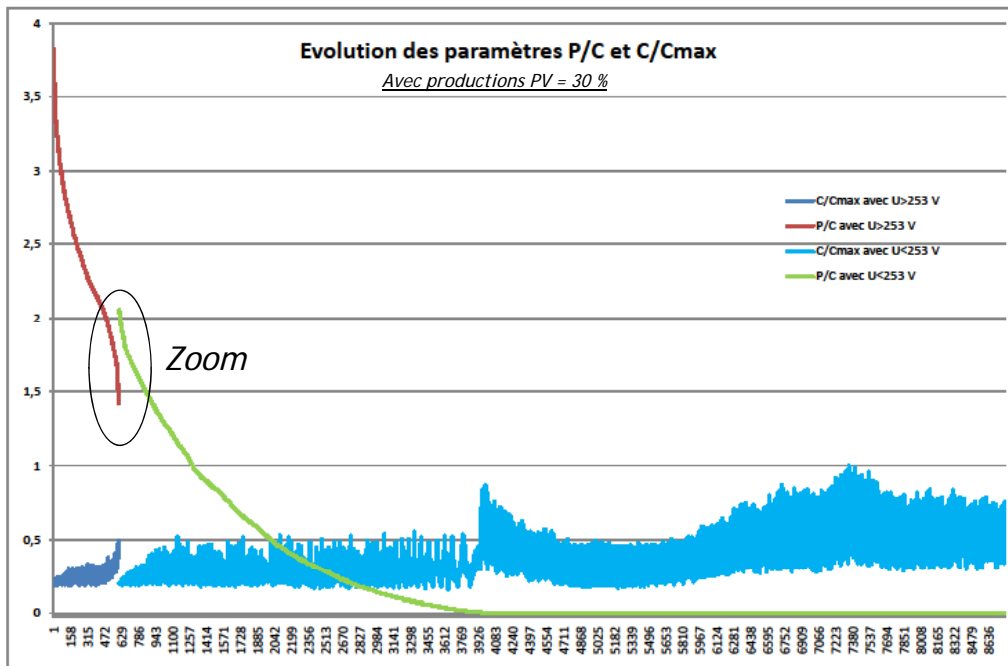


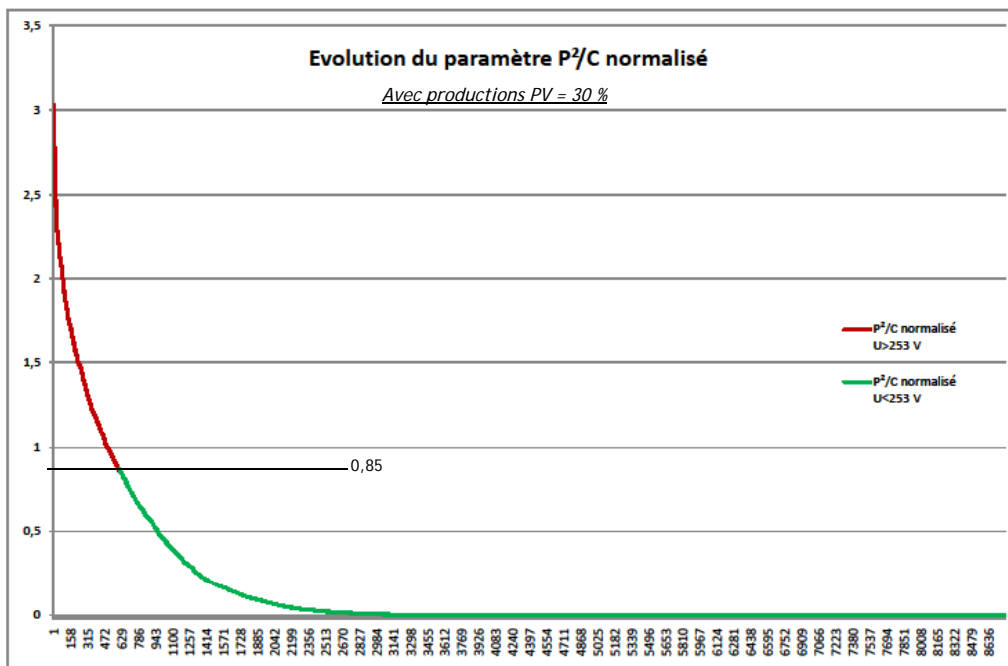
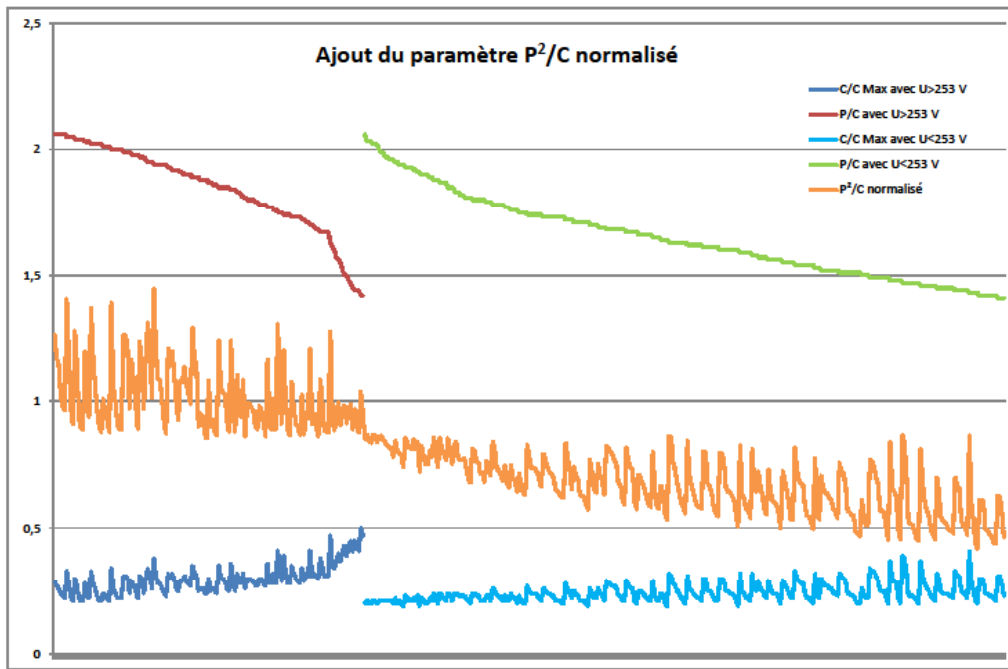


Conclusions

- Le critère P^2/C retenu permet de prévoir les incidents potentiels sur tout type de réseau (par calcul ou par mesure)
- Le système de gestion de la demande dans le cas du PV correspond aux tarifs horaires variables annoncés
- La gestion de la demande permet de diminuer le nombre d'incidents mais ne permet pas d'éliminer tous les incidents (en-dehors des heures prévues par exemple)







ANNEXE 74 : ETUDE DE CAS N°3

Type	Présentation
Date	28/06/2011
Structure	Plénière
Evènement	Plénière du 28 juin 2011
Intitulé	Etude de cas n°3
Auteur	CWaPE
Statut	Pour information



REDI

« Réseaux électriques durables et intelligents »

Etude de cas n°3 – Transformateur MT

Réunion plénière

Moulins de Beez, le 28 juin 2011

Frédéric TOUNQUET
CWaPE

Etude de cas n°3 « Transfo MT »



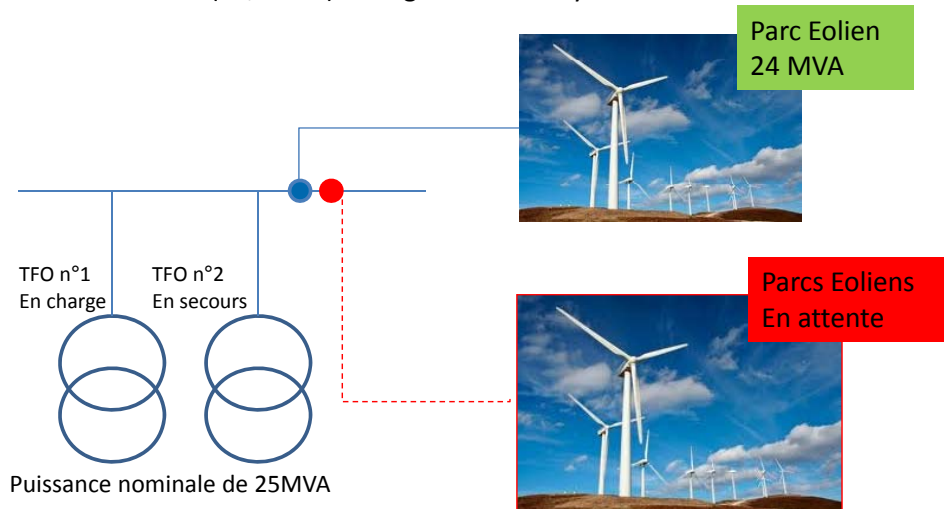
- Contexte

- Simulation

- Contribution gestion active de la demande



- Poste de transformation (70/15 kV) en région de Hesbaye



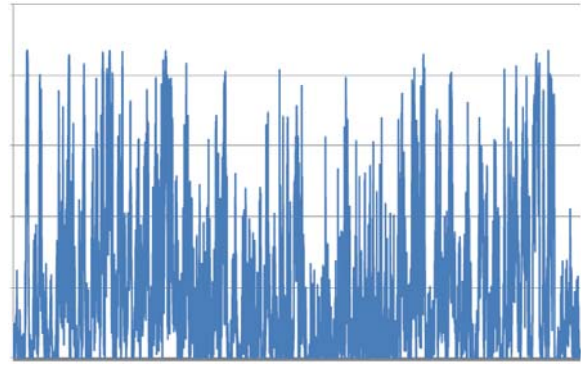
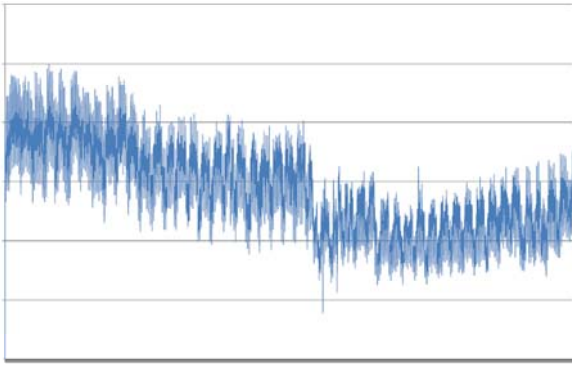
- Critère d'acceptation pour l'intégration au réseau :

Logique « N-1 »

« Assurer la sécurité du réseau, même en cas de perte d'un élément du réseau »



- Élément limitant
 - Transformateur 70kV / 15kV
 - Puissance nominale de 25 MVA
- Nature du problème?
 - Surcharge transformateur (faible consommation, forte production locale)
- Ampleur du problème?
 - Niveau de consommation (historique 2010)
 - Niveau de production (historique 2010, proportionnel à la puissance installée)
 - « Prélèvement brut – production locale = Prélèvement net »
 - Courbe de prélèvement net et comparaison à la puissance nominale

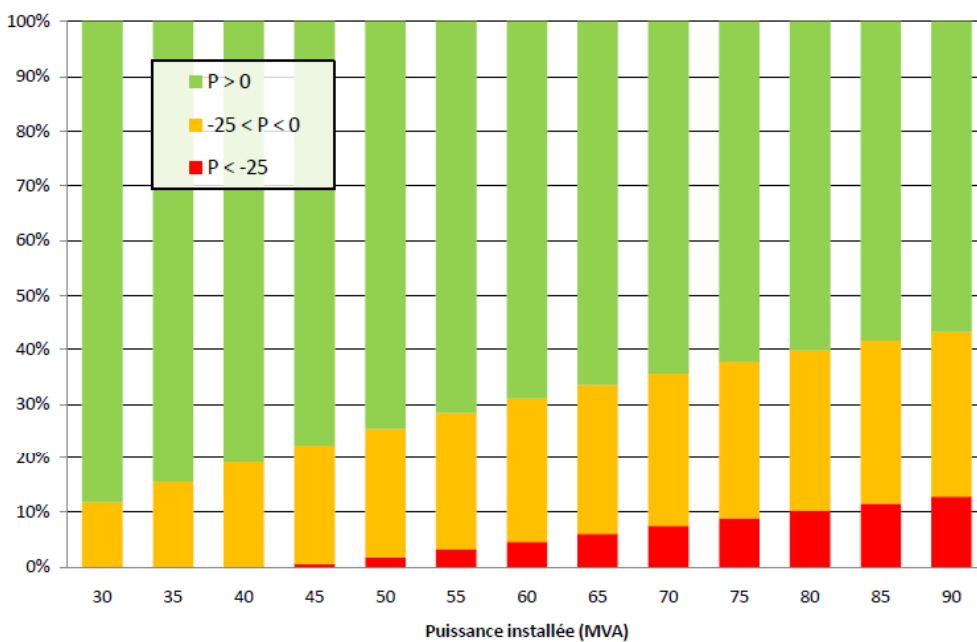


➤ Prélèvement brut (min 4MW, max 25 MW en 2010) ➤ Injection (24 MVA en 2010, 90 MVA en 2020)

- Courbes simulées de prélèvement net
 - Quelle est l'ampleur du problème ? (Nombre d'heures critiques sur un an)
 - Quelle type de solution envisager ? (Durée des événements, répartition dans le temps)



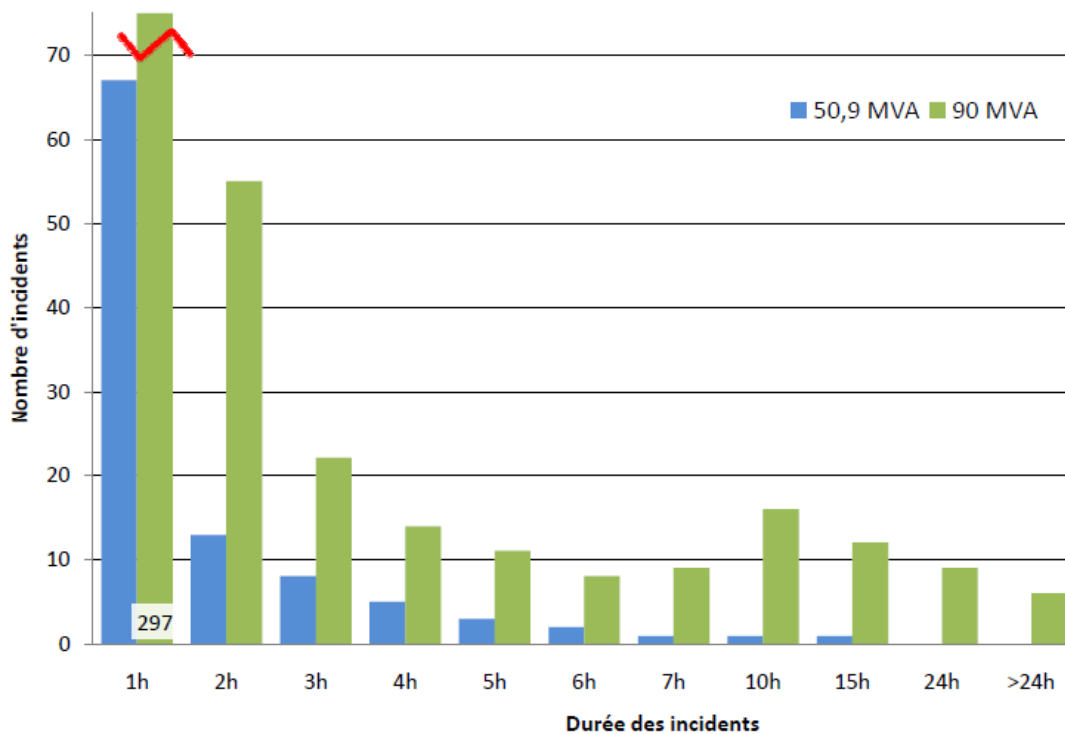
➤ Répartition des heures critiques en fonction de la puissance installée



- P installée de 50,9 MVA : 180 heures par an où P < -25 MVA
- P installée de 90 MVA : 1120 heures par an où P < -25MVA



➤ Occurrence des incidents en fonction de leur durée



Contribution Gestion active de la demande



➤ Consommations à relève annuelle situées en aval du poste étudié (2010)

- 12.800 consommateurs
- 72 GWh

➤ P installée : 326 MW

➤ P souscrite : 130 MW

➤ P déplaçable :

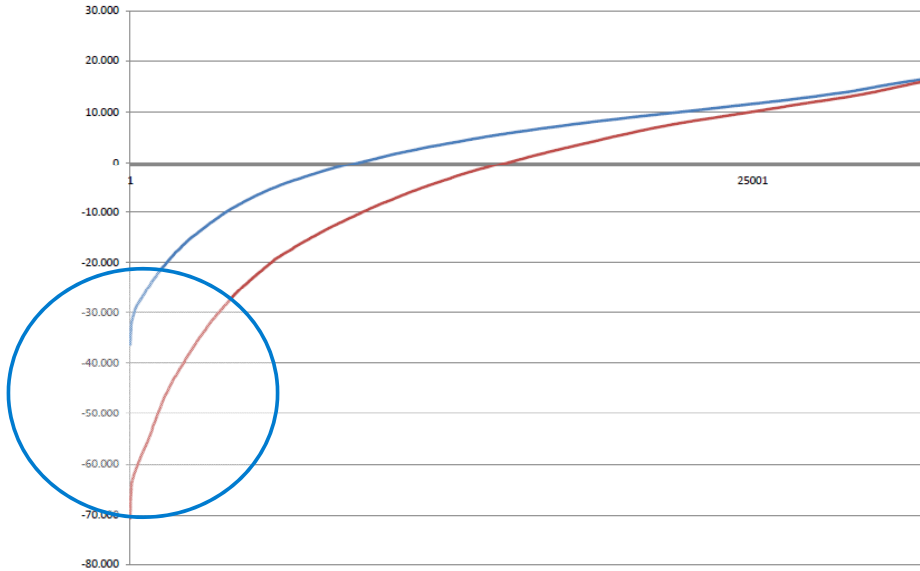
- 67 MW (potentiel maximum, défini à 20% de P installée)
- 57 MW (potentiel pour usages déplaçables 4h et 15h)
- 12 MW (potentiel pour ces usages, pondérés par facteur réducteur de 13%¹ (4h) et 50% (15h))

¹ Campagne de mesure 2008 EDF/ADEME

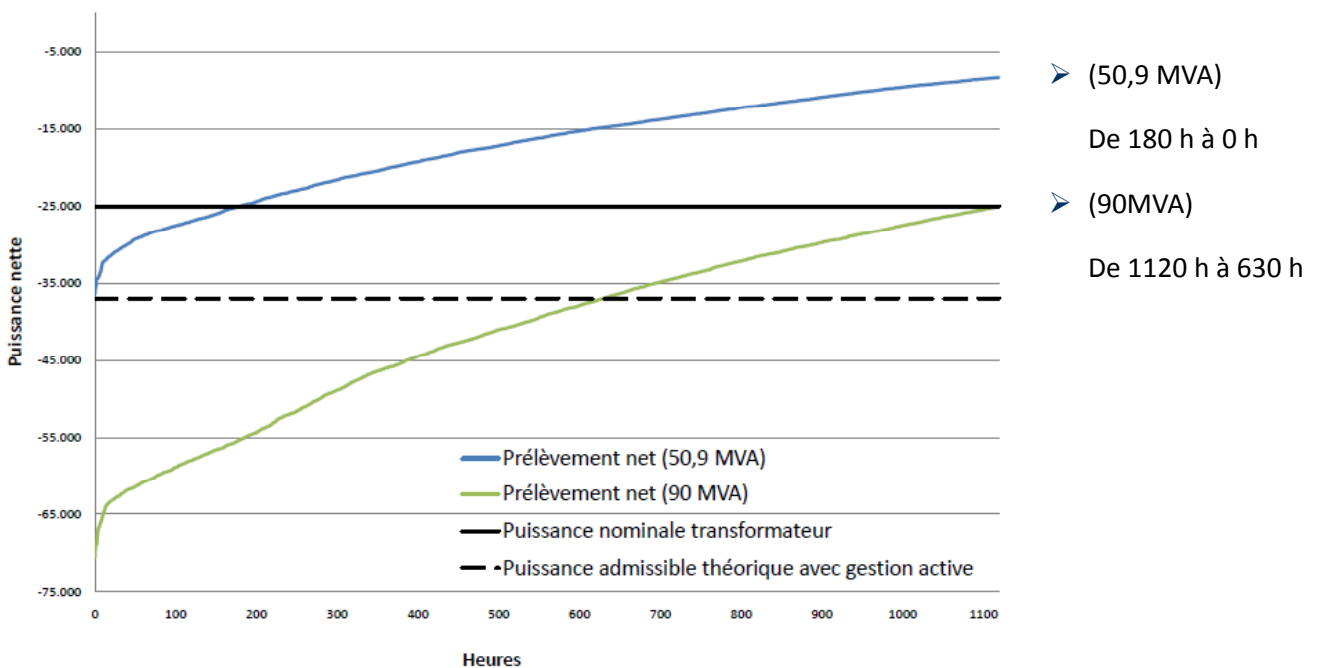


➤ Influence sur le nombre d'heures de dépassement

Courbes monotones du prélèvement net (flux de puissance vu par le transformateur, trié par ordre croissant)



➤ Influence sur le nombre d'heures de dépassement





- La résolution des incidents dépend de leur durée et de leur amplitude
 - Durée inférieure à 4h
 - Majorité des incidents (85 à 92%)
 - Résolus par gestion active de la demande, jusqu'à 12 MW de flexibilité via TCC en temps réel
 - Possibilité de solliciter des clients industriels pour le surplus
 - Quelques incidents de durée importante (>4h)

- Gestion active de la demande pourrait permettre d'intégrer de nouvelles unités de production (situation à 50,9 MW).

- Mais à terme, elle devra être utilisée en complément d'autres mesures (raccordements flexibles, stockage,...) pour atteindre l'objectif 2020

ANNEXE 75 : CONCLUSIONS ET PROCHAINES ÉTAPES

Type	Présentation
Date	28/06/2011
Structure	Plénière
Evènement	Plénière du 28 juin 2011
Intitulé	Conclusions et prochaines étapes.
Auteur	CWaPE
Statut	Pour réaction



REDI

« Réseaux électriques durables et intelligents » Conclusion et prochaines étapes

Réunion plénière

Moulins de Beez, le 28 juin 2011

Francis GHIGNY
Président de la CWaPE

1. Potentiel de déplaçabilité BT



- 1.1. Le potentiel existe en BT (résidentiel et tertiaire) et est déjà en bonne partie exploité: 14% de l'électricité résidentielle est déplacée actuellement en été.
- 1.2. En multipliant les compteurs bihoraires et interruptibles aux clients Db et Dc, avec des tarifications différenciées, près de 30% de l'électricité résidentielle pourrait être déplacée en été de plus de 4 heures en 2020 (configuration 2).
- 1.3. Le roll-out des compteurs intelligents permettrait d'atteindre 41% de charge déplaçable en été (configuration 3).
- 1.4. Une pénétration supplémentaire de préparation d'eau chaude sanitaire (ECS) à partir de pompes à chaleur (PAC) ou de boiler bi-énergie permettrait d'augmenter la charge déplaçable de 300 GWh/an, soit un déplacement supplémentaire de 3,5% de la consommation totale.
- 1.5. Le potentiel de déplaçabilité identifié par l'ICEDD se vérifie à l'examen des données de l' "INFEED-AMR" des GRD.



Simulations réalisées pour évaluer le potentiel de déplacement de charge du secteur résidentiel sur base de courbes de charges:

- Données d'injection quart-horaires 2007/2008
- Territoire d'ORES
- Profils S21 et S22

Hypothèses:

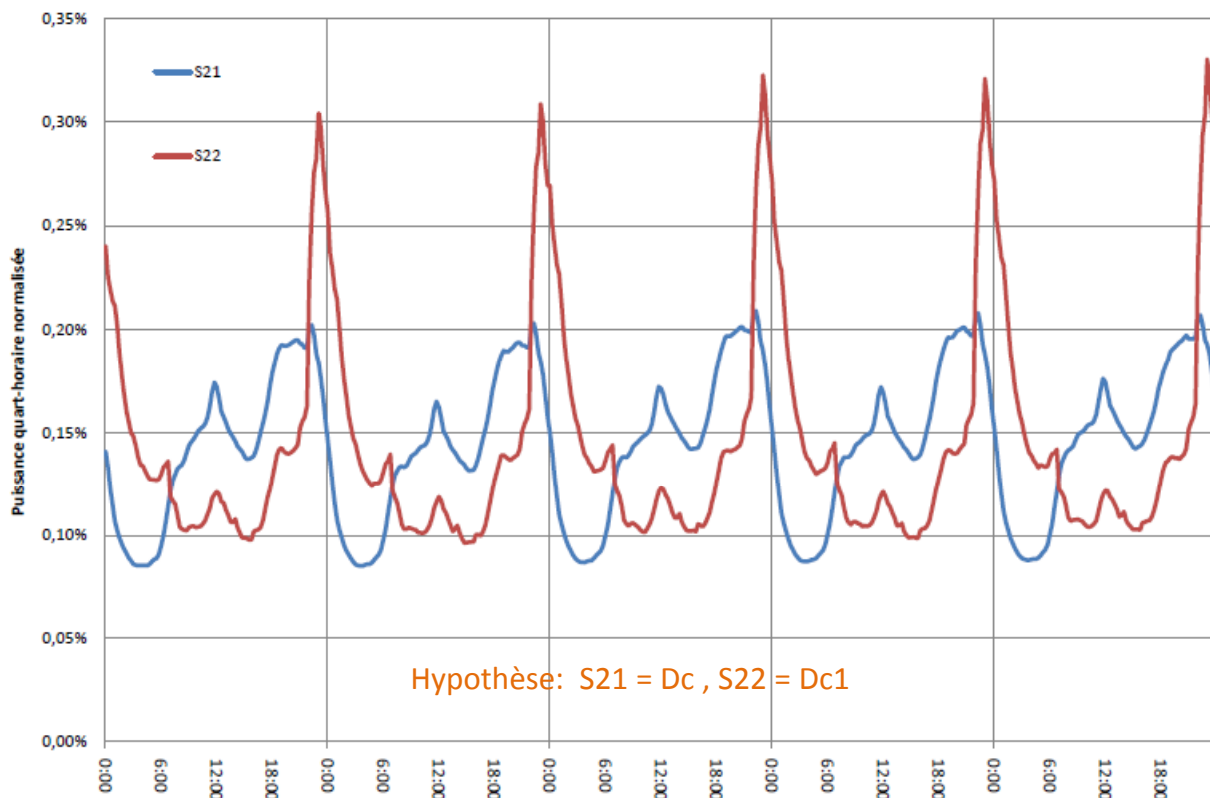
- Le profil S21 est associé à un client « comptage simple » Dc1
- Le profil S22 est associé à un client « comptage multi-horaire » Dc

Méthode:

- Données quart-horaires normalisées par saison
- Calcul de la différence entre S21 et S22 normalisés
- Illustre le déplacement de charge déjà réalisé actuellement grâce à l'incitant tarifaire (différence de comptage)
- Evalué en termes de part de consommation déplacée

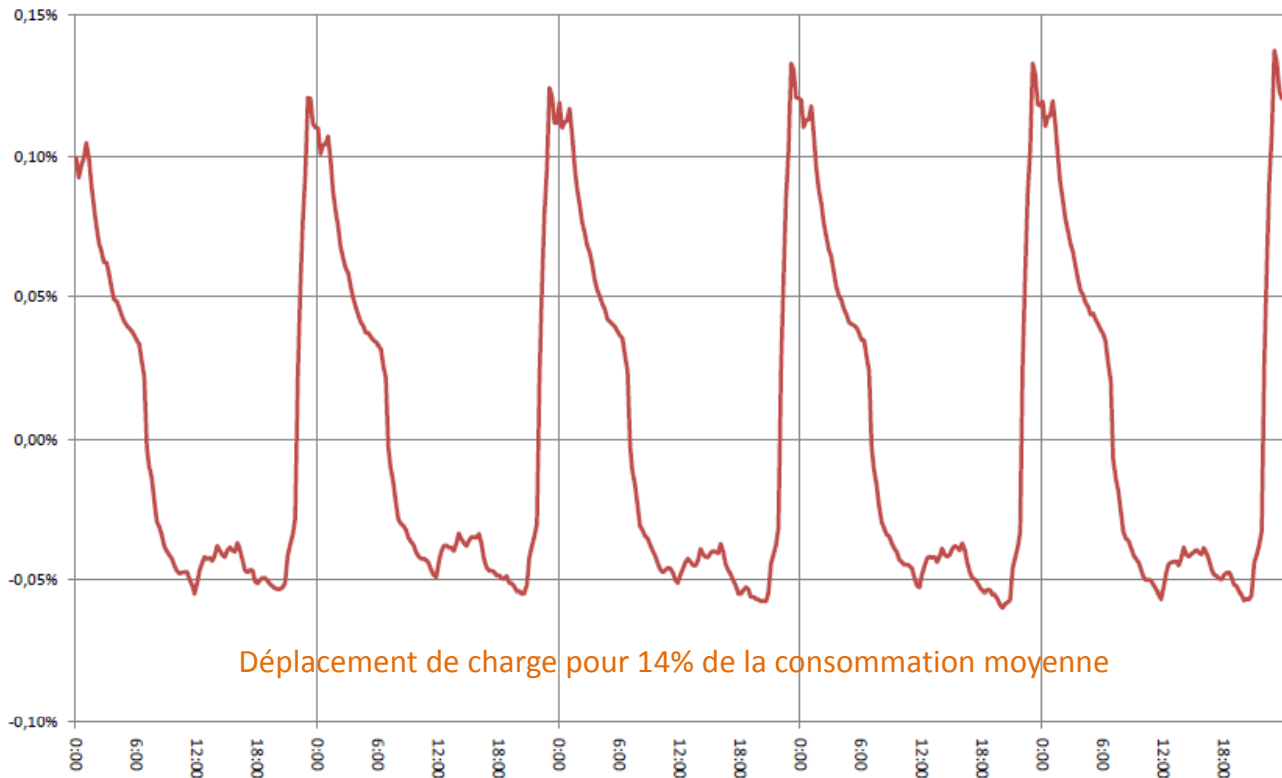


Courbe de charge hebdomadaire - Printemps/été





Déplacement de charge - Printemps/été



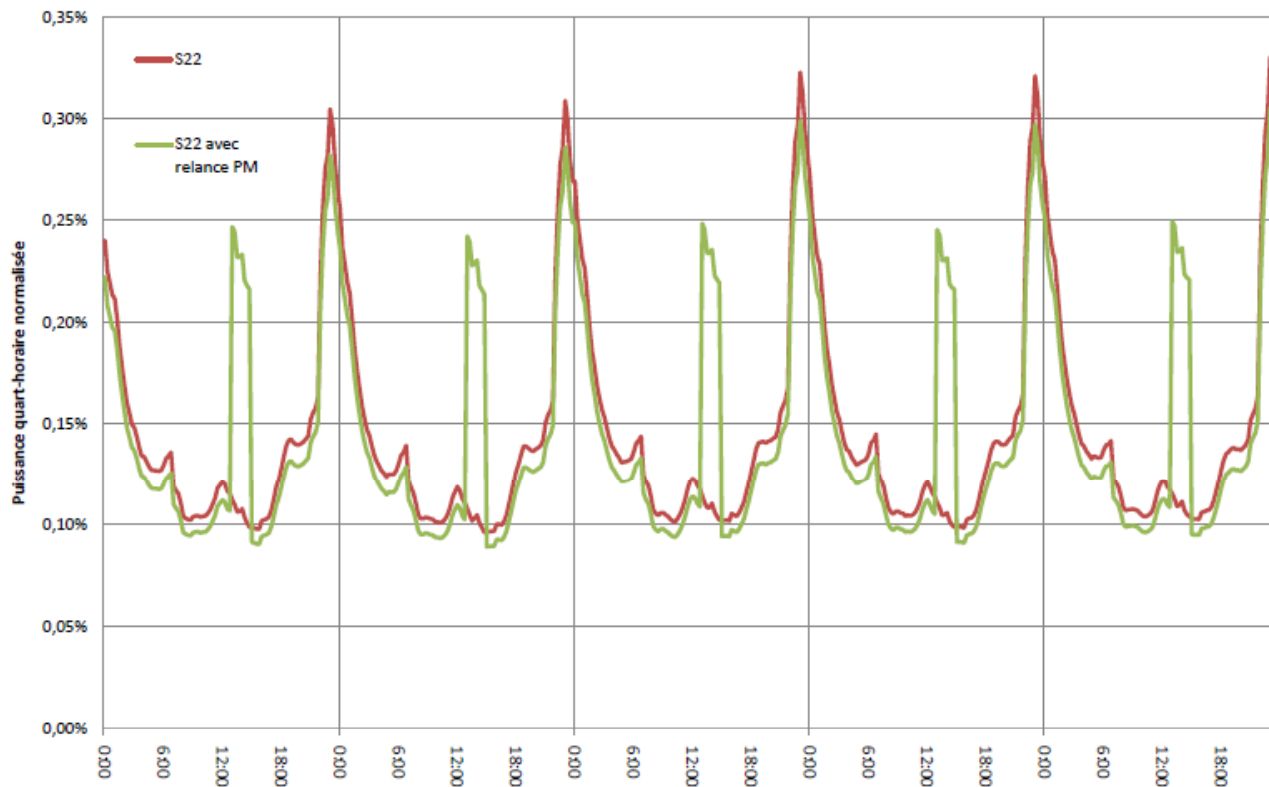
Simulation « Relance PM »

- avec déplacement de charge en début d'après-midi
- 7,5 % de la charge:
 - 50% de l'eau chaude sanitaire (11% des usages totaux)
 - 13% de buanderie (15% des usages totaux)
(Campagne de mesure 2008 EDF/ADEME)

→ Effet sur les profils de charge



Courbe de charge hebdomadaire - Printemps/été



1.6. 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-horaire (plus de 55% des ménages wallons)

Que faut-il faire pour exploiter cette "intelligence" pour une intégration accrue des productions décentralisées ?

- Adapter les horaires pour tenir compte des pics locaux d'injection (situation future)
- Procurer des signaux tarifaires significatifs:
 - Permettre aux fournisseurs d'adapter leur "sourcing" (achat d'électricité) à leur "billing" (électricité facturée au client final): SLP (Synthetic Load Profile) par registre de consommation d'électricité (MIG 6)
- Reprendre la promotion des compteurs à comptages multiples



- 2.1. L'interruptibilité des entreprises consommatrices est déjà largement pratiqué sur le réseau ELIA: à la demande du GRT ou du fournisseur, mais en passant généralement par la relation commerciale B2B du fournisseur (ARP).
- 2.2. L'interruptibilité n'est plus que peu pratiquée 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.
- 2.3. Ces clients étant équipés de compteur AMR (Automatic Meter Reader), l'interruptibilité doit se faire via (ou en concertation avec) le fournisseur (ARP).



Des pistes qui ressortent des discussions

3.1. Industrie (> 100 kVA)

AMR (obligatoire) → - fournisseur/ARP
- aussi à la demande du GR

3.2. BT (> 56 kVA)

AMR (à l'avenir) → - fournisseur/ARP
- aussi à la demande du GRD (exceptionnel)

3.3. BT (< 56 kVA)

- Clients ayant des applications importantes déplaçables (voiture électrique, chauffage à accumulation, PAC, airco, ECS...) **et** désirant se doter d'une domotique sophistiquée
CI → - fournisseur
- aussi à la demande du GRD (exceptionnel avec compensation)
- Autres clients
TTC → - compteurs multihoraires (déplaçabilité de 29%) → horaires adaptés → GRD
- lorsque modifications horaires en TR : info et compensation des fournisseurs
- sinon, le prix de la commodité est adapté en fonction des plages horaires retenues (correspondance billing/sourcing)



- 4.1. Le potentiel de déplaçabilité des charges mérite d'être exploité rapidement car les outils existent déjà, sans perturber le modèle de marché.
Il n'est pas formellement garanti: Quels seront les signaux tarifaires? Quelle sera la réaction des consommateurs?
L'éolien et le photovoltaïque devront être traités différemment. D'autres solutions devront aussi être implémentées.
- 4.2. Le GT1 se réunira à nouveau en septembre pour examiner :
- accès flexible: - nouvelles installations
- installations existantes
 - stockage: fournisseurs (ARP), producteurs ou GRD ?
- 4.3. Le GT3 examinera toutes les pistes évoquées en analysant les rapports coûts/bénéfices.
- 4.4. Début 2012, la CWaPE remettra ses recommandations au Gouvernement wallon.
- 4.5. En 2012, des estimations chiffrées seront demandées sur les coûts d'adaptation des réseaux à l'horizon 2020 sur base des pistes retenues. La case study "CI" à remettre à l'Europe en 2012) permettra de déterminer l'option avec ou sans "roll-out" des CI.

ANNEXE 76 : DÉPLAÇABILITÉ DES CONSOMMATIONS RÉSIDENTIELLES ET TERTIAIRES

Type	Présentation
Date	28/06/2011
Structure	Plénière
Evènement	Plénière du 28 juin 2011
Intitulé	Déplaçabilité des consommations résidentielles et tertiaires
Auteur	ICEDD
Statut	Pour information



ESTIMATION DU POTENTIEL DE DEPLAÇABILITE DES CONSOMMATIONS ELECTRIQUES DES SECTEURS RESIDENTIEL ET TERTIAIRE WALLON EN 2010 ET 2020

Projet de rapport du 27 juin 2011

Pour le compte de la CWaPE

INSTITUT DE CONSEIL ET D'ETUDES EN DEVELOPPEMENT DURABLE ASBL
(ancien nom Institut Wallon de développement économique et social et d'aménagement du territoire asbl)
Boulevard Frère Orban, 4 à 5000 NAMUR
Tél : +32.81.25.04.80 - Fax : +32.81.25.04.90 - E-mail : icedd@icedd.be

TABLE DES MATIERES

1.	Introduction.....	5
2.	Principes méthodologiques et limites de l'étude.....	6
2.1.	Modélisation des consommations et des puissances par client-type	7
2.2.	Prise en compte du foisonnement	9
2.3.	Estimation des consommations déplaçables	11
2.4.	Définitions de 3 configurations de gestion des réseaux	12
2.5.	Consommation résultante pour l'ensemble du parc.....	13
3.	Tertiaire.....	16

1. Introduction

Le présent document vise à expliquer comment nous avons estimé les potentiels de déplaçabilité de certains usages électriques actuellement et dans un futur proche (à l'horizon 2020).

Nous avons réalisé cet exercice tant pour le secteur résidentiel que pour le secteur tertiaire raccordé au réseau de distribution en haute et en basse tension.

Les résultats que nous avons obtenus doivent 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 estimer correctement les 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.

De notre point de vue, cette analyse donne une bonne image des volumes (de l'énergie) qui peuvent être déplacés suivant différentes configurations et différents modes de fonctionnement des réseaux. Comme notre analyse du secteur résidentiel travaille sur base des 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.

Pour estimer plus précisément ces puissances déplaçables, il serait nécessaire de recourir à des enregistrements dynamiques de la charge du réseau, informations dont disposent vraisemblablement les GRD. Notre analyse pourra également être utilisée pour calibrer, au niveau de la Région, le modèle qui serait développé sur base de ces enregistrements.

2. Principes méthodologiques et limites de l'étude

Pour estimer les potentiels de déplaçabilité des consommations électriques en Wallonie en 2010 et 2020, nous avons choisi d'étudier séparément les secteurs résidentiel et tertiaire.

Dans le cas du secteur résidentiel, notre 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, De) tels que repris au Tableau 1. Signalons que nous avons ajouté une sous-classe Dc1 correspondant à un client-type équipé d'un compteur simple.

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.

	compteur simple			compteur double		triple
	Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De
Consommation annuelle	600 kWh	1200 kWh	3500 kWh (0 de nuit)	3500 kWh (dont 1900 de nuit)	7500 kWh (dont 3900 de nuit)	20000 kWh (dont 16400 de nuit)
Logement type	50 m ² 2 pièces + cuisine	70 m ² 3 pièces + cuisine	90 m ² 4 pièces + cuisine	90 m ² 4 pièces + cuisine	100 m ² 4-5 pièces + cuisine	120 m ² 5 pièces + cuisine + chauffage électrique
Equipement électro -ménager indicatif	éclairage, radio, télévision, réfrigérateur, petit appareillage électrique	idem Da + machine à laver ou lave-vaisselle	idem Db avec machine à laver et lave vaisselle + chauffe-eau à accumulation	idem Db avec machine à laver et lave vaisselle + chauffe-eau à accumulation	idem Db avec machine à laver et lave vaisselle + chauffe-eau à accumulation	équipement dit tout électrique avec chauffe-eau et chauffage électrique fonctionnant à accumulation
	1 personne	2 personnes	4 personnes	4 personnes		

Tableau 1 : Définition des clients-types d'Eurostat dans le secteur résidentiel (Source Eurostat)

L'enquête sur le budget des ménages 2004 réalisée par la DGSIE¹ donne 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.

¹ Direction générale Statistique et Information économique

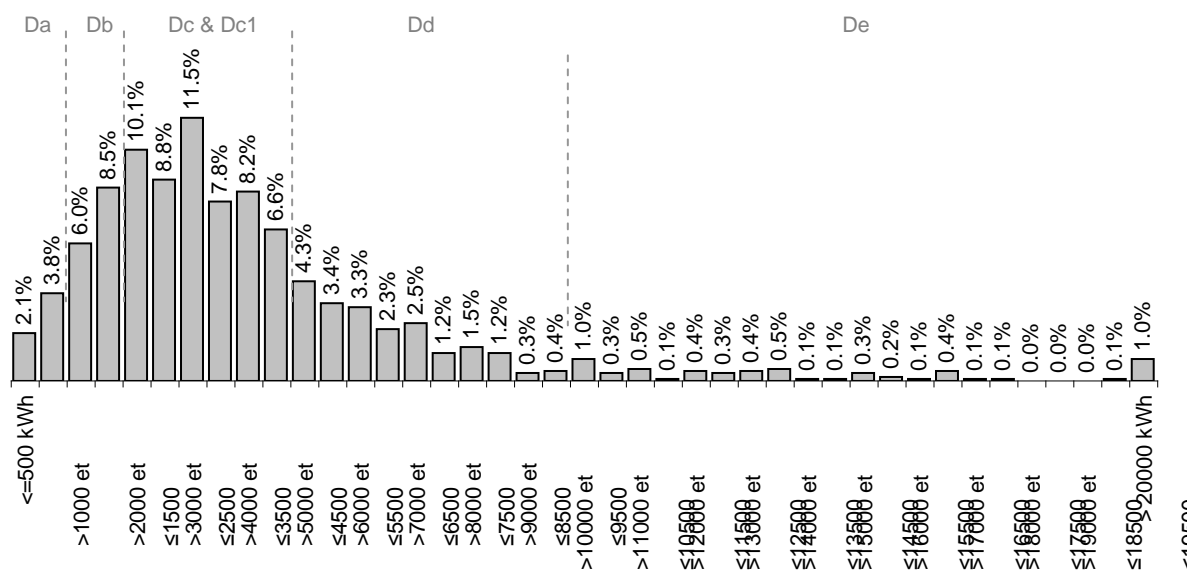


Figure 1 : Consommation d'électricité par ménage et par an (Source DGSIE Enquête sur le Budget des Ménages 2004)

Sur base de la consommation finale d'électricité du secteur résidentiel, du nombre de points de raccordements renseigné par les GRD en 2010 et de la ventilation des consommations d'électricité par ménage, on peut estimer le nombre de clients-types qui permet de retrouver la consommation électrique du secteur résidentiel wallon. Les résultats sont repris dans le tableau ci-dessous.

Client-type	Nombre de points de raccordement
Da	65 036
Db	256 810
Dc	384 413
Dc1	422 083
Dd	330 184
De	49 865
Total	1 508 393

Tableau 2 : Modélisation du nombre de clients-types en électricité en Région wallonne (2010)

2.1. Modélisation des consommations et des puissances par client-type

Par ailleurs, pour pouvoir reconstituer les consommations par usage énergétique, nous avons modélisé la consommation de chaque client-type en lui appliquant une ventilation des différents usages comme décrits au Tableau 3. Ces estimations sont basées sur des hypothèses quant à l'équipement de chaque client-type mais aussi sur les consommations énergétiques de ces usages. Le lecteur s'apercevra qu'il existe de légères différences entre les consommations que nous avons estimées pour chaque client-type et celles définies par Eurostat. Ces différences sont dues à la nature

même de notre estimation et ne portent aucunement à conséquence quant à la validité globale des résultats obtenus.

Consommation par usage (kWh)	Da	Db	Dc	Dd	De
La Chaîne du Froid	168	331	501	586	586
La Production d'ECS	0	0	390	3 500	3 500
Les Appareils de Chauffage	15	18	76	111	12 545
La Buanderie	0	60	532	746	779
Les Appareils de Cuisine	86	164	654	1 096	1 096
La Hi-Fi - Vidéo	91	148	223	285	285
Les Autres Appareils	150	298	671	713	757
Eclairage	90	182	470	480	480
Total	600	1 200	3 518	7 517	20 029

Tableau 3: Modélisation des consommations du secteur résidentiel en 2010 suivant les clients-types Eurostat

Si on multiplie le nombre de clients-types du Tableau 2 par la consommation de chacun d'entre eux, définie par Eurostat, on obtient une valeur de 6,7 TWh proche des 6,9 TWh de consommation résidentielle estimée à ce stade pour 2010.

Consommation totale (GWh) 2010						
Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De	Total
39	308	1 352	1 485	2 482	999	6 665

Tableau 4 : Estimation de la consommation résidentielle wallonne 2010 sur base du nombre de clients-types Eurostat

Sur base de ces consommations reconstituées et d'une durée d'utilisation estimée annuelle ou dans certains cas des puissances directement données par les constructeurs, on peut estimer la puissance installée des équipements électriques présents chez chaque client-type. Le Tableau 5 ci-dessous donne des puissances installées qui varient entre 7 kW pour le client Da et 35 kW pour le client De.

Puissance par usage (W)	Da	Db	Dc	Dd	De
La Chaîne du Froid	90	120	240	250	250
La Production d'ECS	0	0	2 000	2 500	2 500
Les Appareils de Chauffage	60	60	1 060	1 060	6 800
La Buanderie	0	2 200	6 200	6 200	6 200
Les Appareils de Cuisine	2 460	3 860	9 610	11 610	11 610
La Hi-Fi – Vidéo	220	370	420	420	420
Les Autres Appareils	3 805	4 810	4 810	4 810	4 810
Eclairage	315	715	1 496	1 747	1 747
	0	0	0	0	0
Total	6 950	12 135	25 836	28 597	34 337

Tableau 5 : Estimation de la puissance installée par clients-types Eurostat en 2010

De même, nous avons fait varier la consommation de ces différents clients-types en 2020. Les consommations sont modifiées pour deux raisons essentielles. D'une part, les consommations par usage varient légèrement suite à des améliorations des consommations spécifiques de certains appareils (l'éclairage essentiellement) mais aussi suite à la prise en compte de nouveaux usages

considérés comme inexistants en 2010 à savoir le chauffage par pompe à chaleur à accumulation, le conditionnement d'air et l'électromobilité.

Nous avons supposé que l'usage 'électromobile' demande une puissance de chargement de 3 kW et que la durée du chargement est de 5 heures. Une charge de 15 kWh est supposée nécessaire pour parcourir 100 km² et ces engins sont supposés rouler 10 000 km / an. Par ailleurs, nous avons supposé que seuls 10% des clients Dc, Dd et De devenaient électromobiles.

Nous avons aussi supposé que les appareils de conditionnement d'air équiperaient 10% des clients Dc, Dd et De en 2020 et qu'ils fonctionneraient 6 heures par jour pendant les 3 mois d'été.

Nous avons supposé que ce sont les ménages qui utilisent actuellement un chauffage électrique à accumulation (soit les 49 865 clients De) qui installeraient des pompes à chaleur à accumulation même si cela suppose l'installation d'un ensemble de tuyauteries et de corps de chauffe proches de ce qui équipe un chauffage centralisé 'classique'. Par ailleurs, on peut noter que le remplacement du chauffage électrique par une pompe à chaleur à accumulation a pour effet de faire baisser les consommations du client De puisque la pompe à chaleur est un appareil supposé présenter une meilleure efficacité énergétique.

Enfin, nous avons supposé qu'indépendamment de ces nouveaux usages électriques, la consommation électrique du secteur résidentiel croîtrait globalement de 1,5% par an. Le résultat de l'application de ces différentes hypothèses est une croissance de la consommation électrique résidentielle de l'ordre de 25% de 2010 à 2020 pour atteindre à cette date 8 253 GWh.

TOTAL	Consommation totale (GWh) 2020					Total
	Da	Db	Dc	Dd	De	
	74	502	3 792	3 092	793	8 253

Tableau 6 : Estimation de la consommation électrique résidentielle en 2020 suivant les clients-types Eurostat

2.2. Prise en compte du foisonnement

En multipliant les puissances par client du Tableau 5 par le nombre de chaque client-type on obtient une estimation de la puissance totale installée dans le secteur résidentiel wallon (Tableau 7).

TOTAL	Puissance installée (MW) 2010						Tot
	Da	Db	Dc	Dd	De		
	452	3 116	20 837	9 442	1 712	35 560	

Tableau 7 : Estimation de la puissance installée dans le secteur résidentiel en Wallonie 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 nous avons pris en compte une puissance moyenne sur la durée d'utilisation estimée). Notre modélisation nous 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 notre modélisation est due au fait qu'il s'agit-là de puissances installées et que nous n'avons 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.

² D'après CREG, février 2010, *Etude relative à l'impact possible de la voiture électrique sur le système électrique belge*

La Figure 2 ci-dessous montre par exemple qu'entre le minimum et le maximum de puissance appelée par un client mono-horaire, on mesure un facteur de l'ordre de 100 (de 50 W en pleine nuit à 5 kW en journée).

Déjà à l'échelle individuelle, il faut donc tenir compte d'un foisonnement qui fait qu'entre la puissance installée et la puissance souscrite en moyenne il existe un rapport égal à environ 0,4. 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, on trouve que la puissance souscrite par l'ensemble du secteur résidentiel wallon s'élève à **15,6 GW**. Par ailleurs, la puissance maximale appelée pour chaque client-type doit, du reste et par définition, être inférieure à sa puissance de raccordement.

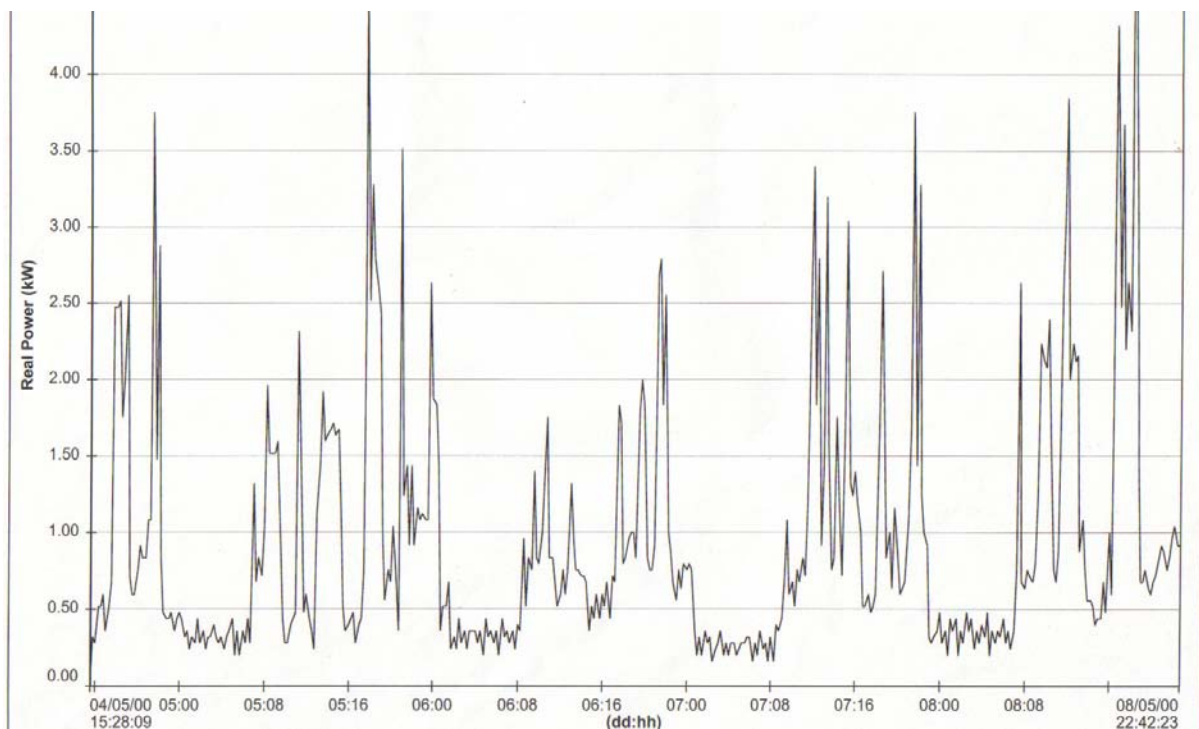


Figure 2 : Puissance quart horaire appelée par un client mono-horaire consommant de l'ordre de 5000 kWh/an (enregistrement pendant 5 jours)

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, on peut chaque fois diminuer les puissances à installer par consommateur du fait d'un foisonnement sur un ensemble de clients de plus en plus important.

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 norvégienne³ a estimé un facteur de foisonnement égal à 0.61 entre la puissance des transformateurs BT et l'ensemble des transformateurs MT.

³ Wangensteen I., *Power system economics – the Nordic electricity market* (2007) Tapir academic press, Trondheim.

Enfin, 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'est élevée à 1.2 GW. Le facteur de foisonnement entre la puissance souscrite et la somme des puissances des transformateurs MT est donc de l'ordre de 12% ce que semble corroborer la multiplication des facteurs de foisonnement cité par les GRD et donné dans l'étude précitée ($0,2 \times 0,61 \approx 0,12$).

On peut ainsi schématiser la succession des foisonnements auxquels on assiste sur l'ensemble des réseaux de la façon suivante.

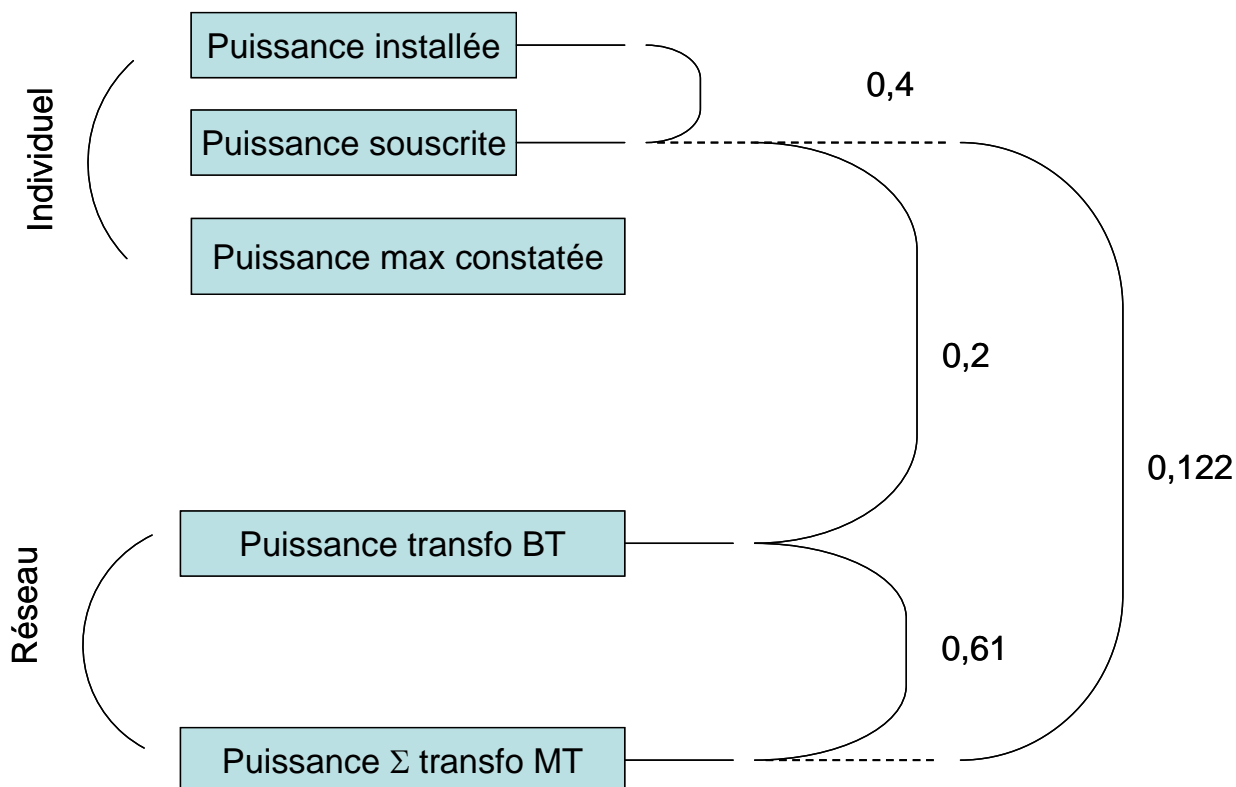


Figure 3 : Facteurs de foisonnement successifs en différents points des réseaux de distribution

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), nous avons affecté le potentiel théorique de déplaçabilité d'un facteur réducteur complémentaire de 50%.

2.3. Estimation des consommations déplaçables

Pour estimer les volumes d'énergie qui seront déplaçables nous avons créé une matrice de déplaçabilité qui 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 déplacés par les GRD en réponse aux contraintes de lissage de la charge sur leurs réseaux.

Dans notre analyse, nous n'avons 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). Nous n'avons donc pas retenu de potentiel d'effaçabilité qui reprendrait des charges qui, si elles ne sont pas consommées à un instant 't', ne le seront pas ultérieurement. Un exemple typique d'effaçabilité est l'éclairage. Si une lampe est coupée pendant une période donnée, sa consommation n'est pas reportée (la lumière ne se stocke pas !). L'effaçabilité s'apparente plutôt à de l'utilisation rationnelle de l'énergie qui sort du cadre de cette étude.

Nous avons aussi fait la distinction entre les consommations qui sont déplaçables en hiver et en été. Les applications de chauffage des logements sont considérées comme étant déplaçables en hiver (en été elles tombent à 0) alors que les applications de climatisation sont considérées comme étant déplaçables uniquement en été, supposant ainsi qu'elles disparaissent en hiver.

Enfin, il faut préciser que 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 permettraient de mieux quantifier les volumes qui seraient effectivement déplaçables pour en déduire un potentiel réalisable de déplaçabilité. Mais dans le cadre de cette première étude, l'estimation de ce potentiel réalisable n'a pas pu être réalisée.

	Puissance déplaçable				Été OUI/NON	Hiver OUI/NON
	NON	15'	1 h	4h		
La Chaîne du Froid						
Frigo seul		1			1	1
Congélateur			1		1	1
La Production d'ECS						
ECS (petit boiler)		1			1	1
ECS (grand boiler)					1	1
Les Appareils de Chauffage						
Chauffage central (circulateur)		1			0	1
Chauffage électrique à accumulation					1	1
Appoint électrique	1				0	1
La Buanderie (LV, LL, SL)				1	1	1
Les Appareils de Cuisine	1				1	1
La Hi-Fi - Vidéo	1				1	1
Les Autres Appareils	1				1	1
Eclairage	1				1	1
Et demain						
Electro-mobilité				1	1	1
Pompe à chaleur avec accu				1	0	1
Air conditionné			1		1	0

2.4. Définitions de 3 configurations de gestion des réseaux

Pour estimer les consommations qui peuvent être déplacées, nous avons alors, à la demande de la CWaPE, défini 3 configurations-types de réseaux et d'équipements de gestion de la charge électrique.

La configuration 1 [multihoraire 2010] correspond à la situation d'un réseau où différentes plages horaires existent qui 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. On supposera donc que les usages théoriquement déplaçables de 15' ou de 1 heure ne le seront pas en pratique. 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 [**multihoraire 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, on suppose qu'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. Dans cette configuration, on supposera que seules des charges pouvant être déplacées de 15 ou 4 heures le seront dans la pratique et qu'elles peuvent l'être en totalité contrairement à la configuration [**multihoraire 2010**]. 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 une généralisation des compteurs intelligents. De la sorte, les charges qui peuvent être déplacée de 15' à 1 heure pourront être mesurées et facturées de façon différenciée et pourront donc être effectivement déplacées.

Enfin, considérant l'intérêt des boilers électriques en termes de déplaçabilité, nous avons examiné l'effet de deux configurations 2 Bis et 3 Bis qui consistent à reprendre les hypothèses des configurations [**multihoraire 2020**] et [**roll-out compteurs intelligents 2020**] en supposant en plus que 300 000 nouveaux consommateurs ont recours à un chauffage électrique pour la production d'ECS. Pratiquement, il s'agirait de production d'ECS via une pompe à chaleur performante (SPF⁴ minimum de 3) dans le cas où le chauffage de l'ECS est assuré électriquement tout au long de l'année ou encore d'un boiler bi-énergie dont le fonctionnement électrique ne serait activé qu'en été quand la chaudière est mise à l'arrêt.

2.5. Consommation résultante pour l'ensemble du parc

La configuration [multihoraire 2010] correspond grosso modo 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 le déplacement de certaines consommations. Les résultats en termes de consommations électriques déplaçables de cette configuration sont donnés au Tableau 8.

TOTAL		Consommation totale (GWh) 2010						Total	Total en %
		Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De		
		39	308	1 352	1 485	2 482	999	6 665	100%
Déplaçable	NON	39	308	1 352	1 373	1 781	580	5 433	82%
	15'	0	0	0	0	0	0	0	0%
	1 h	0	0	0	0	0	0	0	0%
	4h	0	0	0	112	123	19	255	4%
	15h	0	0	0	0	578	400	977	15%
Total déplaçable		0	0	0	112	701	419	1 232	18%
Dont été		0	0	0	112	701	107	920	14%
Dont hiver		0	0	0	112	701	419	1 232	18%

Tableau 8 : Consommation déplaçable totale en 2010 dans la configuration [multihoraire 2010]

⁴ Seasonal Performance Factor

Le Tableau 9 reprend la puissance installée totale estimée dans le secteur résidentiel dans cette configuration (moyennant les remarques importantes formulées au paragraphe 2.2 relatives au foisonnement des puissances électriques). De même, il donne les puissances installées déplaçables et ce pour quelle durée. Sur les 35,6 GW de puissance installée, un peu plus de 17% sont déplaçables (6 213 MW).

TOTAL		Puissance installée (MW) 2010						Tot	Tot en %
		Da	Db	Dc1	Dc	Dd	De		
		452	3 116	9 932	10 905	9 442	1 712	35 560	100%
dont Eté		448	3 101	9 524	10 458	9 092	1 373	33 996	96%
dont Hiver		452	3 116	9 932	10 905	9 442	1 712	35 560	100%
Déplaçable	NON	452	3 116	9 932	8 288	6 570	989	29 347	83%
	15'	0	0	0	0	0	0	0	0%
	1 h	0	0	0	0	0	0	0	0%
	4h	0	0	0	2 617	2 047	309	4 973	14%
	15h	0	0	0	0	825	414	1 239	3%
Total déplaçable		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 hiver		0	0	0	2 617	2 873	723	6 213	17.5%

Tableau 9 : : Estimation des puissances installées en 2010 dans le secteur résidentiel dans la configuration [multihoraire 2010]

Dans le cas de la configuration [multihoraire 2020], les consommations déplaçables par client-type sont données au Tableau 10. 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 sensibles 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 [multihoraire 2010] (33% contre 17%) parce que, cette fois, nous avons supposé que la totalité des consommations déplaçables 4 ou 15 heures le seront concrètement.

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 nos estimations un total de 8 253 GWh contre 6 665 GWh en 2010.

Précisons que nous avons considéré que le nombre de clients-types restait constant sur l'ensemble de la période considérée.

TOTAL		Consommation totale (GWh) 2020					Total	Total en %
		Da	Db	Dc	Dd	De		
		74	502	3 792	3 092	793	8 253	100%
Déplaçable	NON	74	476	3 229	1 528	238	5 546	67%
	15'	0	0	0	0	0	0	0%
	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%

Tableau 10 : Consommation déplaçable totale en 2020 dans la configuration [multihoraire 2020]

Dans cette configuration on observe donc une nette augmentation de la puissance déplaçable 4 heures. 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 électromobiles (voir Tableau 11).

TOTAL		Puissance installée (MW) 2020					Total	Total en %
		Da	Db	Dc	Dd	De		
		515	3 411	20 817	9 455	1 571	35 768	100%
dont 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%
Déplaçable	NON	515	2 898	15 978	6 648	1 002	27 040	76%
	15'	0	0	0	0	0	0	0%
	1 h	0	0	0	0	0	0	0%
	4h	0	514	4 839	1 981	444	7 778	22%
	15h	0	0	0	825	125	950	3%
Total déplaçable		0	514	4 839	2 807	568	8 728	24%
Dont été		0	514	4 839	2 807	424	8 583	24%
Dont hiver		0	514	4 839	2 807	568	8 728	24%

Tableau 11 : Estimation des puissances installées dans le secteur résidentiel en 2020 dans la configuration [multihoraire 2020]

Pour la configuration [roll-out compteurs intelligents 2020], nous avons supposé en plus que l'on déplace des usages pour des périodes de 15' ou de 1 heure. Dans notre 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, on remarque l'apparition de consommations déplaçables pour le client Da qui est supposé être équipé d'appareils lui permettant de déplacer certaines de ses consommations.

En multipliant ces consommations par le nombre de clients-types supposé, on en déduit une estimation de la consommation totale déplaçable en 2020 pour la configuration [roll-out compteurs intelligents 2020]. Celle-ci s'élèverait à 3 749 GWh, soit près de la moitié de la consommation électrique résidentielle à comparer aux 2 707 GWh déplaçables dans la configuration [multihoraire 2020] (voir Tableau 12).

TOTAL		Consommation totale (GWh) 2020					Total	Total en %
		Da	Db	Dc	Dd	De		
		74	502	3 792	3 092	793	8 253	100%
Déplaçable	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%
	4h	0	25	563	309	366	1 263	15%
	15h	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%

Tableau 12 : consommation totale déplaçable dans le secteur résidentiel en 2020 dans la configuration [roll-out compteurs intelligents 2020]

Dans le cas de la configuration [roll-out compteurs intelligents 2020], on peut noter l'apparition de consommations déplaçables pour des durées de 15' ou de 1 heure pour un total de 1 042 GWh.

De même, les puissances qui sont désormais déplaçables 15' ou 1 heure se chiffrent maintenant à 2 101 MW et le total des puissances déplaçables dans cette configuration atteint 10 828 MW.

TOTAL		Puissance installée (MW) 2020					Total	Total en %
		Da	Db	Dc	Dd	De		
		515	3 411	20 817	9 455	1 571	35 768	100%
dont 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%
Déplaçable	NON	504	2 825	14 143	6 488	980	24 940	70%
	15'	10	40	1 738	51	6	1 845	5%
	1 h	0	33	97	109	16	256	1%
	4h	0	514	4 839	1 981	444	7 778	22%
	15h	0	0	0	825	125	950	3%
Total déplaçable		10	587	6 674	2 967	591	10 828	30%
Dont été		8	578	6 646	2 955	446	10 633	30%
Dont hiver		10	587	6 674	2 901	581	10 752	30%

Tableau 13 : Estimation des puissances installées en 2020 dans le secteur résidentiel dans la configuration [roll-out compteurs intelligents 2020]

Les configurations [multihoraire 2020]Bis et [roll-out compteurs intelligents 2020]Bis supposent que 300 000 clients font le choix du chauffage de leur ECS par des moyens électriques (cfr paragraphe 2.4). Ce faisant la consommation totale progresse de l'ordre de 300 GWh (2GW en puissance installée équivalente) de la même manière que les consommations déplaçables 15 heures puisque nous avons supposé que ces usages pouvaient être déplacés de cette durée. Cela représente une augmentation de plus de 3,5% du potentiel déplaçable.

3.Tertiaire

Dans le cas du secteur tertiaire, nous avons cherché à estimer les consommations déplaçables en nous basant sur son bilan de consommation électrique. Celui-ci nous donne les chiffres présentés au Tableau 14 ci-dessous.

Branche	SousBranche	Elec HT+BT GWh
Commerce	Commerce de gros et intermédiaires de commerce	336
	Commerce de détail (hors supermarchés)	527
	Supermarchés	1000
	Horeca	210
Transport et communication	Chemin de fer	83
	Transport public hors SNCB	16
	Transport privé	121
	Belgacom la Poste	158
Banques assur.et serv.aux entr.	Banques et assurances	139
	Agents immobiliers	112
	Services aux entreprises	90
Enseignement	Enseign.communautés	103
	Enseignement officiel	61
	Enseignement libre	69
	Univ.et recherche	235
Soins, santé	Hôpitaux	418
	Polycliniques	20
	Crèches, hébergement social	36
	Maisons de retraite	120
Culture et sport	Piscines	39
	Biblioth.musées	8
	Autres serv.cult.ou sport.	182
	Tourisme	60
Autres services	Blanchisseries	28
	Autres services aux personnes	31
	Autres services à la collectivité	57
Administration	Administration de l'Etat et de la Région	138
	Administrat.comm.et intercom.	97
	Défense nationale	112
	Organismes internationaux	72
	Sécurité sociale	14
Divers	Eau	314
	Eclairage public	414
	Traitement des déchets	89
TOTAL		5 506

Tableau 14 : Bilan de consommation électrique du secteur tertiaire wallon en 2008 (HT + BT)

Une étude réalisée par STEM⁵ nous a permis d'estimer les consommations de ces différents sous-secteurs tertiaires par usage principal. Les usages suivants ont été pris en compte : éclairage, ventilation-air conditionné, chaîne du froid, chauffage – ECS et autres usages. A ce stade, nous n'avons pas considéré l'électromobilité dans le secteur tertiaire mais il est très vraisemblable que cet usage y apparaîtra et s'y développera dans les années à venir sans que nous ayons pu à ce stade en chiffrer l'impact dans les différents sous-secteurs.

⁵ STEM - De energievraag en de besparingmogelijkheden in de tertiaire sector in België 1992-2003

Données Eurostat 1996, via STEM		Usages électriques					
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS
Commerce	Commerce de gros et intermédiaires	34,5%	25,9%	13,0%	4,3%	8,6%	13,6%
	Commerce de détail (hors supermarchés)	67,0%	8,9%	0,0%	8,0%	5,4%	10,6%
	Supermarchés	24,4%	12,7%	46,9%	4,9%	8,8%	2,3%
	Horeca	39,4%	9,8%	19,7%	4,9%	24,6%	1,5%
Transport et communication	Chemin de fer	47,3%	20,6%	1,0%	4,2%	26,9%	0,0%
	Transport public hors SNCB	46,1%	20,1%	1,0%	4,1%	26,3%	2,5%
	Transport privé	46,1%	20,1%	1,0%	4,1%	26,3%	2,5%
	Belgacom la Poste	52,2%	10,7%	1,0%	4,5%	31,1%	0,5%
Banques assur.et serv.aux entr.	Banques et assurances	50,8%	10,4%	1,0%	4,4%	30,3%	3,1%
	Agents immobiliers	50,8%	10,4%	1,0%	4,4%	30,3%	3,1%
	Services aux entreprises	50,8%	10,4%	1,0%	4,4%	30,3%	3,1%
Enseignement	Enseign.communautés	56,0%	18,7%	0,9%	9,3%	8,4%	6,7%
	Enseignement officiel	56,0%	18,7%	0,9%	9,3%	8,4%	6,7%
	Enseignement libre	56,0%	18,7%	0,9%	9,3%	8,4%	6,7%
	Univ.et recherche	59,6%	19,9%	1,0%	9,9%	8,9%	0,7%
Soins, santé	Hôpitaux	36,2%	39,1%	4,9%	4,9%	12,7%	2,2%
	Polycliniques	36,2%	39,1%	4,9%	4,9%	12,7%	2,2%
	Crèches, hébergement social	33,2%	35,8%	4,5%	4,5%	11,7%	10,4%
	Maisons de retraite	33,2%	35,8%	4,5%	4,5%	11,7%	10,4%
Culture et sport	Piscines	77,2%	8,2%	4,8%	3,7%	0,5%	5,6%
	Biblioth.musées	80,9%	2,0%	9,9%	4,0%	0,2%	3,1%
	Autres serv.cult.ou sport.	77,2%	8,2%	4,8%	3,7%	0,5%	5,6%
	Tourisme	77,2%	8,2%	4,8%	3,7%	0,5%	5,6%
Autres services	Blanchisseries	33,2%	35,8%	0,0%	4,5%	16,1%	10,4%
	Autres services aux personnes	83,0%	4,0%	8,7%	4,0%	0,3%	0,0%
	Autres services à la collectivité	78,7%	3,8%	8,2%	3,8%	0,3%	5,2%
Administration	Administration de l'Etat et de la Région	46,6%	20,3%	1,0%	4,1%	26,5%	1,5%
	Administrat.comm.et intercom.	46,6%	20,3%	1,0%	4,1%	26,5%	1,5%
	Défense nationale	46,6%	20,3%	1,0%	4,1%	26,5%	1,5%
	Organismes internationaux	46,6%	20,3%	1,0%	4,1%	26,5%	1,5%
	Sécurité sociale	46,6%	20,3%	1,0%	4,1%	26,5%	1,5%
Divers	Eau				100,0%		
	Eclairage public	100%					
	Traitement des déchets					100%	

Tableau 15 : Répartition des consommations électrique par usage dans le secteur tertiaire en % du total (source : STEM)

De même, nous avons estimé les durées de fonctionnement des usages précités en nous basant sur le tableau suivant qui 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	jours/semaine	h/jour	h/semaine	h/an
Diurne, 5 j sur 7 (bureaux, écoles, services aux personnes)	5	10	50	2.607
Diurne, 6 j sur 7 (commerces, culture)	6	10	60	3.129
Diurne, 7 j sur 7 (centres sportifs)	7	15	105	5.475
Continue, 7 j sur 7 (soins, horeca)	7	24	168	8.760
Diurne, 5 j sur 7 (PME, blanchisserie, teinturerie, consommation régulière)	5	10	50	2.607
Diurne, 7 j sur 7 (logement collectif)	7	17	119	6.205
Eclairage public	7	10	70	3.650

En divisant les consommations des différents usages électriques du secteur tertiaire par leur durée d'utilisation on peut en déduire leurs puissances moyennes.

Comme dans le cas du secteur résidentiel, nous avons défini une matrice de déplaçabilité en posant que certains usages sont non déplaçables (éclairage par exemple), déplaçables 15', 1 heure, 4 heures ou encore 15 heures.

Sous-Branches	Charges déplaçables					
	Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS
Commerce de gros et intermédiaires de commerce	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Commerce de détail (hors supermarchés)	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Supermarchés	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Horeca	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Chemin de fer	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Transport public hors SNCB	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Transport privé	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Belgacom la Poste	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Banques et assurances	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Agents immobiliers	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Services aux entreprises	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Enseign. communautés	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Enseignement officiel	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Enseignement libre	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Univ. et recherche	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Hôpitaux	NON	15'	15'	15'	NON	4h
Polycliniques	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Crèches, hébergement social	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Maisons de retraite	NON	1 h	15'	1 h	NON	4h
Piscines	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Biblioth. musées	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Autres serv. cult. ou sport.	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Tourisme	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Blanchisseries	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Autres services aux personnes	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Autres services à la collectivité	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Administration de l'Etat et de la Région	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Administrat. comm. et intercom.	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Défense nationale	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Organismes internationaux	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Sécurité sociale	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Eau	NON	1 h	15'	NON	NON	15h
Eclairage public	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h
Traitement des déchets	NON	1 h	15'	1 h	NON	15h

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.

Le Tableau 16 donne ces résultats en termes de consommation. On y observe que sur les 5 506 GWh consommés par le secteur tertiaire (haute et basse tension) en 2008, 1 908 GWh sont déplaçables suivant nos hypothèses.

		Consommations électriques [GWh]						TOTAL
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS	
"Déplaçable"	NON	2552	-	-	314	732	-	3598
	15'	-	164	619	20	-	-	804
	1 h	-	657	-	234	-	-	890
	4h	-	-	-	-	-	22	22
	15h	-	-	-	-	-	193	193
TOTAL	2552	821	619	568	732	214	5506	
TOTAL "Déplaçable"	-	821	619	254	-	214	1908	

Tableau 16 : Consommations déplaçables en HT et BT

Le Tableau 17 donne ces mêmes résultats en termes de puissances. Toujours selon nos hypothèses de calcul, 30% (446/1 492) de la puissance appelée par le secteur tertiaire sont déplaçables.

		Puissances [MW]						
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS	TOTAL
"Déplaçable"	NON	773	-	-	36	237	-	1046
	15'	-	19	71	4	-	-	93
	1 h	-	213	-	115	-	-	329
	4h	-	-	-	-	-	2	2
	15h	-	-	-	-	-	22	22
TOTAL		773	232	71	155	237	24	1492
TOTAL "Déplaçable"		-	232	71	119	-	24	446

Tableau 17 : Puissance déplaçables en HT et BT

Enfin et dans la mesure où les méthodes de gestion de la charge en haute et en basse tension seront vraisemblablement différenciées, il peut être intéressant de se limiter au secteur tertiaire raccordé en haute tension uniquement. Dans ce cas, on obtient les deux tableaux suivants qui donne globalement les mêmes ratios de consommation et de puissance déplaçables mais pour des niveaux globaux moindres (3 781 GWh de consommation globale pour le secteur tertiaire haute tension)

		Consommations électriques [GWh]						
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS	TOTAL
"Déplaçable"	NON	1655	-	-	306	529	-	2490
	15'	-	158	358	20	-	-	535
	1 h	-	457	-	159	-	-	616
	4h	-	-	-	-	-	21	21
	15h	-	-	-	-	-	119	119
TOTAL		1655	615	358	484	529	140	3781
TOTAL "Déplaçable"		-	615	358	178	-	140	1291

Tableau 18 : Consommations déplaçables en HT

		Puissances [MW]						
		Eclairage	Ventilation Condition. Air	Chaîne du froid	Pompes Circulation	Autres usages	Chauffage ECS	TOTAL
"Déplaçable"	NON	498	-	-	35	171	-	704
	15'	-	18	41	3	-	-	62
	1 h	-	148	-	80	-	-	228
	4h	-	-	-	-	-	2	2
	15h	-	-	-	-	-	14	14
TOTAL		498	166	41	118	171	16	1010
TOTAL "Déplaçable"		-	166	41	83	-	16	306

Tableau 19 : Puissance déplaçables en HT

ANNEXE 77 : RELIABLE-APPEL À PROPOSITIONS

Type	Présentation
Date	06/12/2011
Structure	Plénière
Evènement	Plénière finale
Intitulé	RELIABLE-Appel à propositions
Auteur	DGO4
Statut	Pour information

**Programme Mobilisateur
RELIABLE
Réseaux Electriques Intelligents et durABLES**

**Appel à propositions
Exercice 2011-2012**

Dates importantes	
25 novembre 2011	Lancement de l'appel à projets
24 janvier 2012 à 12 heures	Clôture des soumissions des déclarations d'intention
31 janvier 2012 à 12 heures	Clôture des demandes de réunion
29 février 2012 à 12 heures	Clôture du dépôt des formulaires de proposition détaillée
29 février 2012 à 12 heures	Clôture du dépôt des conventions de parrainage

Responsables de l'appel à propositions	
Ir. Dominique Simon Inspecteur général Secrétariat : 081/48.63.25 dominique.simon@spw.wallonie.be	Marie Schippers Directrice f.f. Secrétariat : 081/48.63.56 Marie.schippers@spw.wallonie.be
	Ir. Alain Stéphenne 1 ^{er} Attaché Secrétariat : 081/48.63.52 alain.stephenne@spw.wallonie.be

Personnes de contact	
Sara Piccirilli Attachée	Dr Ir. Gilles Tihon Attaché
Secrétariat : 081/48.63.52 recherche.debd.dqo4@spw.wallonie.be	

Il est nécessaire de lire attentivement l'ensemble du présent document avant de soumettre un projet de recherche

Sommaire

1. CONTEXTE ET OBJECTIFS	3
1.1. Contexte	3
1.2. Définition d'un réseau intelligent et durable ou « Smart grid »	4
1.3. Tendances pour le développement des « Smart Grids »	5
1.4. Objectifs	5
2. DESCRIPTION GENERALE DE L'APPEL	6
2.1. Activités de recherche éligibles	6
2.2. Axes thématiques	7
2.2.1. Gestion du réseau, intégration des parties prenantes et de l'énergie verte	7
2.2.2. Rentabilité et consommateurs	8
2.2.3. Approche sociologique	9
2.2.4. Equipementiers	9
2.2.5. Stockage de l'énergie	10
2.3. Durée de l'appel	10
2.4. Catégories de proposant éligibles	11
2.5. Critères d'éligibilité	13
2.6. Critères d'évaluation	14
2.6.1. Recherche Industrielle ou de Développement Expérimental	14
2.6.2. Recherches de Services visant à la Structuration et à la Dissémination des Connaissances	15
2.6.3. Recherches mixtes	16
2.7. Conditions de financement	16
2.7.1. Taux de soutien financier	16
3. GARANTIE DE CONFIDENTIALITE	17
4. INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES	18
5. MODALITES DE SOUMISSION	18
6. PROCEDURE DE SELECTION	19
7. CONVENTION	20

1. CONTEXTE ET OBJECTIFS

1.1. Contexte

Sur proposition de Monsieur Jean-Marc NOLLET, Ministre de la Région wallonne en charge de l'Énergie et de la Recherche, le Gouvernement wallon a approuvé le lancement du programme mobilisateur Réseaux Electriques Intelligents et durABLEs « RELIABLE », appel à projets de Recherche Industrielle, Développement Expérimental et de Recherche de Service visant à la Structuration et à la Dissémination des Connaissances.

L'un des grands enjeux de ces prochaines années est de diminuer de manière conséquente la production de gaz à effet de serre. L'une des pistes pour répondre à cet objectif est de favoriser la production d'électricité provenant de sources durables.

Les mesures politiques visant à intégrer les énergies renouvelables se sont ainsi multipliées au cours de la décennie passée. D'une part, à l'échelle européenne, le SET-Plan (Strategic Energy Technology Plan) ou plan stratégique pour les technologies énergétiques, a été créé en vue de développer les technologies à bas carbone et vise à grouper la communauté industrielle et scientifique européenne en ce sens. De plus, la directive 2009/28/CE sur la promotion des Sources d'Énergie Renouvelable se traduit pour la Belgique en l'introduction de 13% de SER en 2020 dans la consommation finale brute, aussi bien dans l'électricité et la chaleur que dans le transport. Au niveau wallon, le Gouvernement Wallon s'est fixé un objectif de tendre à 20% d'énergie de sources renouvelables dans la consommation finale d'énergie en 2020.

Le présent appel vise à soutenir les recherches portant sur le développement des réseaux électriques intelligents et durables.

Ainsi, depuis des décennies, le réseau électrique assure efficacement le transport et la distribution de l'énergie électrique. Le modèle actuel consiste essentiellement en de grosses unités de production centralisées. Cependant, afin de rencontrer une demande d'électricité sans cesse croissante et d'intégrer des systèmes de production d'énergie durable, ce réseau doit évoluer. En effet, notre réseau actuel fonctionne avec succès et constitue dès lors une base sûre pour celui de demain mais sa structure est verticale et ne permet principalement que des flux dans un sens : depuis une production principalement centralisée jusqu'àux divers consommateurs. Néanmoins, le réseau de transport est maillé et procure déjà une certaine flexibilité à exploiter.

A partir de la structure existante du réseau, l'intégration harmonieuse d'électricité décentralisée et intermittente (panneaux photovoltaïques, éoliennes,...) représente l'un des grands défis pour les années à venir.

Certaines sources d'énergies renouvelables exploitables (éoliennes, hydro-électriques, etc) se localisent dans des espaces peu densément peuplés et industrialisés, là où les réseaux sont donc peu denses et par conséquent insuffisants pour acheminer les puissances produites. La localisation, l'utilisation et le stockage d'une énergie décentralisée, variable et dépendant des conditions climatiques, nécessite de multiples recherches et adaptations de notre réseau pour qu'il conserve le degré élevé de fiabilité qui est le sien permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

1.2. Définition d'un réseau intelligent et durable ou « Smart grid »

Plusieurs définitions d'un réseau intelligent durable existent.

Selon ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas), un réseau durable est « un réseau électrique qui intègre efficacement l'aspect financier, le comportement et les actions de tous les utilisateurs qui y sont connectés (producteurs, consommateurs et ceux qui font les deux) de manière à garantir un système énergétique durable, économiquement sain avec des pertes limitées et un haut niveau de qualité, sécurité, et fiabilité d'approvisionnement ».

Selon EEGI (European Electricity Grid Initiative), initiative industrielle dans le cadre du Set Plan, un réseau peut être décrit par différents niveaux d'évolution qui montrent les axes d'actions possibles et qui mènent du réseau actuel au réseau intelligent et durable :

niveau 0 : production d'électricité centralisée, que ce soit les centrales actuelles ou de nouvelles sources renouvelables telles que les wind farms. C'est le réseau actuel.

niveau 1 : transmission pan-européenne intelligente gérée par les Gestionnaires de Réseau de Transport (GRT ou TSO en anglais) C'est le niveau géré par Elia en Belgique.

niveau 2 : réseaux de distribution avec intégration des productions locales. C'est à ce niveau que l'on intègre les petits et moyens producteurs d'énergie verte. C'est le niveau géré par les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD ou TSO en anglais).

niveau 3 : intégration intelligente : stockage, gestion de réseaux locaux, énergie renouvelable locale, ...

niveau 4 : management intelligent de l'énergie : infrastructure de gestion de l'information, ...

niveau 5 : utilisateur final intelligent : gestion active de la demande, maisons intelligentes, éducation du consommateur ; management de l'efficacité de l'utilisateur final, ...

Au vu des définitions proposées ci-avant, nous pourrions dire que le réseau actuel est pré-intelligent, puisqu'il parvient déjà à s'adapter à la situation de l'offre et de la demande et à achever les flux physiques requis. Le gestionnaire de réseau de distribution peut connaître à tout moment la charge réelle, le niveau de tension et l'équilibre entre les phases dans une zone, et ainsi prendre des actions d'optimisation. Lorsque nécessaire, des diminutions de puissance, voire des délestages sélectifs peuvent être effectués à distance. En cas de panne, il est possible d'identifier avec précision les abonnés concernés par celle-ci et de prendre les mesures adéquates.

Ces informations s'avèrent nécessaires au développement à grande échelle de la production décentralisée. Une gestion intelligente du réseau électrique alimentée par les données de consommation et de production en temps réel permettrait donc une meilleure anticipation et un meilleur ajustement de la production et de la consommation d'électricité, ce qui présenterait les avantages suivants :

- Diminution des pics de tension aux points clefs du réseau ;
- Diminution des pics de consommation ;
- Evitement des pannes dues à une surcharge ;
- Intégration des productions décentralisées variables en optimisant l'infrastructure existante.

1.3.Tendances pour le développement des « Smart Grids »

L'architecture des réseaux de demain n'est pas encore définie. On peut l'envisager de plusieurs manières :

- Une évolution vers un grand réseau intelligent pan-européen interconnecté. D'importantes unités de production provenant de l'énergie éolienne offshore, des centrales solaires (DESERTEC), du stockage hydro-électrique (Alpes) fournissent l'électricité au réseau constitué principalement de consommateurs (industries, bâtiments tertiaires et résidentiels).
- Une évolution vers une série de productions décentralisées d'électricité constituées de micro-réseaux locaux connectés au réseau principal et/ou isolés constitués de producteurs et/ou de consommateurs d'électricité.
- Une évolution intégrant un mix énergétique provenant à la fois du réseau pan-européen ainsi que des micro-réseaux locaux.

Toutes ces définitions de réseaux intelligents postulent jusqu'à présent qu'il faut délivrer toute la quantité d'électricité demandée en instantané. Pourrait-il être envisagé de tolérer des fournitures séquencées ? La fin de l'approvisionnement continu selon la demande en électricité aurait immanquablement de multiples conséquences sur la manière de concevoir la production, la fourniture et la consommation d'électricité, sur l'approche économique et commerciale, ainsi que sur l'organisation et la structure de la société.

1.4.Objectifs

Au regard des définitions proposées et des scénarii de développement des Smart Grids, quatre objectifs principaux peuvent être définis dans le cadre du programme mobilisateur « RELIABLE » :

- Atteindre les objectifs de réduction des émissions de CO2 ;
- Intégrer les énergies renouvelables ;
- Limiter les consommations ;
- Promouvoir le développement économique de la Wallonie ;
- Entretien et développer les réseaux dans des conditions économiquement acceptables

2. DESCRIPTION GENERALE DE L'APPEL

Ce programme est mis en œuvre dans le cadre du Plan Marshall 2.Vert – Axe V.5.a3 et s'inscrit aussi en soutien aux Alliances emploi/environnement actuelles et futures. Il vise à renforcer le potentiel scientifique et technique des universités, des hautes écoles, des centres de recherche et des entreprises et à le valoriser dans le tissu industriel et dans le réseau électrique wallon par le financement de projets de recherche. Ceux-ci doivent déboucher à terme sur une exploitation des résultats dans des entreprises existantes ou à fonder et dans notre réseau électrique, afin de créer de l'emploi et de la valeur ajoutée dans notre région.

Il s'agit d'assurer et de maintenir la compétitivité de nos organismes de recherche et de nos entreprises, et de leur assurer les capacités nécessaires pour répondre de manière satisfaisante à la demande des technologies énergétiques dans un marché en pleine croissance et dans un contexte international concurrentiel. Il s'agit également de maintenir la qualité de notre réseau électrique et de le rendre apte à assumer les défis énergétiques du futur, à l'entretenir et le développer dans des conditions économiquement acceptables.

Les projets s'inscriront plus particulièrement dans la philosophie de la stratégie des Gouvernements wallon et de la Fédération Wallonie-Bruxelles intitulée « Vers une politique intégrée de la recherche » dont l'Énergie est un des cinq thèmes stratégiques prioritaires.

2.1.Activités de recherche éligibles

Le projet consistera soit en une **Recherche Industrielle** soit en un **Développement Expérimental**, selon les définitions figurant dans le **décret du 3 juillet 2008** relatif au soutien de la recherche, du développement et de l'innovation en Wallonie.

Les réseaux électriques intelligents touchant des thématiques de recherches transversales, l'appel à projets sera également ouvert aux **Recherches de Service visant à la Structuration et à la Dissémination des Connaissances**. Ces recherches visent à acquérir de nouvelles connaissances et aptitudes en vue de développer ou d'entraîner une amélioration notable des outils ou des services. Ces outils et services seront destinés à des fins commerciales ou de diffusion collective. Leur commercialisation ne sera qu'un moyen parmi d'autres permettant d'assurer leur plus large dissémination. Ces outils ou services seront destinés à des fins professionnelles et/ou à des fins de vulgarisation. Ces projets pourront à titre d'exemple relever des sciences humaines, sociales et informatiques.

Si une approche transversale est nécessaire pour atteindre l'objectif principal du projet, celui-ci pourra également figurer dans deux catégories de recherche.

Ne sont pas éligibles dans le cadre de cet appel : les études, les proof of concept (mise en place à petite échelle de solution théorique sur un système existant) et les pilotes (mise en place à grande échelle de solutions validées par proof of concept).

2.2. Axes thématiques

Les thématiques de recherche portent sur le réseau intelligent dans sa globalité. On y retrouve cinq axes de recherche prioritaires :

- Gestion du réseau, intégration des parties prenantes et de l'énergie verte
- Rentabilité et consommateurs
- Approche sociologique
- Equipementiers
- Stockage de l'énergie

Des liens et des passerelles peuvent bien évidemment être faits entre ces axes thématiques.

Deux aspects devront aussi être gardés en mémoire lors de ces recherches car ils sont nécessaires à la réussite des réseaux intelligents : l'interaction entre les différents sujets et une volonté, dans la mesure du possible, de standardisation permettant l'interopérabilité entre les acteurs et les pays.

2.2.1. Gestion du réseau, intégration des parties prenantes et de l'énergie verte

L'intégration de sources d'électricité intermittentes et dispersées demande une gestion élaborée du réseau. Il faut que le gestionnaire de réseau puisse adapter à tout moment l'offre et la demande. Le réseau intelligent gère la transmission des informations nécessaires à son bon fonctionnement, il gère aussi la distribution d'électricité.

Trois concepts d'intelligence ou de « smart » sont possibles :

- « smart grid » : outil géré par le gestionnaire de réseau, il concerne l'ensemble de la société
- « smart meter » : interface commerciale entre le fournisseur et le consommateur, il met en oeuvre un lien contractuel en permettant la facturation sur base de plages horaires différenciées
- « smart home » : au niveau individuel, intégration de technologies et de services permettant de gérer les consommations et les charges des équipements électriques.

La bonne réalisation d'un réseau intelligent demande la sélection des paramètres de ces trois concepts qui lui seront nécessaires ou avantageux

Cette gestion est au cœur de la problématique et peut présenter des approches très diverses.

Exemples de thématiques possibles de recherches :

- *Gestion physique du réseau y compris en impliquant la météorologie : redondance physique des chemins de fourniture, fourniture continue, gestion des surtensions et des congestions, assurance de fourniture, synchronisation*
- *Aspects ICT : programmes informatiques de gestion, sécurisation, transfert de données. Contrôle des accès aux informations de gestion du réseau et à sa gestion elle-même, protection des données privées, défense contre les cyber-attaques, techniques de transfert d'information sécurisée*
- *Gestion des consommations en fonction des possibilités de fourniture, des prix, des besoins du réseau, monitoring extérieur, réduction des consommations - Smart homes*

- *Intégration des productions d'énergie verte locale dans les micro-réseaux et la gestion du réseau, transition vers les GRD des problématiques actuellement GRT comme les marges (réserves) possibles, optimisation de l'implantation des petites productions*
- *Outils de simulation et algorithmes de calcul pour prédire la situation, l'optimiser, en incluant la météo*
- *Potentiel de charge déplaçable grâce au stockage*
- *Ilotages, réseaux isolés*
- *Logique de marché et connaissance instantanée du coût de l'énergie*

2.2.2. Rentabilité et consommateurs

L'intégration de la production locale d'énergie dans le réseau est un énorme challenge technique, comportemental **et** économique. Par exemple, la production d'énergie renouvelable est souvent variable et fonction du climat instantané (vent ou soleil) et non pas de la demande réelle en énergie. Tous les partenaires attendent un retour sur investissement, notamment les distributeurs, les gestionnaires de réseau, les producteurs et les consommateurs. Il faudrait dès lors envisager de passer vers un autre système de rétribution, de taxation, d'encouragement fiscal (paiement, rétribution, financement économique) des producteurs / distributeurs / consommateurs. Tout effort doit être rentable (au sens économique et humain) et ceci nécessite de nouveaux modèles. Il pourrait être intéressant de favoriser la prestation de service plutôt que la fourniture d'électricité par une politique fiscale appropriée.

Il faut ensuite trouver comment amener les gens à réduire leur consommation. La variabilité des prix – fonction de l'heure de consommation – n'entraîne pas automatiquement une diminution de la consommation. L'« effet rebond » a montré dans plusieurs domaines que l'amélioration du rendement énergétique ou l'amélioration des prix risque d'entraîner au contraire une augmentation de la consommation totale.

Exemples de thématiques possibles de recherches :

- *Utilisation rationnelle de l'énergie et gestion des flux intelligents*
- *Nouveaux systèmes de tarification, économiques et législatifs ; évolution des mécanismes de financement des GRD pour opérer les choix les plus rentables*
- *Nouveaux systèmes de commercialisation et de gestion des petites productions*
- *Recherches en prévisions et analyses de l'évolution du marché de l'énergie :*
 - *Analyses prévisionnelles*
- *Outils d'évaluation des performances et d'aide à la décision, analyse du coût économique et de l'acceptation d'une sécurité moindre de l'approvisionnement électrique pour les industries et les autres consommateurs*
- *Coût sociétal d'une moindre performance de la fourniture*
- *Avantages et inconvénients par public-cible (GR-Fournisseurs-Clients) de différents modèles de marchés*

2.2.3. Approche sociologique

La compréhension du nouveau système aidera à son acceptation : il faut expliquer le système en lui-même et montrer ses avantages pour le consommateur : participation au système de gestion du réseau, choix du fournisseur, possibilité de fournir soi-même, moins de pannes, économies d'énergie et d'argent.

Les petits consommateurs n'accepteront de participer à des campagnes d'essais ou d'évaluation de nouveaux systèmes de distribution qu'à plusieurs conditions :

- Qu'ils aient le choix pour des campagnes d'essai et que leur liberté de participation soit protégée.
- Que leur vie privée soit garantie dans tous les cas. Accepter un contrôle extérieur de marche-arrêt de ses appareils en fonction des nécessités du réseau est une perte de liberté. Arrêter la climatisation ou le chauffage pour quelques jours montre à qui sait accéder à l'information que la maison est vide.

L'installation des réseaux locaux risque aussi de « fabriquer » deux types de consommateurs : les passifs et les actifs. Les fournisseurs d'électricité rattraperaient leurs diminutions de profits causées par les « actifs » en faisant payer plus les « passifs ». Ceci a une conséquence sociale : les personnes défavorisées risquent de payer leur électricité plus chère que les autres consommateurs résidentiels.

Exemples de thématiques possibles de recherches :

- Acceptabilité des contraintes
- Acceptabilité d'une « dégradation » du service
- Compréhension des enjeux
- Lien entre déplaçabilité et diminution de la consommation
- Impact socio-économique d'une catégorisation client actif, client passif
- Emulation positive

2.2.4. Equipementiers

Il faut assurer la qualité de la tension offerte au consommateur (évolution des réactances, réactances transitoires, harmoniques). L'instrumentation et les chaînes de mesure, l'électronique de puissance font aussi partie des outils des réseaux intelligents. A contrario, on peut envisager de s'adapter à des variations de tension soit en faisant évoluer les récepteurs ou en laissant ces récepteurs inchangés et en créant des équipements annexes chargés d'améliorer la qualité de la tension/du courant.

Exemples de thématiques possibles de recherches :

- Instrumentation et chaînes de mesure
- Electronique de puissance
- Réduction des pertes
- Puissance de court-circuit
- Augmentation de la capacité d'injection dans les postes de transformations
- Apports possibles du courant continu
- Solutions télécom (radio mobile, radio faible portée, M-bus, PLC)

2.2.5. Stockage de l'énergie

La production d'énergie renouvelable variable et sa distribution dans le réseau demandent d'assurer son stockage. Il existe de nouvelles possibilités d'incorporer des sources variables d'énergie. Mentionnons deux techniques envisagées à grande échelle actuellement pour le stockage local de l'énergie : sous forme chimique dans les véhicules électriques (électricité restituable) ou sous forme de réservoir thermique (application différée de l'énergie de chauffage). D'autres techniques peuvent être envisagées : hydraulique, électro-chimique (systèmes au Pb, Li, Na/S), hydrogène, dynamique, pondéral, stockage magnétique impulsif, supercapacités, volants d'inertie, air comprimé.

Exemples de thématiques possibles de recherches :

- Batteries : poids, cycle charge/décharge, ...
- Pompes à chaleur et réservoirs thermiques, application différée de l'énergie de chauffage
- Stockage chimique, électro-chimique
- Stockage hydraulique
- Stockage dynamique
- Stockage pondéral
- Stockage magnétique impulsif
- Supercapacités
- Volants d'inertie
- Air comprimé

Les projets comportant une dimension de stockage ne seront éligibles que s'ils sont couplés à au moins une des autres thématiques de cet appel.

2.3. Durée de l'appel

Les recherches proposées auront une durée maximale de **quatre ans**, dans une logique de stop and go après deux ans.

Ainsi, les financements des projets retenus seront dès le départ prévus pour leur durée totale. Cependant pour les projets ayant une durée de plus de deux ans, seule une évaluation positive de l'état d'avancement des recherches après deux ans permettra au bénéficiaire de recevoir le budget correspondant à la recherche restant à effectuer.

En cas d'évaluation négative, ce financement ne sera pas accordé.

L'évaluation se fera selon les mêmes critères et la même procédure que la sélection initiale mais les échanges pourront avoir lieu de manière électronique.

La durée de la recherche devra être justifiée par les moyens à mettre en œuvre pour atteindre l'objectif fixé.

2.4. Catégories de propositions éligibles

Pour autant qu'ils disposent d'une implantation en Wallonie, peuvent déposer une proposition, en tant que promoteur ou partenaire, dans le présent appel, les intervenants répondant aux définitions figurant dans le décret du 3 juillet 2008 relatif au soutien de la recherche, du développement et de l'innovation en Wallonie dont un résumé est repris ci-dessous :

- les "**entreprises**" : toute entreprise qui est établie en société commerciale visée par le Code des sociétés, qui, sauf indication contraire, a au moins un siège d'activités en Wallonie (extrait du décret recherche);
- les "**unités universitaires**" c'est-à-dire tout service, laboratoire, équipe ou autre entité qui dépend d'une ou plusieurs institutions universitaires organisées ou subventionnées par la Communauté française et qui ne dispose pas d'une personnalité juridique distincte de celle de ces institutions ;
- les "**unités de haute école**" c'est-à-dire tout service, laboratoire, équipe ou autre entité, disposant ou non d'une personnalité juridique distincte, qui dépend d'une ou plusieurs hautes écoles visées par le décret du Conseil de la Communauté française du 5 août 1995 fixant l'organisation générale de l'enseignement supérieur en hautes écoles ou par le décret du Conseil de la Communauté germanophone du 27 juin 2005 portant création d'une haute école autonome ;
- les "**organismes publics de recherche**" c'est-à-dire tout organisme de droit public qui a notamment pour objet de réaliser des activités de Recherche Industrielle ou de Développement Expérimental ;
- les "**centres de recherche agréés**" c'est-à-dire tout organisme qui a pour objet principal de réaliser des recherches et d'effectuer des prestations de service contribuant au développement technologique et économique de la Wallonie, qui ne répond à aucune des définitions visées aux articles 8 et 12 du décret du 3 juillet 2008 relatif au soutien de la recherche, du développement et de l'innovation en Wallonie et qui est agréé conformément à ce décret.

Conformément au décret du 3 juillet 2008 relatif au soutien de la recherche, du développement et de l'innovation en Wallonie, pourront également déposer une proposition, en tant que promoteur ou partenaire, dans le présent appel :

- Les **autres personnes morales de droit privé**, telles que par exemple les asbl, pour autant qu'elles disposent d'une implantation en Wallonie et à la condition expresse de ne pas être un organisme public (à l'exception de ceux reconnus par le décret du 3 juillet 2008).

pour les recherches de service portant sur les activités de promotion ou de vulgarisation des sciences, de la recherche et de l'innovation.
Elles seront acceptées en sous-traitance dans tous les autres cas.

Seront donc **éligibles** pour un soutien financier les consortia sous forme de partenariats, avec ou sans sous-traitance, entre deux ou plusieurs des acteurs énoncés ci-dessus.

La Sous-traitance

- La sous-traitance répond aux critères du décret du 3 juillet 2008 relatif au soutien de la recherche, du développement et de l'innovation en Wallonie :
- La sous-traitance ne pourra dépasser 25% du montant total du budget du partenaire qui octroie cette sous-traitance.
- Les universités, hautes écoles et organismes publics de recherche sont tenus de respecter la Loi du 24 décembre 1993 relative aux marchés publics et à certains marchés de travaux, de fournitures et de services. Les centres de recherche agréés qui rentrent dans le périmètre d'application de la loi sur les marchés publics sont tenus de l'appliquer.
- L'opportunité de la sous-traitance fera l'objet de l'évaluation.
- Si une entreprise souhaite accorder une sous-traitance à une unité universitaire, une unité de haute école, un organisme public de recherche ou un centre de recherche agréé, supérieure à 25% du montant global de son budget dans le projet, il est nécessaire de préciser qu'il existe des outils financiers, autres que le programme mobilisateur en objet, gérés par la DGO6, Direction Générale Opérationnelle de l'Économie, de l'Emploi et de la Recherche, Département du Développement technologique, Direction de l'Accompagnement de la Recherche.
- Pour les universités, hautes écoles, centres de recherche agréés, organismes publics de recherche, lorsqu'il y a réalisation de tâches spécifiques ou mise à disposition d'un équipement par un laboratoire/équipe/service qui ne fait pas partie des partenaires mais qui appartient à la même institution que le partenaire, la dépense afférente est considérée comme "prestation interne" et non comme "sous-traitance", et cette dépense est imputée dans la rubrique "frais de fonctionnement" du budget du partenaire.
- Aucun financement ne sera accordé par la Région pour une sous-traitance confiée à un parrain industriel ou un des partenaires du projet.**
- Rappelons encore quelques différences entre un partenariat de recherche et une sous-traitance :

Partenariat de recherche :

Chaque partenaire est soutenu financièrement par la Région en fonction de son statut (Cf. **tableau** fourni en annexe sur les taux de financement).

Chaque partenaire est propriétaire des résultats de son apport dans la recherche, un accord de coopération est signé entre les partenaires.

Sous-traitance de recherche :

Le sous-traitant est financé à 100% par le partenaire qui accorde la sous-traitance, lequel partenaire est soutenu par la Région pour l'ensemble de son budget (y compris la sous-traitance) à un taux de financement qui dépend de son statut (Cf. tableau fourni en annexe sur les taux de financement). Ainsi donc, si le partenaire est financé par la Région à un taux partiel, son sous-traitant est donc financé indirectement par la Région à ce taux partiel ; à charge pour le partenaire d'apporter le complément sur fonds propres.

Les résultats de la recherche menée par le sous-traitant appartiennent au partenaire qui octroie cette sous-traitance.

Autres remarques :

- Des **partenaires internationaux** éventuellement associés seront les bienvenus. Cependant, ils ne pourront quant à eux pas bénéficier d'un soutien financier de la Wallonie.
- Sera fourni un **accord ou une convention de partenariat** qui définit le rôle de chacun dans la recherche et contient un accord de propriété intellectuelle avant, pendant et après la recherche ainsi qu'un accord en matière de valorisation des résultats.
- La mixité au sein des consortiums est fortement encouragée.
- Si le consortium ne compte pas d'entreprises, il doit être parrainé par une ou plusieurs entreprises. Ce parrainage sera confirmé par une "**convention de parrainage**" qui définit l'intérêt des entreprises pour la Recherche Industrielle proposée. La qualité de la convention de parrainage sera déterminante dans l'évaluation des projets. Elle comprendra au minimum les informations suivantes :
 - un accord de confidentialité;
 - la désignation nominative d'un cadre scientifique de l'entreprise concernée et la description des moyens mis à la disposition de la recherche;
 - un calendrier précisant la tenue de réunions d'accompagnement.

2.5. Critères d'éligibilité

Une proposition est éligible si :

- Elle n'est pas éligible dans un appel qui serait lancé dans le cadre des pôles de compétitivité du plan Marshall 2.Vert ;
- Le promoteur et ses partenaires (hors sous-traitance) relèvent d'une catégorie clairement identifiée au point 2.4 ci-dessus;
- Le projet relève d'une compétence de la Wallonie ;
- Le projet relève d'un des axes thématiques de recherche mentionnés au point 2.2 ;
- La recherche n'a pas déjà fait l'objet d'un financement public ;
- Le projet est porté par au moins **deux acteurs en partenariat** dont un au minimum est un intervenant répondant aux définitions du décret du 3 juillet 2008 relatif au soutien de la recherche, du développement et de l'innovation en Wallonie;
- Le projet est envoyé via le service du rectorat ou les personnes responsables au sein de la haute école (directeur - président, directeur du centre de recherche associé), ou la personne autorisée au nom de l'entreprise, de l'acteur régional et déposée comme indiqué ci-dessous ;
- **L'accord de partenariat** et/ou de parrainage répond aux stipulations du point 2.4 ;
- La demande est rédigée à l'aide du formulaire adéquat. Une réponse est donnée à chacune des rubriques et sous-rubriques et les annexes demandées sont jointes au formulaire. Elle est envoyée selon les modalités définies dans le présent appel à propositions;

- l'entreprise ou l'acteur régional n'est pas en difficulté au sens des lignes directrices de l'Union européenne relatives aux aides d'Etat au sauvetage et à la restructuration d'entreprises en difficulté (Une entreprise est considérée en difficulté lorsque ni ses ressources propres ni les fonds que sont prêts à lui apporter ses propriétaires, actionnaires ou créanciers, ne lui permettent d'enrayer ses pertes et, qu'en l'absence d'une intervention extérieure des pouvoirs publics, elle sera contrainte, à court ou à moyen terme, de cesser son activité) ;
- L'(es) entreprise(s) participant au projet a (auront) une capacité d'autofinancement annuelle au moins équivalente au montant annuel de la Recherche non subsidiée pour laquelle elle(s) s'engage(nt) au moment de la signature de la convention. Si lors du dépôt du projet, elle(s) ne possède(nt) pas cette capacité, elle(s) s'engage(nt) à mettre tout en œuvre pour l'acquiescer dans un délai de deux mois à dater de la notification de la décision du jury ;
- Lors de l'introduction du dossier, l'asbl est en ordre de statuts et de bilan.

2.6. Critères d'évaluation

2.6.1. Recherche Industrielle ou de Développement Expérimental

Les projets de Recherche Industrielle ou de Développement Expérimental sont évalués selon les critères suivants :

Qualité de la proposition

- correspondance du contenu du projet avec l'appel à propositions (complémentarité des partenaires et organisation du partenariat, ...);
- adéquation du plan de travail, du budget et de l'éventuelle sous-traitance avec l'objectif du projet ;
- pertinence et clarté des réponses apportées à chacune des rubriques et sous-rubriques, qualité de la présentation et de la rédaction de la proposition.

Qualité scientifique

- excellence des partenaires et de leurs équipes respectives dans le domaine proposé en termes de publications, qualification du personnel disponible ;
- contribution de la recherche au progrès scientifique en termes d'innovation et d'acquisition de connaissances nouvelles ;

Qualité technologique du projet

- pertinence de la recherche au progrès technologique (caractère innovant) ;
- pertinence du projet par rapport aux besoins technico-économiques ;
- exhaustivité des résultats et transférabilité des résultats de la recherche (faisabilité économique et industrielle, convivialité, respect des règles de bonne pratique, ...).

Valorisation

- taille et accessibilité du marché visé (en particulier, les marchés d'export) ;
- pertinence et réalisme de la valorisation des résultats de la recherche en Wallonie
- protection des résultats et stratégie de valorisation corrélative ;
- qualité, validité et caractère équilibré (win-win) de l'accord de partenariat.
- le projet envisage-t-il la consultation des parties prenantes au sein des unités participantes et à l'extérieur (partenaires et utilisateurs) ?

Développement durable

- le projet favorise-t-il la mise sur le marché de technologies propres, de produits ou de services qui réduisent le risque environnemental et minimisent la pollution et l'utilisation des ressources et de l'énergie ?
- le projet favorise-t-il le développement social (accès au savoir, réduction des inégalités, impact sur la santé et les conditions de vie) ?
- l'environnement est-il intégré dans la gestion du processus R&D (critère de durabilité lors de l'achat de fourniture, système de certification, prise en compte des éventuels impacts négatifs) ?

2.6.2. Recherches de Services visant à la Structuration et à la Dissémination des Connaissances

Pour les recherches de service visant à la structuration et à la dissémination des connaissances, le critère de qualité technologique est remplacé par l'évaluation de la qualité du service par rapport aux enjeux sociétaux.

Qualité de la proposition

- correspondance du contenu du projet avec l'appel à propositions (complémentarité des partenaires et organisation du partenariat, ...)
- adéquation du plan de travail, du budget et de l'éventuelle sous-traitance avec l'objectif du projet
- pertinence et clarté des réponses apportées à chacune des rubriques et sous-rubriques, qualité de la présentation et de la rédaction de la proposition

Qualité scientifique

- excellence des partenaires et de leur équipe respective dans le domaine proposé en termes de publications, qualification du personnel disponible
- contribution de la recherche au progrès scientifique en termes d'innovation et d'acquisition de connaissances nouvelles

Qualité de la recherche au regard des enjeux sociétaux

- Impact du projet sur la structure sociale, politique et économique, éducative, ..., de la Wallonie
- Pertinence et caractère innovant des outils développés dans la transmission des connaissances ou de la mise en relation entre science et société

Valorisation

- taille et accessibilité du public visé
- pertinence et réalisme de la valorisation et de la dissémination des résultats de la recherche en Wallonie
- protection des résultats
- présence d'une stratégie de diffusion corrélative
- qualité, validité et caractère équilibré (win-win) de l'accord de partenariat
- le projet envisage-t-il la consultation des parties prenantes au sein des unités participantes et à l'extérieur (partenaires et utilisateurs) ?

Développement durable

- Le projet favorise-t-il la mise sur le marché de technologies propres, de produits ou de services qui réduisent le risque environnemental et minimisent la pollution et l'utilisation des ressources et de l'énergie ?
- Le projet favorise-t-il le développement social (accès au savoir, réduction des inégalités, impact sur la santé et les conditions de vie) ?
- l'environnement est-il intégré dans la gestion du processus R&D (critère de durabilité lors de l'achat de fourniture, système de certification, prise en compte des éventuels impacts négatifs) ?

2.6.3. Recherches mixtes

Si le projet couvre à la fois de la Recherche Industrielle ou du Développement Expérimental et une Recherche de Service visant à la Structuration et à la Dissémination des Connaissances, les critères 2.6.1.3, qualité technologique du projet et 2.6.2.3 qualité de la recherche au regard des enjeux sociétaux seront évalués en plus des critères de qualité de la proposition, qualité scientifique, valorisation et durabilité. Une moyenne des critères 2.6.1.3 et 2.6.2.3 sera réalisée lors de l'expertise afin de proposer de manière équivalente aux autres projets, 5 cotations.

Remarques

L'ensemble des éléments évalués devront clairement être étayés dans la proposition.

L'évaluation est faite sur base des cotes suivantes : **excellent, très bon, bon, passable, insuffisant, mauvais**. Chaque projet sera évalué par **deux experts internationaux**.

2.7. Conditions de financement

Le présent appel à propositions est doté d'un budget indicatif de 6,8 millions d'euros pour l'année budgétaire 2012, alimenté par l'allocation de base 01.12 du programme 16.41 du Plan Marshall 2.Vert.

Le montant total alloué aux projets de développement expérimental retenus sera de maximum 1,5 millions €.

2.7.1. Taux de soutien financier

- Pour la **Recherche Industrielle** et le **Développement Expérimental** : Les soutiens financiers, en fonction des catégories des demandeurs et des types de recherche proposés, sont décrits dans le décret du [3 juillet 2008](#) relatif au soutien de la recherche, du développement et de l'innovation en Wallonie.
- Pour les projets contenant en tout ou en partie de la **Recherche de Service visant à la Structuration et à la Dissémination des Connaissances** :
 - Le taux de subvention est de **100%** pour les organismes publics de recherche, les unités universitaires et les unités de hautes écoles.
 - Le taux de subvention est de **75%** pour les centres de recherche agréés.
 - Le taux de subvention est de **75%** pour les "autres personnes morales de droit privé".
 - L'entreprise partenaire du projet, dont le programme de travail ne contient que de la Recherche de Service visant à la Structuration et à la Dissémination des Connaissances, est éligible pour une subvention au taux de **75%**.
 - L'entreprise partenaire du projet, dont le programme de travail contient de la Recherche Industrielle et de la Recherche de Service visant à la Structuration et à

la Dissémination des Connaissances est éligible pour une **subvention** au taux de la Recherche Industrielle pour l'ensemble de son programme de travail.

- L'entreprise partenaire du projet, dont le programme de travail contient du Développement Expérimental et de la Recherche de Service visant à la Structuration et à la Dissémination des Connaissances est éligible pour une **subvention** ou une **avance récupérable** au taux du développement expérimental pour l'ensemble de son programme de travail.

Pour plus de détails quant aux taux de financement proposés, veuillez vous référer au tableau ci-annexé.

Les **subventions** sont appelées à couvrir la totalité des frais liés à la réalisation de la recherche conformément aux articles 16 et 61 du décret du 3 juillet 2008 relatif au soutien de la recherche, du développement et de l'innovation en Wallonie.

Il s'agit des :

- dépenses de personnel relatives aux chercheurs, techniciens et autres personnels d'appui, dans la mesure où ils sont affectés à la réalisation du projet ;
- coûts des instruments et du matériel, dans la mesure où et aussi longtemps qu'ils sont utilisés pour la réalisation du projet ; si ces instruments et ce matériel ne sont pas utilisés pendant toute leur durée de vie pour la réalisation du projet, seuls les coûts d'amortissement correspondant à la durée du projet, calculés conformément aux bonnes pratiques comptables, sont admissibles ;
- coûts de la recherche contractuelle, des connaissances techniques et des brevets achetés ou faisant l'objet de licences auprès de sources extérieures au prix du marché, lorsque la transaction est effectuée dans les conditions normales de la concurrence et qu'il n'existe aucun élément de collusion, ainsi que les coûts des services de consultants et des services équivalents utilisés exclusivement pour la réalisation du projet ;
- frais généraux additionnels supportés directement du fait de la réalisation du projet ;
- autres frais d'exploitation, notamment les coûts des matériaux, fournitures et produits similaires, supportés directement du fait de la réalisation du projet dépenses de sous-traitance.

3. GARANTIE DE CONFIDENTIALITE

Les propositions de projets sont traitées par des agents de l'Administration, des experts internationaux et par les membres du jury d'évaluation qui sont soumis à un respect strict de la confidentialité des données soit de par leur statut, soit par la signature d'un accord de confidentialité ad hoc.

Seront soumises à publication les données identifiées comme publiques dans les différents formulaires.

Dans le **formulaire de déclaration d'intention**, seule la première partie est publique et sera publiée sur notre site. La deuxième partie sera traitée dans le strict respect de la confidentialité. Pour rappel celui-ci devra être introduit pour le **09/01/2012 à 12h** au plus tard par voie électronique (recherche.debd.dgo4@spw.wallonie.be).

L'ensemble des informations (publiques ou confidentielles) du formulaire de déclaration d'intention permettra à l'Administration de gérer l'organisation logistique de l'appel à projets dans les meilleures conditions.

Le **formulaire de soumission** de la proposition complète à rendre pour le **29/02/2012** contient une annexe où il est demandé au consortium de décrire le projet en vue d'une

information à destination du grand public. Si le projet est sélectionné et financé, cette annexe sera publiée sur notre site.

4. INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES

Toutes les informations concernant ce programme mobilisateur se trouvent sur le site portail énergie <<http://energie.wallonie.be/>> (**Onglet Dossier-Recherche et Développement**) de même que les informations concernant les programmes de recherche en énergie financés précédemment.

5. MODALITES DE SOUMISSION

La procédure de soumission se déroule en deux étapes.

Une **déclaration d'intention**, sous forme de proposition succincte comprenant le résumé du projet et mentionnant de manière facultative les partenaires pressentis, devra être transmise le **24 janvier 2012 à 12 heures au plus tard**. Seules les déclarations d'intention rédigées en ligne en utilisant le formulaire disponible sur le site portail de l'énergie en Wallonie à l'adresse suivante : <http://energie.wallonie.be> seront prises en compte. Elles seront rendues publiques sur ce même portail. Cette publication confirmera la recevabilité de la demande.

Une **réunion d'information** entre des agents de la DGO4 et le promoteur du projet peut être organisée préalablement au dépôt d'une proposition. Celle-ci devra être sollicitée par courrier électronique ou par téléphone, le **31 janvier 2012 à 12 heures au plus tard**, et uniquement par l'utilisation du formulaire disponible sur le site portail de l'énergie en Région wallonne à l'adresse suivante : <http://energie.wallonie.be>

La **proposition détaillée** devra être **déposée, sous format papier et informatique, le 29 février 2012 à 12 heures au plus tard** à la DGO4 – Direction de la Promotion de l'Énergie durable, local 3DS03, troisième étage, chaussée de Liège, 140-142 à 5100 Jambes. Un accusé de réception sera fourni au porteur du dossier le jour du dépôt à l'administration.

Seules les propositions détaillées ayant fait l'objet préalablement d'une déclaration d'intention recevable et rédigées à l'aide du formulaire de soumission de proposition dûment complété, seront éligibles au présent appel.

Une version électronique des formulaires peut être obtenue en téléchargement sur le site portail de l'énergie en Région wallonne à l'adresse suivante : <<http://energie.wallonie.be>>.

La DGO4 transmettra au promoteur, par voie postale, un accusé de réception de la proposition détaillée. Cet accusé mentionnera le numéro du projet, numéro qui devra être repris dans toute correspondance ultérieure.

Après la date limite de dépôt des propositions détaillées, la DGO4 ne prendra en considération que les éléments qui lui seront communiqués en réponse à une demande dans le cadre de son travail d'instruction.

Le formulaire complété ainsi que les annexes seront déposés en trois exemplaires. Une clé USB ou un CD-ROM contenant le fichier du formulaire complété doit impérativement être joint à la proposition.

Le **convention de parainage** devra être **déposée le 29 février 2012 à 12 heures** au plus tard à la DGO4 – direction de la Promotion de l'Énergie durable, local 3DS03, troisième étage, chaussée de Liège, 140-142 à 5100 Jambes.

6. PROCEDURE DE SELECTION

L'éligibilité de chacun des projets est examinée par la DGO4 sur base des critères énoncés au point 2.5. Les projets non éligibles ne sont pas soumis à évaluation.

Chaque dossier éligible est évalué par deux experts internationaux, indépendants et compétents pour les matières traitées dans la proposition de projet. Ces experts rédigent une note d'avis sur base des critères énoncés au point 2.6 à l'attention de l'Administration. Le résultat de ces évaluations se présente sous la forme de cotations et de commentaires textuels pour chaque projet. L'Administration participe au processus d'évaluation en remettant un avis sur les projets introduits dans le cadre des appels à projets, selon les critères y fixés.

Une réunion d'harmonisation des évaluations et de pré-classement des propositions a lieu entre les Experts et l'Administration, organisée par l'Administration en ses locaux.

Ensuite, les services de la DGO4 transmettent les documents suivants au comité de sélection :

- une grille reprenant de manière synthétique l'ensemble des cotations harmonisées ;
- les expertises sous forme de commentaires textuels synthétisant les analyses réalisées et harmonisées lors de la réunion des experts et de l'Administration.

Le comité de sélection est composé comme suit :

10 représentants des organisations constitutives du Conseil de la Politique Scientifique (CPS), désignés par ce dernier :

- 4 représentants des universités
- 1 représentant des hautes écoles
- 1 représentant des centres de recherche Universités
- 2 représentants des syndicats
- 1 représentant des classes moyennes
- 1 représentant de l'UWE

Participant également au comité de sélection :

- 1 représentant du Ministre en charge de l'énergie
- 1 représentant du Ministre en charge de la recherche
- 2 représentants des milieux industriels et financiers
- 2 représentants du monde associatif
- 1 représentant de la Cwape
- 1 expert technique en réseau de distribution électrique et smart grid non impliqué dans l'un des projets analysés
- 3 représentants de la DGO4

La présidence du comité de sélection sera assurée par le Directeur Général de la DGO4 ou son représentant.

L'organisation et le secrétariat du Comité de sélection seront assurés par la DGO4.

Les experts internationaux et les agents de la DGO4 qui ont participé au processus d'évaluation, participent aux travaux et informent les membres du comité de sélection.

Le comité de sélection établira, à l'attention du Ministre en charge de l'énergie, un classement des propositions suivant les critères repris au point 2.6.

Ce classement est établi comme suit :

Les projets sont classés selon leur acceptabilité. Deux groupes de projets sont créés : le groupe comprenant les projets acceptables (c'est-à-dire ayant obtenu au moins la cote « bon » pour les cinq critères) et celui comprenant les projets non acceptables (c'est-à-dire ayant obtenu une cote « passable » au moins pour un des cinq critères).

À l'intérieur des deux groupes créés au point précédent, les projets sont ensuite classés par ordre décroissant de la valeur cumulée des cotes relatives aux cinq critères. Pour effectuer ce classement, la cote « mauvais » reçoit la valeur nulle, la cote « insuffisant » reçoit la valeur unitaire, etc.

Les projets qui ont reçu des cotes identiques pour les cinq critères sont déclarés ex æquo.

7. CONVENTION

Dès la notification du Gouvernement concernant la décision de financement des projets, la DGO4 procède à la rédaction des conventions qui lient la Région wallonne et les bénéficiaires des projets sélectionnés. Chaque convention doit pouvoir être rédigée sur base des éléments figurant dans la proposition. La signature du projet de convention par le(s) bénéficiaire(s) doit intervenir dans les meilleurs délais sous peine de perdre le bénéfice du financement. En effet, la convention doit être engagée sur le budget 2012.

**Taux de soutien financier
Partenaires d'un projet RELIABLE**

Recherche Industrielle (accompagnée ou non de RSDC¹) Subvention	Petites entreprises	Moyennes entreprises	Grandes entreprises	Universités, Hautes Ecoles, Organismes Publics de Recherche	Centres de Recherche Agréés	***Autres personnes morales de droit privé (ASBL, ONG,...)
Taux de base, excepté les cas ci-dessous <i>(pour plus de détails, cf. Décret du 3 juillet 2008 - Art. 18-19-99)</i>	70%	60%	50%	100%	75%	NA****
<u>Association</u> : au moins 2 entreprises indépendantes dont une PME (Cf. art. 18)	80%	70%	60%	100%	75%	NA
<u>Association</u> : au moins 2 entreprises indépendantes avec part de recherche en UE hors BE* (Cf. art. 19)	80%	70%	60%	100%	75%	NA
<u>Association</u> : Partenariat d'innovation technologique au niveau du projet indépendants** (Cf. art. 99)	80%	75%	65%	100%	75%	NA
Développement Expérimental (accompagné ou non de RSDC¹)	Petites entreprises	Moyennes entreprises	Grandes entreprises	Universités, Hautes Ecoles, Organismes Publics de Recherche	Centres de Recherche Agréés	***Autres personnes morales de droit privé (ASBL, ONG,...)
Subvention						
Taux de base, excepté les cas ci-dessous <i>(pour plus de détails, cf. Décret du 3 juillet 2008 - Art. 23-24-25-26-100)</i>	si JEI**** = 45 %	NA	NA	NA	75%	NA
<u>Association</u> : au moins 2 entreprises indépendantes dont une PME (Cf. art. 23)	60%	50%	40%	NA	75%	NA
<u>Association</u> : au moins 2 entreprises indépendantes avec part de recherche en UE hors BE* (Cf. art. 24)	60%	50%	40%	NA	75%	NA
<u>Association</u> : Partenariat d'innovation technologique au niveau du projet indépendants** (Cf. art. 100)	60%	50%	40%	NA	75%	NA
Avance Récupérable						
Taux de base, excepté les cas ci-dessous <i>(pour plus de détails, cf. Décret du 3 juillet 2008 - Art. 23-24-25-26-101)</i>	60%	50%	40%	NA	NA	NA
<u>Association</u> : au moins 2 entreprises indépendantes dont une PME (Cf. art. 23)	75%	65%	55%	NA	NA	NA
<u>Association</u> : au moins 2 entreprises indépendantes avec part de recherche en UE hors BE* (Cf. art. 24)	75%	65%	55%	NA	NA	NA
<u>Association</u> : Partenariat d'innovation technologique au niveau du projet indépendants** (Cf. art. 101)	75%	65%	55%	NA	NA	NA
¹ Recherche de Service visant à la structuration et la dissimulation des connaissances (RSDC) incluant ou non de la RSPV² Subvention	Petites entreprises	Moyennes entreprises	Grandes entreprises	Universités, Hautes Ecoles, Organismes Publics de Recherche	Centres de Recherche Agréés	***Autres personnes morales de droit privé (ASBL, ONG,...)
Taux	75%	75%	75%	100% (hors partie RSPV ²)	75%	NA (hors partie RSPV ²)
² Recherche de Service portant sur les activités de promotion ou de vulgarisation des sciences, de la recherche et de l'innovation (RSPV) Subvention	Petites entreprises	Moyennes entreprises	Grandes entreprises	Universités, Hautes Ecoles, Organismes Publics de Recherche	Centres de Recherche Agréés	***Autres personnes morales de droit privé (ASBL, ONG,...)
Taux	75%	75%	75%	75%	75%	75%

* Parmi cette association, doivent se trouver 2 partenaires éligibles pour un financement à RELIABLE. Un partenaire effectuant une partie de la recherche en UE hors Belgique et ne disposant pas d'un siège d'activités en Wallonie n'est pas financé dans RELIABLE, mais apporte une plus-value à (ou aux) entreprise(s) partenaire(s) wallonnes.

** Organismes de recherche = Universités, Hautes Ecoles, Organismes Publics de Recherche, Centres de Recherche Agréés

*** Autres personnes morales de droit privé (ASBL, ONG,...) que celles référencées aux art. 7 à 10 du décret du 3 juillet 2008

**** JEI = Jeune entreprise innovante - c.f. Décret du 3 juillet 2008 - Art. 9 et 25

***** NA : non applicable comme partenaire. Toute entité peut travailler en sous-traitance pour tout type de projet, suivant les nécessités.

Les données transmises dans le cadre de l'appel à projet sont-elles confidentielles ?

L'intégralité des déclarations d'intention, introduites en date du 24 janvier 2012, sera publiée sur ce site. Le contenu des propositions détaillées, que le projet soit ou non retenu dans le cadre de ce programme, sera, quant à lui, confidentiel.

Les propositions de projets complètes, déposées pour le 29 février 2012, sont traitées par des agents de l'Administration, des experts internationaux et par les membres du jury d'évaluation.

Tous sont soumis au respect strict de la confidentialité des données soit de par leur statut, soit par la signature d'un accord de confidentialité.

Le formulaire de soumission de la proposition complète à rendre pour le 29 février 2012 contient un chapitre dans lequel il est demandé au consortium de décrire le projet en vue d'une information à destination du grand public. Si le projet est sélectionné et financé, ce chapitre sera publié sur notre site.

Quels sont les thèmes de recherche autorisés ?

L'appel est ouvert à toute proposition innovante et créative portant sur un ou plusieurs des cinq grands axes suivants :

- Gestion du réseau, intégration des parties prenantes et de l'énergie verte
- Rentabilité et consommateurs
- Approche sociologique
- Equipementiers
- Stockage de l'énergie

Cependant, les projets de recherche qui seraient éligibles aux appels à projets suivants seront inéligibles au programme mobilisateur RELIABLE. Il s'agit des appels suivants :

- **Les appels lancés dans le cadre des pôles de compétitivité du plan Marshall 2.vert.** Pour toute information à ce sujet : <http://www.polesdecompetitivite.eu/>

Rappelons que pour être éligible à un appel des pôles de compétitivité, **le thème de recherche doit être éligible et le type de consortium doit être éligible**. Un consortium éligible aux pôles de compétitivité est constitué au minimum de 2 entreprises dont une PME et de 2 organismes de recherche. Si une de ces 2 conditions n'est pas remplie, la proposition n'est pas éligible aux appels des pôles, et peut donc le cas échéant être introduite dans l'appel RELIABLE. En tout état de cause, les déclarations d'intention qui seront renvoyées pour le présent appel à projets seront envoyées aux différents Pôles de Compétitivité afin de confirmer que ces projets ne sont pas éligibles dans le cadre d'un de leurs appels.

Quelle est la durée du financement octroyé par la région Wallonne en cas de sélection du projet ?

Les recherches proposées auront une durée maximale de **quatre ans**, dans une logique de stop and go après deux ans.

Ainsi, les financements des projets retenus seront dès le départ prévus pour leur durée totale. Cependant pour les projets ayant une durée de plus de deux ans, seule une évaluation positive de l'état d'avancement des recherches après deux ans permettra au bénéficiaire de recevoir le budget correspondant à la recherche restant à effectuer. Le partenariat s'engagera donc sur des résultats intermédiaires ou délivrables après 2 ans et sur lesquels portera l'évaluation intermédiaire.

En cas d'évaluation négative, ce financement ne sera pas accordé.

L'évaluation se fera selon les mêmes critères et la même procédure que la sélection initiale mais les échanges pourront avoir lieu de manière électronique.

La durée de la recherche devra être justifiée par les moyens à mettre en œuvre pour atteindre l'objectif fixé.

Quelles sont les activités de recherche éligibles ?

- Le projet consistera soit en une **Recherche industrielle** soit en un **Développement expérimental**, selon les définitions figurant dans le [décret du 3 juillet 2008](#) relatif au soutien de la recherche, du développement et de l'innovation en Wallonie.
- Les réseaux électriques intelligents touchant des thématiques de recherches transversales, l'appel à projets sera également ouvert aux **Recherches de Service visant à la Structuration et à la Dissémination des Connaissances**. Ces recherches visent à acquérir de nouvelles connaissances et aptitudes en vue de développer ou d'entraîner une amélioration notable des outils ou des services. Ces outils et services seront destinés à des fins commerciales ou de diffusion collective. Leur commercialisation ne sera qu'un moyen parmi d'autres permettant d'assurer leur plus large dissémination. Ces outils ou services seront destinés à des fins professionnelles et/ou à des fins de vulgarisation. Ces projets pourront à titre d'exemple relever des sciences humaines, sociales et informatiques.

Ces Recherches de Service visant à la **Structuration et à la Dissémination des Connaissances** pourront englober des **Recherches de Service portant sur les activités de promotion ou de vulgarisation des sciences, de la recherche et de l'innovation** selon les définitions figurant dans le [décret du 3 juillet 2008](#) - art. 110 sq., relatif au soutien de la recherche, du développement et de l'innovation en Wallonie.

- Les activités de **promotion ou de vulgarisation des sciences, de la recherche et de l'innovation** seront proposées seules ou intégrées à une **Recherche de Service visant à la Structuration et à la Dissémination des connaissances**.

Les critères d'évaluation des **Recherches de Service portant sur les activités de promotion ou de vulgarisation des sciences, de la recherche et de l'innovation** sont les mêmes que ceux des **Recherches de Service visant à la Structuration et à la Dissémination des Connaissances**. Ils seront cependant appréciés en fonction de la nature du projet.

Si une approche transversale est nécessaire pour atteindre l'objectif principal du projet, celui-ci pourra également figurer dans deux catégories de recherche, par exemple

- de la **recherche industrielle** accompagnée de **Recherches de Service visant à la Structuration et à la Dissémination des Connaissances**, englobant éventuellement des **activités de promotion ou de vulgarisation des sciences, de la recherche et de l'innovation** ;
- du développement expérimental accompagné de **Recherches de Service visant à la Structuration et à la Dissémination des Connaissances**, englobant éventuellement des **activités de promotion ou de vulgarisation des sciences, de la recherche et de l'innovation** .

Dans un souci de cohérence dans la chaîne de valorisation de la recherche, ne seront pas autorisés, les projets proposant à la fois de la **Recherche industrielle** et du **Développement expérimental**. La partie « Développement expérimental » sera proposée dans un second temps après la conclusion positive de la partie « Recherche industrielle ».

Dans le même esprit, les projets de **Recherche industrielle** ou de **Développement expérimental** accompagnés d'activités de **promotion ou de vulgarisation des sciences, de la recherche et de l'innovation** ne seront pas acceptés. Ces **activités de promotion ou de vulgarisation des sciences, de la recherche et de l'innovation** pourront faire l'objet d'une demande de financement ultérieure.

Ne sont pas éligibles dans le cadre de cet appel : les études, les proof on concept (mise en place à petite échelle de solution théorique sur un système existant) et les pilotes (mise en place à grande échelle de solutions validées par proof of concept).

Quelle part peut prendre la sous-traitance dans un projet ?

Les partenaires sont autorisés à faire effectuer des tâches en sous-traitance.

I. Rappelons toutefois que :

- Les universités, hautes écoles et organismes publics de recherche sont tenus de respecter la Loi du 24 décembre 1993 relative aux marchés publics et à certains marchés de travaux, de fournitures et de services. Les centres de recherche agréés qui rentrent dans le périmètre d'application de la loi sur les marchés publics sont tenus de l'appliquer.
- Pour ce programme mobilisateur RELABLE, la sous-traitance ne pourra dépasser 25% du montant total du budget du partenaire qui octroie cette sous-traitance.
- L'opportunité de la sous-traitance sera considérée lors de l'évaluation du projet.
- Si une entreprise souhaite accorder une sous-traitance à une unité universitaire, une unité de haute école, un organisme public de recherche ou un centre de recherche agréé, supérieur à 25% du montant global de son budget dans le projet, d'autres outils de financement sont peut-être plus adéquats. Nous vous proposons de consulter ce site : <http://recherche-technologie.wallonie.be/>
- Pour les universités, hautes écoles, centres de recherche agréés, organismes publics de recherche, lorsqu'il y a réalisation de tâches spécifiques ou mise à disposition d'un équipement par un laboratoire/équipe/service qui ne fait pas partie des partenaires mais qui appartient à la même institution que le partenaire, la dépense afférente est considérée comme "prestation interne" et non comme "sous-traitance", et cette dépense est imputée dans la rubrique "frais de fonctionnement" du budget du partenaire.
- **Aucun financement ne sera accordé par la Région pour une sous-traitance confiée à un parrain industriel ou un des partenaires du projet.**

II. Rappelons encore quelques différences entre un partenariat de recherche et une sous-traitance :

- Partenariat de recherche :
 - Chaque partenaire est soutenu financièrement par la Région en fonction de son statut (Cf. FAQ sur les taux de financement).
 - Chaque partenaire est propriétaire des résultats de son apport dans la recherche, un accord de coopération est signé entre les partenaires.
- Sous-traitance de recherche :
 - Le sous-traitant est financé à 100% par le partenaire qui accorde la sous-traitance, lequel partenaire est soutenu par la Région pour l'ensemble de son budget (y compris la sous-traitance) à un taux de financement qui dépend de son statut. Ainsi donc, si le partenaire est financé par la Région à un taux partiel, son sous-traitant est donc financé indirectement par la Région à ce taux partiel ; à charge pour le partenaire d'apporter le complément sur fonds propres.
 - Les résultats de la recherche menée par le sous-traitant appartiennent au partenaire qui octroie cette sous-traitance.

3

Quel partenaire est éligible à quelles activités ?

Pour autant qu'ils disposent d'une implantation en Wallonie, peuvent déposer une proposition de **Recherche industrielle, de Développement expérimental et de Recherches de Service portant sur les activités de promotion ou de vulgarisation des sciences, de la recherche et de l'innovation** tel que définies dans le décret du 3 juillet 2008 relatif au soutien de la recherche, du développement et de l'innovation en Wallonie, ainsi que de **Recherches de Service visant à la Structuration et à la Dissémination des connaissances**, en tant que promoteur ou partenaire, dans le présent appel, les intervenants répondant aux définitions figurant dans le décret du 3 juillet 2008 référencé ci-dessus, dont nous repreneons un résumé :

- les "**entreprises**" : toute entreprise qui est établie en société commerciale visée par le Code des sociétés, qui, sauf indication contraire, a au moins un siège d'activités en Wallonie (extrait du décret recherche);
- les "**unités universitaires**" c'est-à-dire tout service, laboratoire, équipe ou autre entité qui dépend d'une ou plusieurs institutions universitaires organisées ou subventionnées par la Communauté française et qui ne dispose pas d'une personnalité juridique distincte de celle ou ces institutions ;
- les "**unités de haute école**", c'est-à-dire tout service, laboratoire, équipe ou autre entité, disposant ou non d'une personnalité juridique distincte, qui dépend d'une ou plusieurs hautes écoles visées par le décret du Conseil de la Communauté française du 5 août 1995 fixant l'organisation générale de l'enseignement supérieur en hautes écoles ou par le décret du Conseil de la Communauté germanophone du 27 juin 2005 portant création d'une haute école autonome ;
- les "**organismes publics de recherche**", c'est-à-dire tout organisme de droit public qui a notamment pour objet de réaliser des activités de Recherche Industrielle ou de Développement Expérimental ;
- les "**centres de recherche agréés**" c'est-à-dire tout organisme qui a pour objet principal de réaliser des recherches et d'effectuer des prestations de service contribuant au développement technologique et économique de la Wallonie, qui ne répond à aucune des définitions visées aux articles 8 et 12 du décret du 3 juillet 2008 relatif au soutien de la recherche, du développement et de l'innovation en Wallonie et qui est agréé conformément à ce décret.

Conformément au décret du 3 juillet 2008 relatif au soutien de la recherche, du développement et de l'innovation en Wallonie, pourront également déposer une proposition, en tant que promoteur ou partenaire, dans le présent appel :

- Les **autres personnes morales de droit privé**, telles que par exemple les asbl, pour autant qu'elles disposent d'une implantation en Wallonie et à la condition expresse de ne pas être un organisme public (à l'exception de ceux reconnus par le décret du 3 juillet 2008)

pour les **Recherches de service portant sur les activités de promotion ou de vulgarisation des sciences, de la recherche et de l'innovation**. Ces activités seront proposées seules ou intégrées à une Recherche de Service visant à la Structuration et à la Dissémination des connaissances.

Les **autres personnes morales de droit privé** seront acceptées en sous-traitance dans tous les autres cas.

4

ANNEXE 78 : COMPTE-RENDU DES ACTIVITÉS

Type	Présentation
Date	28/06/2011
Structure	Plénière
Evènement	Plénière finale
Intitulé	Compte-rendu des activités
Auteur	CWaPE
Statut	Pour information

REDI

« Réseaux électriques durables et intelligents »

Compte-rendu des activités depuis la dernière réunion plénière

Moulins de Beez, le 6 décembre 2011

Frédéric TOUNQUET
CWaPE

Agenda

- Calendrier des groupes de travail
- Flexibilité
- Mesures envisagées
- Gestion active de la demande
- Raccordement avec accès flexible

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

Depuis la réunion plénière de juin:

- GT1 « Production décentralisée »
 - 2 réunions
 - Producteurs – Gestionnaires de réseau
 - Raccordement avec accès flexible

- GT3 « Coût-bénéfice des investissements réseau »
 - 5 réunions
 - Fournisseurs – Gestionnaires de réseau
 - Gestion active de la demande

Flexibilité

Pistes de solution pour faciliter l'intégration des productions décentralisées:

- Besoin accru de flexibilité
- Capacité du système électrique à assurer adéquation production et consommation, à maintenir la fiabilité du réseau
- Réalisable au niveau de l'injection (raccordement flexible) et du prélèvement (déplacement des charges, dispositifs de stockage)

Pas nouveau, mais contexte différent !

- Intégration accrue de productions locales et intermittentes
- Environnement libéralisé

Notion de flexibilité comprise différemment selon acteur concerné (modèle de marché)

Gestionnaire du réseau de transport :

- Veille à l'équilibre global du système, maintient la stabilité du réseau au sein de sa zone de réglage (BELUX)
- Répercute la responsabilité d'équilibre vers les parties commerciales (fournisseurs et producteurs, via responsable d'équilibre)

Fournisseur :

- Veille à l'équilibre pour les clients dont il a la charge (Balancing, rôle de responsable d'équilibre)
- Achète sur le marché de gros (Sourcing) et vend sur le marché de détail (Billing) l'énergie fournie en dégageant une marge

Gestionnaire du réseau de distribution :

- Maintient l'accès à son réseau, prévient les congestions locales
- A dimensionné son réseau pour absorber les flux, principalement de prélèvement

Focus REDI :

- Pas le balancing, ni le sourcing !
- Résolution des congestions locales dues à la production décentralisée
 - Proposer des moyens d'action efficaces à disposition du GRD (et GRTL)
 - Evaluer l'impact et la compatibilité de ces mesures sur les aspects précédents

1. Extension et renforcement du réseau

- Mesure traditionnelle
- Exploitation au plus près des limites techniques, ou schémas d'utilisation différents de ceux imaginés à la conception
- Budget d'investissement limité (GRD 200M€/an), pas exclusivement production décentralisée
- Planification lourde (terrain permis,...)
 - Besoin d'alternatives, à condition qu'elles permettent de:
 - Mobiliser un potentiel de flexibilité suffisant
 - Réaliser un optimum économique
 - Garantir un niveau de fiabilité

2. Gestion active de la demande

- Potentiel important (30 à 40% de la consommation en distribution, sur base des outils existants)
- Mise en œuvre à faible coût (outils déjà utilisés mais à d'autres fins, prévention des congestions dues au prélèvement)
- Atouts Région Wallonne:
 - 60% des ménages wallons équipés de comptages multihoraires
 - 100% reçoivent des signaux de basculement d'horaire commandés par le GRD via technologie de télécommande centralisée (TCC)
- Outil préventif

3. Raccordement avec accès flexible

- Accès inconditionnel devient flexible
- Permet le raccordement des unités de production dans zones saturées
- Possibilité pour le GR de limiter la production pour maintenir la sécurité du réseau
- Demande des producteurs de compenser le manque à gagner

4. Stockage

- Coût élevé, limitations (Contribution forum REDI)
- Sujet non prioritaire pour les participants

Gestion active de la demande – Potentiels et réalisation

1. Industrie

- 200MW de puissance interruptible actuellement
- Profils de consommation fortement hétérogènes, télé relevés
 - Difficulté de quantifier un potentiel de déplacement de charge
 - Fournisseur est l'interlocuteur privilégié
 - Mise à disposition de flexibilité par son intermédiaire (réseau de transport)

2. Tertiaire > 56kVA

Volume déplaçable (GWh)

1300 (34%)

- Relevés mensuellement, à terme, télé relevés
- Assimilables au cas précédent (via fournisseur) mais pour le réseau de distribution

3. Résidentiel et tertiaire < 56kVA

	Volume déplaçable (GWh)
Résidentiel	1200 (18%)
Tertiaire (<56kVA)	618 (36%)

- Pour les clients disposant d'applications déplaçables importantes couplées à une gestion par domotique évoluée, et désirant s'équiper d'un compteur intelligent, le fournisseur serait l'interlocuteur privilégié. Il pourrait offrir au GRD de la flexibilité, contre rémunération
- Pour tous les autres (clients dits « SLP », c'est-à-dire sans compteur intelligent) équipés de compteurs multihoraires, le GRD serait l'interlocuteur privilégié.

Éléments discutés lors de la dernière réunion plénière (juin)

Impact sur le fournisseur à évaluer et atténuer, dans le cadre du GT3 de REDI

Une action de GRD en vue de déplacer la charge de clients SLP affecte les fournisseurs:

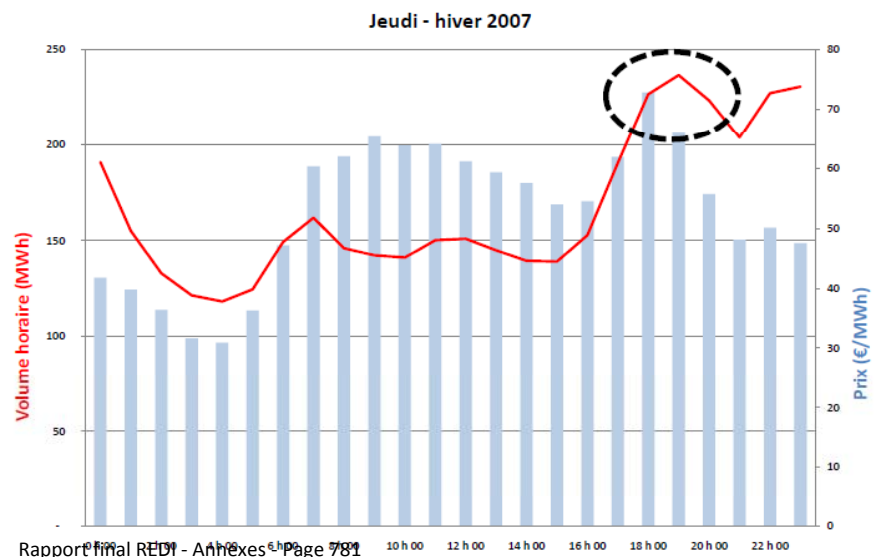
- Si le fournisseur est en mesure de prévoir l'action du GRD et son impact sur l'équilibre (résidu), il modifie ses prévisions et ses achats.
- Sinon, le fournisseur est facturé pour le déséquilibre constaté

Exemple 1) Introduction de comptages multi-horaires

GRD: Diminuer la pointe de consommation (18-19h en hiver)

Fournisseur: Achat/vente: Pointe de consommation correspond au prix d'achat max

→ Intérêts convergents



Exemple 2) Heures creuses en début d'après-midi

GRD: Compenser pic de production photovoltaïque (13-15h en été), pour éviter surtension, diminuer pertes.

Fournisseur: Achat en heures pleines et vente en heures creuses

→ Intérêts divergents !

Gestion active de la demande – Concertation

Proposition initiale CWaPE (mesure BT)

- Redéfinition des heures creuses durant l'après-midi des horaires de tous les compteurs multi-horaires
 - Répartition heures pleines/heures creuses inchangée
 - Choix des heures en concertation avec les GRD et fournisseurs pour limiter l'impact
- Réactions:
 - GRD pas convaincu de l'efficacité de la mesure (zones à risque limitées géographiquement)
 - Fournisseurs réticents vu l'impact financier négatif sur le sourcing

Sur cette base, un fournisseur a proposé que le déplacement de charge ne soit réalisé que pour des zones à risques bien identifiées, de manière ponctuelle.

- Zones à risque bien identifiées:
 - intervention technique à certains compteurs (récepteurs signaux télécommande centralisée)
 - Limite l'impact sur le sourcing de l'énergie.
- Information préalable
 - Action annoncée par le GRD permettrait d'adapter les prévisions des fournisseurs, pourvu qu'elle leur parvienne la veille avant 11h.

Proposition initiale pour la MT jugée moins problématique car la zone à risque correspond exactement à la zone où les signaux de basculement des horaires sont envoyés (300 émetteurs au niveau des postes de transformation).

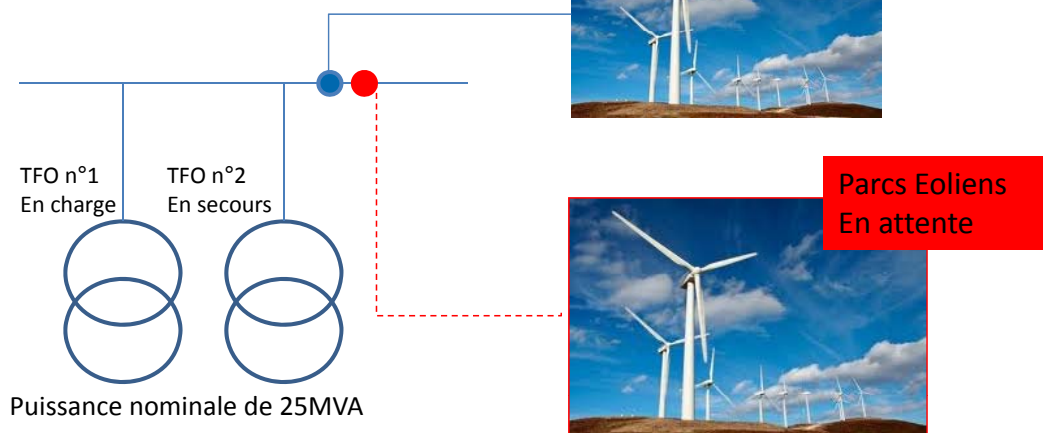
Pour concilier ces intérêts divergents et sur base des réactions des parties prenantes, la CWaPE a retenu les principes suivants:

- 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 quand et où cela est nécessaire.
- Pour éviter de provoquer un déséquilibre chez l'ARP, le gestionnaire de réseau de distribution communiquera au préalable son intention d'utiliser la gestion active de la demande.

- Rappel – étude de cas n°3 « Poste de transformation en région de Hesbaye »
- Principe du raccordement avec accès flexible
- Concertation

Raccordement avec accès flexible – étude de cas n°3

Poste de transformation (70/15 kV) en région de Hesbaye



Critère d'acceptation pour l'intégration au réseau :

Logique « N-1 »

« Assurer la sécurité du réseau, même en cas de perte d'un élément du réseau »

Producteur en attente se voit essuyer un refus pur et simple

En situation de N-1, les limites physiques du réseau (puissance d'injection du poste HT/MT) sont susceptibles d'être dépassées durant 40 heures par an.

Gestion active de la demande

Contribution utile, à titre préventif mais pas suffisante pour permettre l'intégration du poste sur base des critères traditionnels présentés ci-dessus.

Raccordement avec accès flexible – principe

Pour permettre l'intégration accrue des productions décentralisées tout en garantissant la sécurité du réseau,

- Le gestionnaire de réseau accepterait le raccordement
- À condition que l'accès puisse être limité si la sécurité du réseau l'exige
- Par l'envoi d'une consigne au producteur qui limiterait la puissance injectée

Raccordement classique avec accès inconditionnel → Raccordement avec accès flexible

Révision contrat de raccordement (SYNERGRID – CWaPE)

- Proposition initiale GR (Mars 2011)
 - Solution transitoire, dans l'attente de renforcement réseau
 - Pas de compensation au producteur
 - Enjeux technologiques (mise en œuvre progressive, étude de cas n°4 « Boucle de l'Est »)
 - Enjeux géographiques (incitant pour raccordement sur zones non saturées)
 - Quid des principes d'accès ?

Révision contrat de raccordement (SYNERGRID – CWaPE)

- Révision CWaPE (Septembre 2011)
 - De manière temporaire, pas de compensation, le temps de permettre d'opérer les améliorations de réseaux nécessaires à l'obtention d'un raccordement avec plein accès.
 - A l'échéance d'un délai prédéterminé, la poursuite de la flexibilité pourrait s'envisager (retards de réalisation, investissement déraisonnable) mais sans compromettre le business plan du producteur.

Révision contrat de raccordement (SYNERGRID – CWaPE)

- Révision CWaPE (Septembre 2011)
 - Flexibilité non compensée limitée dans le temps
 - Selon le délai de réalisation des travaux (plan d'adaptation), à partir d'un engagement du producteur (signature contrat raccordement), max 5 ans
 - Réseau: conserve l'incitant pour s'établir dans un endroit propice
 - Producteur: permet le raccordement de toute unité de production, rentable et finançable, même lorsque les capacités du réseau ne permettent pas un plein accès.
 - Dans certains cas, le régime d'accès flexible pourrait être maintenu (renforcement déraisonnable). Le mécanisme de compensation permettrait à moindre coût de compenser la perte de production, en comparaison avec le coût des investissements nécessaires.

Concertation étendue aux producteurs (REDI – GT1 « Productions décentralisées »)

- Réactions GR
 - Flexibilité nécessaire de la part de TOUS les utilisateurs du réseau pour assurer l'utilisation optimale des réseaux
 - Raccordement avec accès flexible sont utiles si:
 - Producteurs restent incités en priorité dans zones non saturées
 - Un raccordement flexible peut être permanent si investissement déraisonnable
 - Régime de compensation neutre pour le GR, risque de « gaming » à prendre en compte lors de la conception
 - Délai de 5 ans à partir de la mise en service

Concertation étendue aux producteurs (REDI – GT1 « Productions décentralisées »)

- Réactions producteurs
 - Rappel autres contraintes en vue de l'établissement d'un projet (permis, recours, financement,...)
 - Appel aux GR à anticiper les investissements face aux objectifs de production 2020
 - Régime de flexibilité à appliquer de manière non-discriminatoire, strictement limité à des motifs de sécurité réseau
 - Délai de non compensation limité à 1 an après la mise en service
 - Régime de non compensation associé à un taux de flexibilité limité (10%)
 - Compensation du manque à gagner: 2 aspects
 - Financier: certificats verts
 - Physique: énergie (déséquilibre ARP)

- Accord sur le principe mais pas de consensus !
 - Délais pour non compensation, détermination du manque à gagner, allocation de priorité)
- Meilleure compréhension réciproque des problématiques abordées
- Mise en avant des points de convergence et divergence

ANNEXE 79: ESQUISSE RAPPORT FINAL REDI

Type	Présentation
Date	06/12/2011
Structure	Plénière
Evènement	Plénière finale
Intitulé	Esquisse rapport final REDI
Auteur	CWaPE
Statut	Pour réaction

REDI

« Réseaux électriques durables et intelligents »

Esquisse du rapport final

Réunion plénière

Moulins de Beez, le 6 décembre 2011

Francis GHIGNY
Président de la CWaPE

Plan

1. Structure du rapport (et agenda)
2. Contexte et finalités
3. Vision de la CWaPE
4. Mise en œuvre au niveau des gestionnaires de réseau
5. Conclusions

Structure du rapport

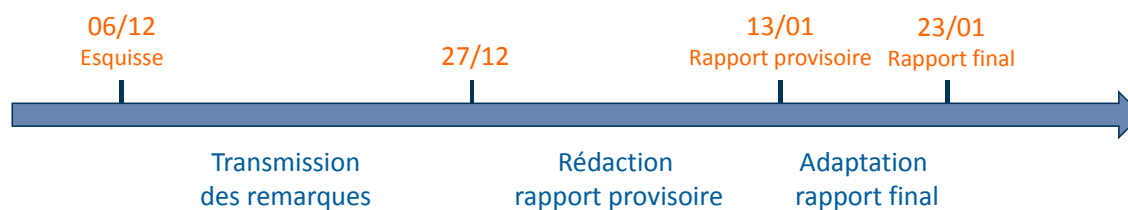
Executive summary

1. Contexte et finalités du projet REDI
2. Méthode
 - Groupes de travail/Réunions plénières/Forum de discussion
 - Echange d'arguments: chaque "métier" doit trouver sa pleine expression
3. GT1 « Productions décentralisées »
 - Compte-rendu des concertations (5 sessions)
 - Position et commentaires de la CWaPE
4. GT2 « Consommateurs finals »
 - Compte-rendu des concertations (4 sessions + rencontres bilatérales)
 - Estimation du potentiel de déplacement de charge des secteurs résidentiel et tertiaire
 - Etudes de cas: BT/trans-BT/MT/HT
 - Position et commentaires de la CWaPE sur la réalisation du potentiel de déplacement de charge:
industrie/BT > 56 kVA/BT < 56 kVA

5. GT3 « Coûts-bénéfices des investissements réseau »
 - Compte-rendu des concertations (5 sessions)
 - Position et commentaires de la CWaPE
6. Priorités en matière de développement des réseaux
 - Vision de la CWaPE
 - Mise en œuvre au niveau des gestionnaires de réseau
 - Recommandations au Gouvernement wallon
7. Conclusions
8. Annexes
9. Lexique

Agenda

- Présentation de l'esquisse: 6 décembre 2011
- Communication des commentaires de la part des acteurs du marché: jusqu'au 27 décembre 2011
- Remise du rapport final provisoire: 13 janvier 2012
- Approbation du rapport final: comité de direction du 23 janvier 2012



2. Contexte et finalités

Le groupe de réflexion a pu s'appuyer sur des législations approuvées, sur un projet d'arrêté et sur une lettre de mission:

1. Directive 2009/28/CE = directive « 20-20-20 »
2. Directive 2009/72/CE = « 3^e paquet »
3. Décret du 12 avril 2001 = « décret électricité »
4. Projet d'AGW adopté en 1^{re} lecture le 10 février 2011 = fixation des quotas de CV après 2012
5. Lettre de mission (25 octobre 2010) du Ministre en charge de l'énergie → projet REDI

1. Directive 2009/28/CE = directive « 20-20-20 »

Considérant (60)

« Un accès prioritaire et un accès garanti pour l'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables sont importants pour intégrer les sources d'énergie renouvelables (...). »

Considérant (61)

« Dans certaines circonstances, il n'est pas possible de garantir complètement le transport et la distribution d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sans altérer la fiabilité ou la sécurité du réseau. Il pourrait alors être justifié d'accorder une compensation financière à ces producteurs. (...) Dans la mesure où les objectifs fixés en vertu de la présente directive le requièrent, le raccordement des nouvelles installations d'énergie renouvelable devrait être autorisé le plus rapidement possible. (...) »

1. Directive 2009/28/CE = directive « 20-20-20 » (suite)

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 (...).

2. (...):

- 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 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. (...)

3. (...) Ces règles¹ 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 (...). Les règles peuvent prévoir différents types de connexion. »

¹: NDLR: prise en charge et partage des coûts, tels que le raccordement, le renforcement des réseaux...

2. Directive 2009/72/CE = « 3^e paquet »

Considérant (6)

« Un marché intérieur de l'électricité qui fonctionne bien devrait donner aux producteurs les incitations appropriées à l'investissement dans les nouvelles capacités de production d'énergie (... et) offrir aux consommateurs des mesures adéquates pour promouvoir une utilisation plus efficace de l'énergie (...). »

Considérant (27)

« Les États membres devraient encourager la modernisation des réseaux de distribution, par exemple en introduisant des réseaux intelligents qui devraient être mis en place de façon à encourager la production décentralisée et l'efficacité énergétique. »

Considérant (36)

« (...) les autorités de régulation (...) devraient tenir compte des coûts de réseau marginaux évités à long terme grâce à la production distribuée et aux mesures de gestion de la demande. »

Considérant (41)

« Les États membres ou, si un État membre le prévoit, l'autorité de régulation, devraient encourager le développement de contrats de fourniture interruptible. »

2. Directive 2009/72/CE = « 3^e paquet » (suite)

Article 23 - Pouvoir de décider du raccordement de nouvelles centrales électriques au 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 (...). »

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 de l'obligation d'accroître la capacité des éléments du réseau (...). »

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 (...) 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. »

3. Décret du 12 avril 2001 = « décret électricité » : art. 11, § 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 »

4. Projet d'AGW adopté en 1^{re} lecture le 10 février 2011 = fixation des quotas de CV après 2012

Le projet d'arrêté vise à atteindre 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.

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.

→ Directive 2009/28/CE: rappel:

« Dans la mesure où les objectifs fixés... le requièrent, le raccordement des nouvelles installations d'énergie renouvelable devrait être autorisé le plus rapidement possible. »

5. Lettre de mission (25 octobre 2010) du Ministre en charge de l'énergie ⇒ projet REDI

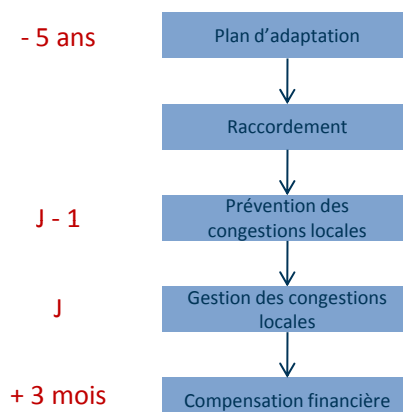
« Ce groupe de travail remettra au Gouvernement un rapport sur les priorités en matière de développement des réseaux durables et intelligents en vue d'assurer l'intégration des productions décentralisées, de limiter la consommation des clients finals, de réduire les pertes réseaux et d'améliorer l'efficacité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

→ Question: productions décentralisées:

- E-SER ?
- E-verte ?
- Toutes ?

3. Vision de la CWaPE

1. Plan d'adaptation
2. Raccordement des productions locales avec accès flexible
3. Prévention des congestions locales (ou surtensions en BT)
4. Gestion des congestions (ou surtensions en BT)
5. Compensation financière



1. Plan d'adaptation

- Il faut agir le plus tôt possible: tous d'accord, mais double point de vue:
 - producteurs: préparer (études, démarches administratives) en vue d'un renforcement du réseau en fonction des potentialités E-SER
 - GR: investir là où ce sera utile (après signature du contrat de raccordement)
- La définition par les autorités de zones prioritaires pour l'accueil de la production renouvelable permet une planification optimale du réseau.
- Une rémunération suffisante doit être assurée pour ces investissements (accord du régulateur sur les propositions tarifaires).
- Une information et une incitation doivent exister pour que les producteurs se raccordent de préférence dans les zones favorables (capacité disponible sur le réseau).

2. Raccordement des productions locales

- Principe de base: toute demande de raccordement doit être rencontrée.
 - Directive 2009/28 et 72 / Décret électricité / Projet de décret « transposition des directives »
 - E-SER, verte ou toute production ?
- Préserver la sécurité du réseau
- Raccordement avec accès flexible (GFlex)
 - Si capacité disponible: GFlex (compensé financièrement lorsque la flexibilité est activée)
 - Si capacité insuffisante: GFlex avec compensation financière différée pour un niveau de flexibilité convenu, dans l'attente du renforcement de réseau
 - Si projet « déraisonnable » : GFlex sans compensation financière

2. Raccordement des productions locales (suite)

➤ Projet « déraisonnable »

- Investissement déraisonnable sur le réseau vu le « bénéfice » du projet
⊕
- Compensation financière déraisonnable par le GR vu le « bénéfice » du projet

→ Analyse coût-bénéfice (réalisée par le GR) qui doit être approuvée par la CWaPE pour entraîner une dérogation et faire l'objet d'une motivation formelle et adéquate:

- bénéfice: financier, environnemental, sociétal, paysager, perspectives, capacité à atteindre les objectifs fixés aux niveaux wallon et européen...
- référence: système identique à l'obligation d'enfouissement des lignes HT

3. Prévention de la congestion

→ gestion active de la demande (déplacement de charge) principalement

- Règle générale: la gestion de la charge doit permettre d'optimiser le "sourcing" et, accessoirement, de lisser la courbe de charge
 - Fournisseurs et, accessoirement, GRD
 - "Heures creuses du tarif bihoraire" et "Exclusif nuit" déterminées en concertation avec les fournisseurs
- Règle particulière: la prévention d'une congestion locale (prélèvement ou injection) confère au GR une priorité d'action pour la gestion active de la demande afin d'assurer la sécurité et la fiabilité du réseau
 - Aussi dans l'intérêt du fournisseur
 - Les signaux économiques sont souvent, mais pas toujours, convergents (exemple: l'éolien)
- Préavis pour une action optimale par les GRD
 - Les GRD n'ont pas de responsabilité d'équilibre (≠ intraday)
 - Les fournisseurs seraient "pénalisés" (sourcing) par des mesures générales décidées longtemps à l'avance
 - Optimum: j - 1 avant 11h00 car 12h00 = clôture marché Belpex et 13h00 = nomination

3. Prévention de la congestion (suite)

➤ Qui envoie le signal au client (modèle de marché)?

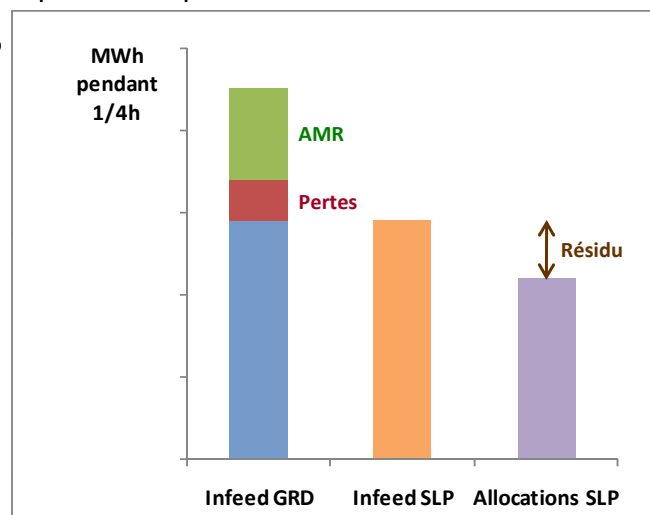
- Pour le client relevé ¼ h (télé-relève), soit progressivement tous les > 56 kVA et ceux qui feront le choix d'un compteur intelligent
 - le fournisseur: car il est directement impacté par un déplacement de la consommation
- Pour le client relevé annuellement (YMR) ou mensuellement (MMR) (clients SLP¹)
 - le GRD: heures pleines/creuses; exclusif nuit; autres

¹: SLP : Synthetic Load Profile: profil de charge basé sur des moyennes statistiques

3. Prévention de la congestion (suite)

➤ Client SLP

- Les clients YMR et MMR ont une consommation théorique par ¼ h basée sur des moyennes statistiques foisonnées de clients de même type (courbes SLP).
- Infeed SLP: consommation mesurée pour un ¼ h de tous les clients SLP d'un GRD (infeed GRD – AMR – pertes)
- Allocation SLP: consommation statistiquement répartie de tous les clients SLP
- Résidu = allocation SLP – infeed SLP



3. Prévention de la congestion *(suite)*

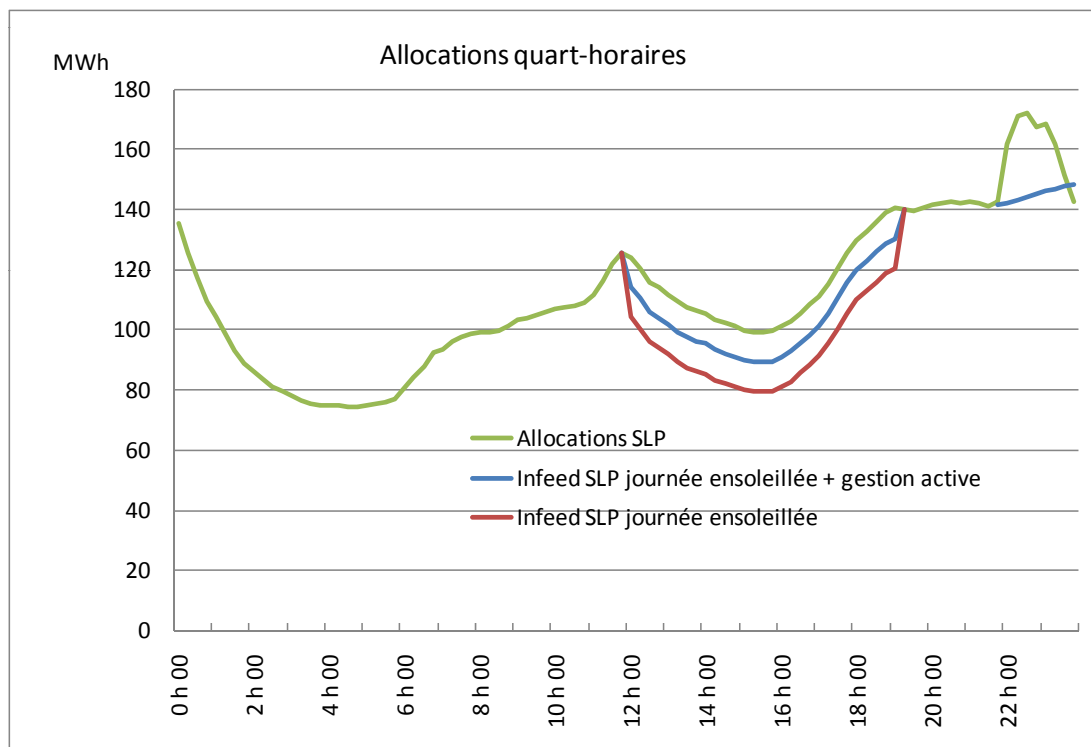
➤ Résidu

- Positif ou négatif
 - Exprimé en % de l'allocation SLP globale (réparti uniformément sur tous les clients SLP)
 - Doit donc être compensé par les fournisseurs des clients SLP
 - Dépend d'événements
 - Imprévisibles en j - 1: ne peut pas être intégrée dans la « nomination » des fournisseurs
 - Prévisibles en j - 1:
 - Stable (spécifique au GRD)
 - Evènements annoncés
 - Climat (température, soleil, vent)
 - Signaux TCC programmés la veille (nombre de clients concernés)
- Le niveau du "résidu" importe peu s'il a pu être convenablement anticipé en j - 1.

3. Prévention de la congestion *(suite)*

- Exemple: impact de l'ensoleillement sur le résidu et de la réaction du GRD:
- Les courbes SLP tiennent compte, en moyenne, de l'apport des panneaux PV.
 - Si ensoleillement important, résidu positif prévisible (niveau d'ensoleillement, puissance PV installée).
 - Si pas de soleil, résidu négatif prévisible.
 - Si le GRD décide de mettre en heures creuses les heures très ensoleillées, le résidu positif sera réduit, de façon également prévisible (nombre de clients concernés).

3. Prévention de la congestion (suite)



3. Prévention de la congestion (suite)

➤ Conclusion pour la prévention des congestions

- Le GRD peut décider de réduire les congestions un jour à l'avance en agissant sur certains clients SLP, sans compensation financière car les fournisseurs de ces clients ne sont pas spécifiquement impactés.
- Le GRD peut aussi "acheter" de la flexibilité auprès de fournisseurs (ARP ou agrégateurs). Cette flexibilité peut concerner tant les clients AMR ou équipés d'un compteur intelligent que les producteurs. Une compensation financière devra néanmoins intervenir.
- Le résultat quantitatif d'une gestion active de la demande n'est pas absolument garanti.

4. Gestion de la congestion

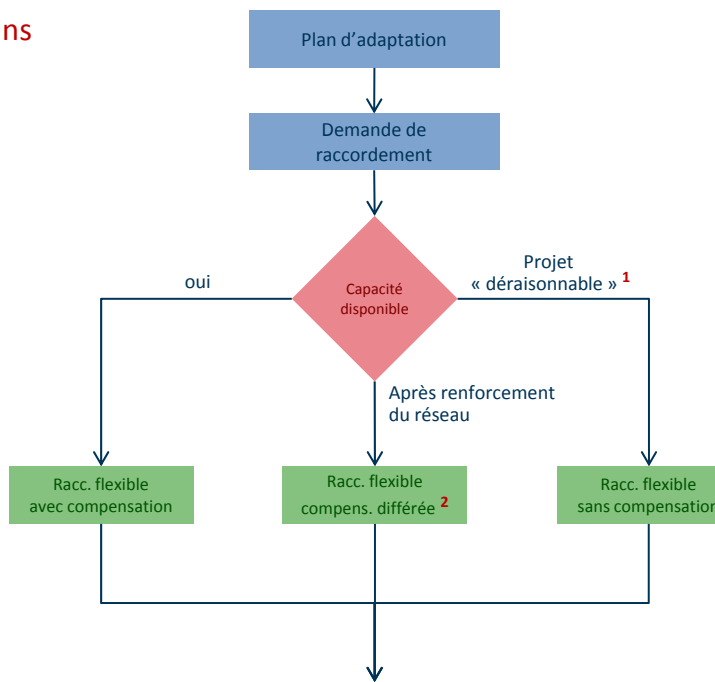
- La prévention des congestions ne garantit pas le résultat à 100%.
- La sécurité du réseau impose qu'une production puisse être réduite (à coup sûr) dans des délais connus d'avance → généralisation des accès flexibles.
- Une priorité ou une garantie d'accès à l'électricité d'origine renouvelable est garantie par la directive 2009/28/CE.
- Le gestionnaire de réseau doit organiser les autres priorités d'accès sur base économique (point de vue du GRD).

5. Compensation financière (liée à la flexibilité)

- La compensation financière est une condition nécessaire pour permettre au GRD de réaliser une optimisation économique, au bénéfice de la collectivité.
- La compensation financière doit correspondre au manque à gagner du producteur, lorsqu'il doit limiter son injection pour répondre à des contraintes du réseau, sauf dans certaines circonstances (compensation différée, projet "déraisonnable").
- La compensation financière a deux composantes:
 - la composante "énergie" qui devrait être compensée "en nature" et en temps réel pour éviter tout déséquilibre;
 - la composante "autre" qui peut être négative ou positive:
 - négatif: coût du combustible, coûts opérationnels;
 - positif: certificats verts si ceux-ci sont irrémédiablement perdus (solaire/éolien/...), ...

6. Logigramme décisionnel pour l'intégration de la production locale

- 5 ans



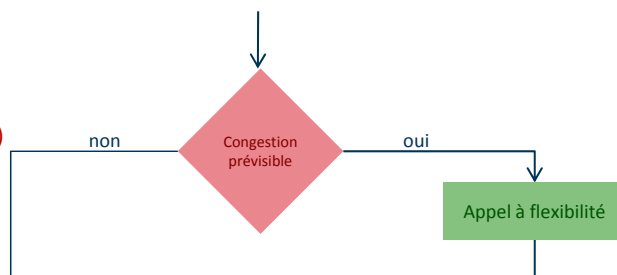
- Renforcement du réseau (prod. déc.)
- Monitoring du réseau (Smart Grid) } WACC+

1: Accord CWaPE nécessaire
2: Niveau de flexibilité et durée des travaux à justifier

- Dir. 2009/72, art. 32
- Dir. 2009/28, art. 16, 5^e
- Décret "électricité", art. 11

6. Logigramme décisionnel pour l'intégration de la production locale (suite)

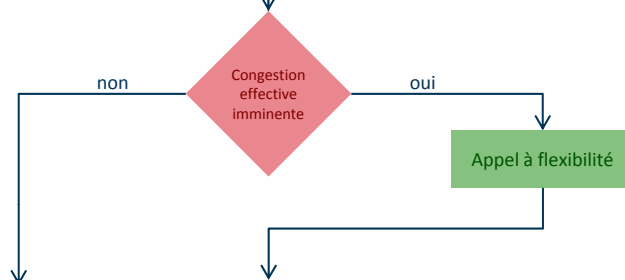
J - 1 (avant 11h00)



Sur base économique:

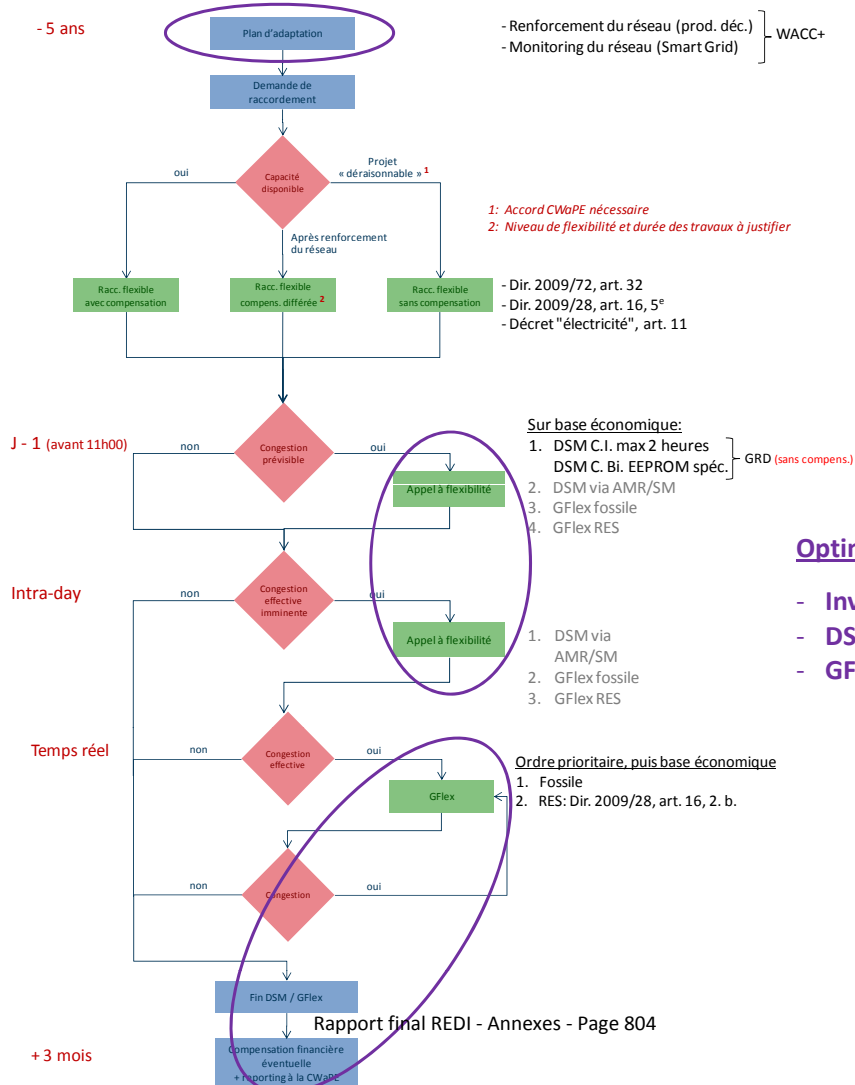
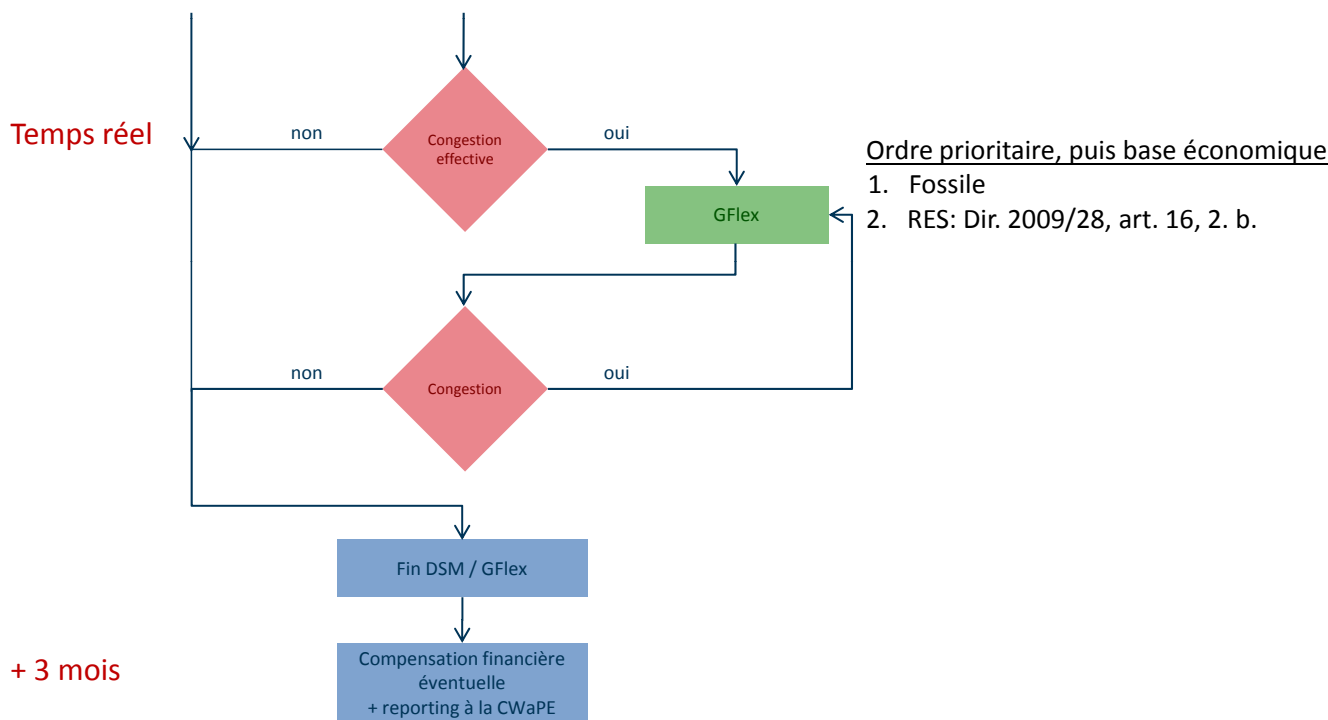
1. DSM C.I. max 2 heures
DSM C. Bi. EEPROM spéc. } GRD (sans compens.)
2. DSM via AMR/SM
3. GFlex fossile
4. GFlex RES

Intra-day



1. DSM via AMR/SM
2. GFlex fossile
3. GFlex RES

6. Logigramme décisionnel pour l'intégration de la production locale (suite)



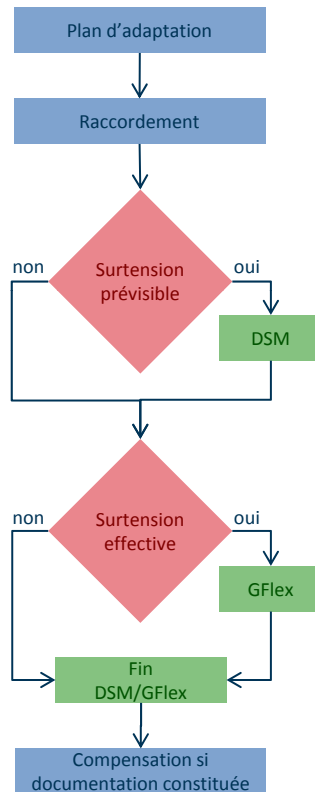
6. Logigramme décisionnel pour l'intégration de la production ≤ 10 kVA

- 5 ans

J - 1 (avant 11h00)

J

+ 1 an



- Compteur interruptible max 2h
- Compteur bihoraire avec EEPROM dédié + relais
(- Achat flexibilité chez F.: SM/AMR)

Protection surtension déclenche

Conclusions « Vision de la CWaPE »

- REDI ne dispose pas de données chiffrées absolues pour déterminer le coût des différentes solutions (fit & forget / smart grid / DSM / GFlex). Chaque situation est, en outre, particulière.
- Le logigramme permet au GRD de choisir la solution du « moindre coût » dans tous les cas de figure.
- Le GRD retrouve une mission globale d'optimisation des coûts du système tout en respectant scrupuleusement la séparation des métiers:
 - adaptation du réseau > < DSM;
 - DSM > < flexibilité compensée;
 - flexibilité compensée > < adaptation du réseau.
- Le GRD a la responsabilité et les moyens de choisir les solutions au moindre coût (au bénéfice des clients) tout en permettant tous les raccordements (au bénéfice des productions et de la concurrence) tant que les objectifs gouvernementaux ne sont pas dépassés (quota CV).

Conclusions « Vision de la CWaPE »

- La CWaPE entend:
- favoriser les investissements stratégiques nécessaires pour atteindre les objectifs définis par le Gouvernement wallon et par l'Europe;
 - intégrer la compensation financière dans les tarifs pour l'utilisation des réseaux;
 - vérifier que l'optimisation a été correctement appliquée par le GRD, notamment en utilisant sa capacité de gestion active de la demande (DSM).

4. Mise en œuvre au niveau des gestionnaires de réseau

1. Organisation et structure
2. Gestion opérationnelle du réseau
3. Actions vis-à-vis des utilisateurs
4. Chaîne des valeurs avec les autres parties du marché

→ A développer en 2012 avec les GRD en concertation avec les autres acteurs du marché

Organisation et structure

- Définition d'objectifs de performance (KPI) liés à une gestion intelligente du réseau
 - Erreur moyenne sur "résidu" prévisionnel
 - Rapport « Gestion active de la demande réalisée » / « flexibilité imposée » (%)
 - ...
- Mise en œuvre d'incitants financiers
 - Définition d'investissements "stratégiques" (Wacc+)
 - Utilisation du KPI
 - ...
- Prise de responsabilité en vue d'atteindre une optimisation des coûts
 - Réalisation de projets pilotes (observabilité réseau de distribution, chaîne de commande des raccordements avec accès flexible, déplacement de charge bihoraire)
 - Promouvoir la R&D dans les smart grid
 - Développement d'un pôle de compétence Smart grid (installateurs, secteur académique)
- Finalisation des contrats de raccordement avec accès flexible

Gestion opérationnelle du réseau

- Amélioration des capacités de monitoring et de contrôle des flux transitant sur le réseau (observabilité et contrôle au niveau des postes, dispatching)
- Mise en œuvre de la chaîne de commande des raccordements avec accès flexibles
- Adaptation des systèmes d'information et de commande (TCC, réseaux de communication, dispatching, estimateur d'état du réseau)
- Développement ou acquisition des outils de prévisions (données météo, cadastre des productions existantes, lien avec le potentiel local de déplacement de charge)

Actions vis-à-vis des utilisateurs

- Campagne de promotion et d'information sur la gestion active de la demande, avec un ciblage particulier sur les parties de réseau ayant une capacité limitée
- Promotion des comptages multi-horaires (interruptibles, bihoraires...), notamment auprès des prosumers et de ceux qui font le choix d'applications électriques déplaçables (véhicules électriques, pompes à chaleur, conditionnement d'air...)
- Promotion du déplacement de charge pour les personnes disposant d'usages flexibles (pompes à chaleur, boilers électriques, électro-mobilité...) via des tarifs réseau incitatifs

Chaîne des valeurs avec les autres parties du marché (facilitateurs de marché)

- Définition des processus de gestion active de la demande (MIG 6)
- Communication du résidu en $j - 1$:
 - infeed GRD transmis en $j + 1$ (acquis)
 - infeed SLP transmis en $j + 1$ (données non validées)
 - résidu transmis en $j + 2$ (à développer)
 - résidu estimé en $j - 1$ (à développer)
- Mécanisme d'achat de flexibilité (AMR, Smart meter, producteurs)
- Organisation pratique de la compensation financière (GFlex)
- Mise en œuvre des SLP (Synthetic Load Profile) par registre de consommation d'électricité (MIG 6) pour permettre aux fournisseurs d'adapter leur "sourcing" (achat d'électricité) à leur "billing" (électricité facturée au client final):

- Une expérience gratifiante qui aboutit à des conclusions opérationnelles:
 - susceptibles de rencontrer les objectifs quantitatifs du Gouvernement wallon... ;
 - ... au moindre coût.
- Les GRD retrouvent:
 - une "relation-client" parfaitement compatible avec les règles d'unbundling ;
 - une certaine capacité à rechercher un optimum économique intégrant les préoccupations des producteurs, des consommateurs, des fournisseurs et des gestionnaires de réseau.
- Les producteurs trouvent des règles plus transparentes et moins limitatives pour se raccorder au réseau, tout en restant financièrement incités à se raccorder là où le réseau dispose d'une capacité suffisante.
- Les fournisseurs peuvent développer une politique commerciale plus saine, grâce à la correspondance retrouvée entre le "sourcing" et le "billing" et faire une démarche spécifique vers les clients pour lesquels un compteur intelligent se justifie.
- Les clients peuvent, s'ils le désirent, devenir acteurs du marché en acceptant une gestion active de leur charge, avec différents niveaux de sophistication.

Merci à tous... pour la « smart attitude » !

<http://www.cwape.be/redi>

ANNEXE 80: RÉACTIONS AUX COMMENTAIRES

Type	
Date	27/12/2011
Structure	Réunion plénière
Evènement	
Intitulé	
Auteur	SYNERGRID
Statut	Position officielle

Belgrade, le 4 janvier 2012

V/réf.: FdL/pm/12/2011

N/réf.: 080523/252.07/D.Tech.Elec./FG/AV/acso/ 043151

Monsieur de LICHTERVELDE,

**Objet: Commentaires de SYNERGRID sur le document « REDI - Esquisse du rapport final »
présenté lors de la réunion plénière finale de REDI le 6 décembre 2011**

Nous avons bien reçu votre courrier daté du 23 décembre 2011 relatif au document « REDI - Esquisse du rapport final » et nous vous remercions pour cette contribution approfondie.

Nous intégrerons plusieurs de vos préoccupations, que nous considérons comme pertinentes et légitimes, dans la version finalisée du rapport final de REDI.

Certaines observations, par contre, ne nous paraissent pas fondées et nous les passons en revue ci-après.

Remarque préliminaire sur les aspects « modèle de marché »

Contrairement à ce que vous écrivez, la CWaPE a veillé à ne pas modifier le modèle de marché. Aucune responsabilité d'équilibre n'est attribuée au GRD, comme cela a été souvent rappelé dans les différents groupes de travail REDI. C'est précisément pour cette raison qu'il n'a pas été prévu que les GRD puissent avoir une action sur la gestion de la demande dans la période suivant les nominations.

Vers des investissements soutenables et raisonnables dans le réseau

- Vous faites référence à des demandes du Ministre qui ne nous sont pas connues. Pourtant, la CWaPE a pratiqué une transparence maximale en communiquant la lettre de mission du Ministre. Vous y lirez notamment que le Ministre demande « *un rapport sur les priorités en matière de développement des réseaux durables et intelligents en vue (...) d'améliorer l'efficacité et le rapport coût-bénéfice des investissements "réseaux" »*.

Le GT1 de REDI a quantifié les "bénéfices" escomptés en termes de développement des productions "vertes" et le GT3 a développé un logigramme décisionnel permettant d'atteindre ce "bénéfice" au meilleur coût, ce qui conduit à améliorer le rapport coût-bénéfice des investissements réseaux, comme demandé dans la lettre de mission du Ministre. Les arbitrages sont laissés aux bons soins des GR, les seuls qui ont à leur disposition toutes les données techniques et économiques spécifiques. Si REDI n'a pas été en mesure de quantifier les coûts en valeur absolue, c'est parce que les GR n'ont pas communiqué ces valeurs.

Nous avons appris que des études "Smart Grid" étaient en cours chez les GRD et nous disposerons donc vraisemblablement de davantage de données chiffrées en 2012. Mais nous savons aussi qu'il s'agira de données moyennes, ne permettant pas d'arbitrages particuliers ou généraux, tant les situations réelles sont spécifiques et particulières. Ni REDI, ni la CWaPE ne souhaitent se substituer aux GR pour déterminer les investissements réseaux à réaliser prioritairement afin d'optimiser le rapport coût-bénéfice susmentionné. Mais ils peuvent créer le cadre permettant aux GR de procéder aux arbitrages les plus efficaces. Des indicateurs de performance devraient permettre au régulateur de vérifier que l'optimisation économique a été correctement appliquée.

- Concernant les projets déraisonnables, la CWaPE motivera dûment toute décision de façon à rapidement créer la jurisprudence qui permettra aux différents acteurs de prendre connaissance de bases de référence transparentes.

L'analyse coût-bénéfice demandée au GR qui suspecte le caractère déraisonnable d'un projet peut se baser uniquement sur des critères économiques. La CWaPE complétera cette analyse, le cas échéant, par des considérations autres (environnementales, perspectives futures...) qui permettraient éventuellement de trouver d'autres bénéfices "non économiques" au projet, justifiant sa réalisation.

Prosumers : SLP et résidus

- SYNERGRID écrit : « (...) les courbes SLP actuelles ne reflètent pas fidèlement l'impact moyen de la production PV ». Nous considérons que les GR sont responsables de l'échantillon qu'ils choisissent et du type de mesure récolté. S'ils ne conviennent plus au parc actuel des clients SLP, la CWaPE s'attend à ce qu'ils prennent les mesures correctrices.
- « La proposition de la CWaPE consistant à stimuler les demandes pendant les périodes ensoleillées (...) » n'avait pas comme objectif de réduire le résidu mais bien de réduire les surtensions ! La prévisibilité du résidu a fait l'objet d'autres discussions en REDI.

En vous remerciant encore pour votre contribution, nous vous prions de croire, Monsieur de LICHTERVELDE, à l'assurance de nos sentiments distingués.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'F. Ghigny', with a long horizontal flourish extending to the right.

Francis GHIGNY
Président

ANNEXE 81: RÉACTIONS AUX COMMENTAIRES

Type	
Date	27/12/2011
Structure	Réunion plénière
Evènement	
Intitulé	
Auteur	SYNERGRID
Statut	Position officielle

CWaPE
Monsieur Francis Ghigny
Président
Avenue Gouverneur Bovesse 103-106

5100 Jambes

Votre correspondant	Vos références	Nos références	Date
 : 02 383 02 43 Bruno Gouverneur		FdL/pm/12/2011	23.12.2011

Monsieur le Président,

Suite à la dernière réunion plénière du groupe REDI du 6 décembre dernier, veuillez trouver en annexe les commentaires de Synergrid sur le document « Esquisse du rapport final » et plus spécifiquement sur le chapitre « Vision de la CWaPE ».

Nous sommes à votre disposition pour apporter tout éclaircissement.

Nous profitons de la présente pour vous présenter nos meilleurs vœux pour l'année 2012.

Veuillez recevoir, Monsieur le Président, l'expression de notre considération distinguée.



Ferdinand de Lichtervelde
Secrétaire Général

Commentaires sur le document « Esquisse Rapport Final REDI » présenté le 6 décembre 2011

L'ensemble des Gestionnaires de réseau (GR) remercie la CWaPE pour la coordination et l'animation des réunions REDI, qui ont donné lieu à des échanges constructifs et ont permis de dégager certaines pistes de solution intéressantes.

La présente note contient les remarques de Synergrid sur l'esquisse du rapport final présentée le 6 décembre par la CWaPE.

Remarque préliminaire sur les aspects « modèle de marché »

Synergrid constate que certaines propositions de la CWaPE tendent à modifier le rôle des GR dans le marché, notamment en leur attribuant une responsabilité au niveau de la gestion de la demande et de l'équilibre. Or, ces éléments n'ont pas été suffisamment exposés et débattus au cours des travaux REDI ; les conclusions de ce trajet de réflexion ne devraient donc pas impacter le modèle de marché.

Il nous semble par ailleurs que la remise en question des rôles respectifs des acteurs de marché dépasse le cadre de REDI. Les réflexions sur l'évolution du modèle de marché fédéral sont en cours, notamment dans le cadre de la plate-forme ATRIAS. Sans préjuger des conclusions qui seront tirées de ces réflexions, les GR sont d'avis qu'ils n'ont pas à se substituer aux autres acteurs de marché (ARP, fournisseurs) dans la gestion de la demande ou de l'équilibre des flux, à l'exception des situations d'urgence au niveau de la sécurité du réseau.

La présente note n'aborde pas par conséquent plus avant les propositions de la CWaPE relatives au modèle de marché.

Vers des investissements soutenables et raisonnables dans le réseau

La CWaPE admet que l'analyse coûts-bénéfices des investissements « réseaux » n'a pu être approfondie en REDI mais qu'elle faisait partie de la lettre de mission reçue du Ministre.

Les GR comprennent que le Ministre entend développer l'intégration des productions décentralisées dans les réseaux de manière financièrement durable et soutenable pour la collectivité en maximisant les possibilités des réseaux actuels.

Différentes pistes discutées et développées en REDI répondent à ces objectifs. Les GR s'en réjouissent et soutiennent donc les principes énoncés par la CWaPE à ce propos (zones prioritaires pour les futurs investissements, wacc+, incitation des producteurs à s'établir dans les zones favorables). Il sera toutefois nécessaire d'affiner les détails de cette vision, par exemple sur le point de départ du délai requis pour le renforcement du réseau, le nombre d'années sans compensation, la manière de déterminer l'énergie perdue lors de la réduction/délestage... Les GR sont bien entendu prêts à aider la CWaPE pour ce faire.

Par ailleurs, la CWaPE précise que les GR ne sont pas obligés de réaliser des investissements 'déraisonnables', sous réserve de son approbation motivée. Les GR ne peuvent que soutenir ce point de vue. Toutefois les critères d'appréciation du caractère déraisonnable d'un investissement ne sont pas très précis. La définition et la publication d'une liste (au minimum indicative et non exhaustive) de critères d'appréciation permettraient à tous les acteurs (tant les gestionnaires, que les

producteurs) de pouvoir mieux estimer les besoins en investissements sur des bases connues et transparentes. Les GR se tiennent à disposition de la CWaPE pour réfléchir à l'élaboration de ces critères, qui pourraient se baser notamment sur leur expérience en matière d'arbitrage des projets d'investissements, lors de la réalisation des plans d'adaptation.

Par contre, les GR ne comprennent pas le caractère cumulatif des 2 critères proposés pour démontrer qu'un projet d'investissement serait déraisonnable. Dans la pratique il sera sans doute exceptionnel de pouvoir prouver que l'investissement dans le réseau est déraisonnable et qu'en même temps la compensation financière à payer serait déraisonnable au regard du bénéfice du projet.

In fine, une application stricte du logigramme proposé par la CWaPE pourrait amener à considérer tous les projets comme 'raisonnables' et par conséquent à renforcer systématiquement le réseau pour chaque projet situé dans une zone congestionnée du réseau. Nous pensons plutôt que les critères d'appréciation d'un projet déraisonnable d'un producteur devraient se baser sur l'une ou l'autre des conditions énoncées en tenant compte, au final, de l'analyse des coûts que l'adaptation du réseau génère globalement, mais aussi cumulativement avec d'autres projets en cours, pour la collectivité.

Compensation financière des producteurs interrompus

Selon la CWaPE la compensation financière des producteurs interrompus est une condition nécessaire pour permettre aux GR de faire un choix proche de l'optimum économique au bénéfice de la collectivité. Les GR notent avec satisfaction que la CWaPE se prononce clairement pour l'intégration de ce coût dans les tarifs réseaux. Il conviendra de fixer explicitement ce principe dans la législation (via une OSP spécifique dans le décret électricité en cours d'adaptation).

Quant à l'étendue de la compensation éventuelle et au mode de compensation, les GR émettent de nettes réserves. Ils renvoient, pour plus de détails, aux développements contenus dans le courrier adressé par Synergrid à la CWaPE le 7 novembre 2011. Il reviendra probablement à l'autorité politique de se prononcer sur cette question.

Concernant plus spécifiquement les petites installations (≤ 10 kVA) raccordées en basse tension, les GR rappellent que ce n'est pas parce que la protection en surtension du producteur déclenche qu'il y a nécessairement une surtension au niveau du point de raccordement (au sens de la norme EN 50160). D'autres raisons peuvent être à l'origine de ces déclenchements (conception de l'installation électrique, paramétrage inapproprié de l'onduleur). Il conviendra que le dossier documenté à introduire en vue de percevoir une éventuelle compensation financière apporte la preuve d'une surtension au niveau du point de raccordement (par exemple, via les fonctions 'smart grid' éventuellement intégrées à un smart meter, si le prosumer en est équipé).

Gestion active de la demande via TCC

La CWaPE semble faire l'hypothèse que la TCC est un outil fort flexible, notamment au niveau de son paramétrage et de la fréquence des signaux pouvant être envoyés. Or la TCC n'est pas techniquement adaptée pour réaliser un adressage spécifique ni pour réaliser des émissions à fréquence soutenue. De plus, il existe de nombreuses générations de cellules TCC sur le réseau, présentant des caractéristiques différentes.

Prosumers : SLP et Résidus

L'hypothèse de la CWaPE selon laquelle les courbes SLP tiendraient compte, en moyenne, de l'apport des panneaux PV, est incorrecte. En effet, l'échantillon de clients disposant d'un compteur SLP n'inclut que quelques cas avec PV. La proportion de ces clients dans l'échantillon des clients

SLP est nettement inférieure à la réalité. De plus, lorsque l'installation de comptage est à simple sens, des valeurs nulles sont lues pour les quarts d'heure à refoulement vers le réseau.

Par conséquent, les courbes SLP actuelles ne reflètent pas fidèlement l'impact moyen de la production PV. Et elles sont évidemment encore moins représentatives du comportement des Prosumers eux-mêmes, vu du réseau.

La croissance continue des petites installations PV entraîne la détérioration progressive du résidu pendant les périodes ensoleillées. La proposition de la CWaPE consistant à stimuler la demande pendant les périodes ensoleillées n'aurait toutefois pas d'effet bénéfique sur le résidu global. En effet, cette gestion de la demande n'entraînerait qu'un déplacement temporel de la charge et donc du résidu lui-même, qui resterait globalement au même niveau.

Il convient donc de trouver une solution à cette détérioration des résidus qui ne fait que s'amplifier. Les GR sont d'avis que les SLP ne sont pas un outil adapté pour la prise en compte de la production PV dans les processus d'allocation. Une télé-relève de la production de chaque prosumer par quart d'heure paraît nettement plus appropriée et présente, par ailleurs, bien d'autres avantages (notamment pour la gestion et le calcul des CV).

ANNEXE 82: POSITION DE LA FEBEG ET D'EDORA

Type	
Date	13/12/2011
Structure	Réunion plénière
Evènement	
Intitulé	
Auteur	FEBEG/EDORA
Statut	Position officielle



Madame Noémie LAUMONT
Secrétaire générale
EDORA
rue Royale 35
1000 BRUXELLES

Monsieur Jan HERREMANS
Directeur général
FEBEG
Galerie Ravenstein 3 bte 9
1000 BRUXELLES

Belgrade, le 4 janvier 2012

V/réf.: - Courriel de Noémie LAUMONT du 26 décembre 2011 (avec 2 pièces jointes)
- Courriel de Vincent DEBLOCQ du 27 décembre 2011 (avec 2 pièces jointes)
N/réf.: 252.07/D.Tech.Elec./FG/AV/acso/

043150

Madame LAUMONT,
Monsieur HERREMANS,

**Objet: - Commentaires d'EDORA et de la FEBEG sur le document « REDI - Esquisse du rapport final » présenté lors de la réunion plénière finale de REDI le 6 décembre 2011
- Principes de mise en œuvre des accès flexibles des unités de production décentralisées**

Nous vous remercions pour vos différentes contributions bien argumentées suite à la présentation de l'esquisse du rapport final de REDI.

Nous constatons avec plaisir que vous vous inscrivez positivement dans la démarche initiée au sein de REDI et que vous acceptez certaines étapes intermédiaires ou provisoires qui permettront d'accepter davantage de productions décentralisées, même sans attendre le réseau "plaque de cuivre" idéal et les systèmes de comptage sophistiqués. Ce commentaire positif concerne aussi les observations de la FEBEG relatives au "Demand Side Management" par le GRD.

Vous insistez néanmoins à juste titre sur la nécessité de renforcer le réseau en vue de limiter au maximum toutes les contraintes de flexibilité. Nous pensons également que la flexibilité n'est pas une fin en soi mais qu'elle peut être un moyen de rendre les nouvelles unités de production plus rapidement opérationnelles.

Nous pouvons vous confirmer que l'intention de la CWaPE est bien de limiter aux situations exceptionnelles le statut de "projet déraisonnable" n'ouvrant pas la voie à une compensation financière en cas de flexibilité exigée. Contrairement à ce que vous écrivez, ce n'est pas le GR qui pourra prévoir un accès flexible sans indemnité (voie 3 du premier arbre décisionnel) mais bien la CWaPE qui devra accepter cet état sur base d'une étude coût-bénéfice. La CWaPE motivera dûment sa décision de façon à créer la nécessaire jurisprudence.

Nouvelle adresse:

route de Louvain-la-Neuve 4 bte 12, 5001 Namur (Belgique) **Annexes Page 8/19** 081 33 08 11 www.cwape.be

Enfin, votre demande de limiter l'injection non compensée durant une période limitée à maximum 10% de l'énergie productible ne peut pas être relayée. Ce faisant, l'augmentation de la puissance installée d'injection en un point du réseau qui aurait une capacité d'accueil nettement insuffisante ne serait pas découragée. De plus, cette 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 GR, ce qui n'est pas notre volonté ni certainement la vôtre.

Pour tous les autres points, nous actons vos prises de position et les relayons au travers de notre rapport REDI.

Nous restons à votre disposition pour prolonger cet échange si vous le jugez nécessaire. Sachez déjà que des rencontres multilatérales pour assurer le suivi de REDI seront programmées dès le mois de mars 2012.

En vous remerciant encore pour vos contributions, nous vous prions de croire, Madame LAUMONT, Monsieur HERREMANS, à l'assurance de nos sentiments distingués.



Francis GHIGNY
Président

ANNEXE 83: POSITION DE LA FEBEG ET D'EDORA

Type	
Date	13/12/2011
Structure	Réunion plénière
Evènement	
Intitulé	
Auteur	FEBEG/EDORA
Statut	Position officielle

Principes et modalités de mise en œuvre des accès flexibles des unités de production décentralisées : Position de la FEBEG et d'EDORA

13.12.2011

La présente note a pour objectif de synthétiser la position conjointe des entreprises membres de la FEBEG et d'EDORA quant aux principes de mise en œuvre des accès flexibles des unités de production décentralisées en Région wallonne, tels que notamment discutés dans le cadre du Projet REDI.

I. Position générale

Pour la FEBEG et EDORA, sur base des différentes dispositions européennes en la matière, un gestionnaire de réseau ne peut pas refuser le raccordement d'une nouvelle installation de production pour des raisons de capacité ou de coûts (art.23 Directive 2009/72).

Il revient légalement aux gestionnaires de réseau de développer et gérer leurs réseaux afin de garantir (à terme) une capacité suffisante pour répondre à des demandes légitimes de distribution et de transport dans des conditions économiquement raisonnables (art. 12 et 25 Directive 2009/72). Par ailleurs, pour les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables, il leur revient de surcroît de *garantir* l'accès (ou de prévoir un accès *prioritaire*), sous réserve uniquement de fiabilité et de sécurité du réseau (art. 16 Directive 28).

Tout refus de raccordement serait contraire aux Directives. Des limitations d'injection auraient non seulement d'importantes répercussions négatives sur la rentabilité des projets concernés et mettraient par conséquent à mal le développement de la production d'électricité décentralisée (notamment l'électricité verte) en Région wallonne, et poseraient de surcroît d'importantes questions de discrimination entre producteurs, au vu de ces deux Directives.

La flexibilité doit être à ce titre considérée comme un service rendu au réseau, en vue de lui permettre de planifier au mieux ses investissements.

Le principe d'accès flexible non rémunéré/compensé ne peut toutefois pas être accepté, et ce, pour différentes raisons :

- découragement de nouveaux investissements en production ;
- absence d'incentives pour le gestionnaire de réseau pour investir dans son réseau ;
- traitement discriminatoire entre producteurs ;
- incertitude et manque de recettes pour les producteurs concernés.

Si le gestionnaire de réseau ne peut pas offrir à certains moments une capacité d'injection suffisante pour toutes les installations de production, il doit faire appel au marché (inviter les producteurs locaux à limiter temporairement leur injection ou inciter les consommateurs à augmenter leur prélèvement) afin d'éliminer la congestion sur son réseau. Cette intervention

du gestionnaire de réseau doit se faire suivant les règles du marché et moyennant compensation adéquate :

- cette compensation doit stimuler le gestionnaire de réseau à réaliser les investissements nécessaires ;
- elle doit correctement compenser les opérateurs de marché qui investissent dans des moyens de production et/ou de demande flexibles et qui adaptent leur comportement (production/consommation) en fonction de ce prix signal ;
- l'énergie non injectée doit être physiquement compensée en temps réel afin d'éviter tout impact sur les ARP et des calculs complexes à posteriori basés sur les données quart-horaires.
- la compensation financière pour les producteurs doit en outre intégrer la valeur des certificats verts non produits, diminuée du coût éventuel du combustible économisé ;

Ceci étant posé, EDORA et la FEBEG sont d'avis que le principe de flexibilité rémunérée devrait être appliqué à l'ensemble des productions, sur base volontaire pour les installations existantes, afin d'éviter toute discrimination entre producteurs, et permettre une réelle priorisation de l'électricité verte.

II. Dérogation exceptionnelle

Les producteurs membres de la FEBEG et d'EDORA sont disposés à accepter une dérogation exceptionnelle aux principes de base en prévoyant la possibilité de recourir à un mécanisme de flexibilité partiellement non compensée, dite période de 'franchise', à condition que les critères suivants soient respectés :

- l'accès flexible non compensé doit être une mesure exceptionnelle et transitoire en vue de réaliser les investissements nécessaires au niveau des réseaux permettant d'offrir un accès ferme (inconditionnel);
- l'accès flexible ne peut être appliqué que si le GR peut prouver qu'un raccordement sans restriction n'est pour des raisons techniques pas possible dans le délai requis ;
- la période de flexibilité sans compensation doit être limitée dans le temps, et ne peut excéder un an après la mise en service de l'installation;
- la limitation d'injection non compensée ne peut dépasser 10% (ce seuil doit encore être validé par les membres de la Febeg et d'EDORA) par rapport à l'énergie productible forfaitisée ;
- afin de garantir une obligation de résultats dans le chef des gestionnaires de réseaux, le coût de raccordement est diminué en fonction du taux de flexibilité imposé.

III. Notion d' « économiquement déraisonnable »

Au vu des discussions en cours au sein du Forum REDI, et notamment du 'logigramme' présenté lors de la séance plénière de REDI le 6 décembre 2011, EDORA et FEBEG tiennent également à exprimer leurs préoccupations quant à la notion de « économiquement déraisonnable », qui permettrait au GR de prévoir un accès flexible sans indemnité (voie 3 du premier arbre décisionnel). Il importe en effet que cette notion soit explicitée sur base de critères clairs et univoques, prenant en compte également les enjeux et obligations liés au développement des énergies renouvelables. Il convient de rappeler à ce titre, que pour ce qui concerne l'accès de l'électricité à partir de sources renouvelables, seule la notion de

'fiabilité et de sécurité du réseau' peut être invoquée. La limite entre ces deux notions semble donc ténue. Cette limite devrait donc être éclaircie afin d'éviter d'entraîner de manière injustifiée certaines installations sur la voie d'une flexibilité non compensée.

DRAFT

ANNEXE 84: RÉACTIONS AUX COMMENTAIRES

Type	
Date	27/12/2011
Structure	Réunion plénière
Evènement	
Intitulé	
Auteur	EDORA
Statut	Position officielle

Monsieur Francis Ghigny
CWAPE

103 - 106 Avenue Gouverneur Bovesse
5100 Jambes

Bruxelles, le 26 décembre 2011

Concerne : REDI – premiers commentaires sur l’esquisse de Rapport final du 6 décembre 2011

Monsieur le Président,
Cher Francis,

Conformément à votre demande, je me permets de vous relayer par la présente nos principaux commentaires à ce stade suite à la présentation que vous avez faite le 6 décembre 2011 en conclusion des travaux du groupe REDI. Ils reflètent les divers échanges que nous avons pu avoir depuis presque un an dans le cadre des Groupes de travail et réunions ad hoc. Je peux d’ores et déjà vous remercier pour l’excellent climat de travail que vous avez su établir entre les producteurs et gestionnaires de réseau. Je souhaite vivement que celui-ci se poursuive dans l’année à venir afin d’aller plus avant dans les discussions techniques qui seront nécessaires avant la finalisation des textes réglementaires pour la mise en œuvre de certaines mesures pressenties en REDI.

Je joins en annexe la position développée en commun avec les membres de la FEBEG (position qui peut être considérée comme actuelle, à ceci près qu’elle doit encore être validée par écrit). Elle reprend les grandes lignes de notre position concernant les raccordements et accès flexibles. Cette position vous étant déjà familière, je me limiterai à insister sur certains points :

Vous rappelez très justement dans l’introduction du 6 décembre, l’esprit et les textes des 2 Directives Européennes (2009/28 et 2009/72) qui régissent nos réglementations nationales et régionales concernant les réseaux et les énergies renouvelables. De ces directives, il ressort en effet une **obligation de garantir un accès prioritaire ou garanti pour l’E-SER** sur les réseaux, sous réserve de *fiabilité* et *sécurité* dudit réseau uniquement (les réserves liées le cas échéant à des coûts ne peuvent être invoquées pour l’énergie renouvelable). De surcroît, la directive 2009/28 insiste également pour que les raccordements d’E-SER soient autorisés **‘le plus rapidement possible’**, dès lors qu’ils conditionnent l’atteinte de nos objectifs renouvelables.

Dans ce cadre, la **flexibilité**, qui pourrait être offerte par certains producteurs doit à notre sens être considérée comme un **service** rendu au réseau, et à ce titre, **remunérée**. Elle permet en effet au réseau de planifier au mieux ses investissements, voire d’en reporter certains. La source de financement peut donc logiquement en être trouvée dans les investissements réseaux évités ou le report dans le temps d’investissements réseaux qui à défaut de cette flexibilité auraient dû être anticipés.

Dans ce cadre, nous sommes favorables à ce que la **flexibilité** soit appliquée à **l’ensemble des productions**, futures et existantes (sur base volontaire pour ce qui concerne les installations existantes).

Une **flexibilité non compensée/non rémunérée ne peut être acceptée au titre de règle générale** pour des raisons évidentes de discrimination entre producteurs, découragement des nouveaux investissements en production, mise en difficulté des projets renouvelables (incertitudes et pertes de recettes pour les producteurs).

La flexibilité non compensée ne peut en aucun cas être acceptée au titre de règle générale, un tel dispositif ne délivrant pas les **incentives suffisants aux GR pour réaliser en temps opportun les investissements** nécessaires dans leurs infrastructures. A ce titre, nous insistons sur l'importance d'un processus de **planification** suffisamment en amont des investissements, et du **caractère réglementaire** à donner à ce processus, qui devrait **associer les producteurs renouvelables**. En outre, compte tenu de la possibilité créée par le droit européen, il nous paraît opportun de mettre en place la possibilité d'accorder aux GR une **rémunération majorée** sur les investissements réseaux permettant une **pénétration accrue des SER en Région wallonne**.

Néanmoins, afin de permettre d'intégrer plus vite, plus d'E-SER sur les réseaux, les producteurs sont disposés à accepter un **mécanisme de franchise limité dans le temps**, par lequel un certain niveau de flexibilité non totalement compensée serait acceptée sur certains raccordements, à condition que celle-ci soit strictement balisée. Les modalités de cette franchise font l'objet de la **note commune EDORA-FEBEG jointe à ce courrier**, qui constitue un 'work in progress', susceptible d'évoluer en fonction des discussions qui ne manqueront pas d'avoir lieu dans les mois qui viennent.

Sur le principe de prévoir une flexibilité non compensée pour certains projets '**déraisonnables**', nous nous permettons d'insister sur l'importance d'en fixer des **critères clairs et univoques** sur lesquels l'analyse 'coûts-bénéfices' sera réalisée. Les GR et de la CWaPE devront **motiver clairement le caractère déraisonnable** de ces projets, et une **voie de recours administratif** doit être ouverte à **tout producteur concerné**. Cette 'troisième voie' (cf logigramme) doit en tout état de cause être considérée comme **exceptionnelle** au vu de ce qui précède. En aucun cas, celle-ci ne doit être liée strictement à l'atteinte d'un quota annuel de certificats verts, mais bien le cas échéant à l'atteinte des objectifs renouvelables régionaux vus sur le long terme.

En espérant que les grandes lignes balisant la flexibilité auront pu être tracées dans ce courrier, je me permets d'insister sur l'importance d'impliquer suffisamment en amont l'ensemble des producteurs aux discussions. Celles-ci devront être poursuivies pour la transposition de ces règles, dans les contrats de raccordements notamment. Il nous paraît en effet primordial de nous assurer que ceux-ci sont conformes aux législations en vigueur et aux engagements pris, afin de prévenir toute interprétation abusive qui pourrait avoir lieu dans certaines zones plus sensibles (pensons à la boucle de l'Est par exemple).

Dans l'attente de poursuivre ces discussions avec vous, je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, cher Francis, l'expression de mes sincères salutations. Je vous présente mes meilleurs vœux pour l'année à venir et vous souhaite un bon déménagement !



Noémie Laumont
Secrétaire générale

ANNEXE 85: RÉACTIONS AUX COMMENTAIRES

Type	
Date	27/12/2011
Structure	Réunion plénière
Evènement	
Intitulé	
Auteur	FEBEG
Statut	Position officielle

REDI « Réseaux électriques durables et intelligents » : Remarques de la FEBEG sur le projet d'esquisse du rapport final

27.12.2011

La présente note décrit les remarques et positions de la FEBEG sur le projet d'esquisse de rapport final du projet REDI, tel que présenté lors de la session plénière du 6.12.2011.

1. Demand Side Management (DSM) par le GRD

La FEBEG tient à rappeler que dans le cadre des travaux REDI, le DSM réalisé par les GRD via la TCC en cas de congestion/surtension locale sur une partie de son réseau ne peut être envisagée de façon structurelle. Comme discuté à plusieurs reprises lors des groupes de travail, le DSM doit être limité en nombre d'occurrences, en volume global ainsi que dans le temps. La possibilité pour le GRD d'intervenir sur la consommation finale sans compensation envers les fournisseurs ne peut dès lors être envisagée que dans le cadre de ces 3 limites.

De fait, toute intervention du GRD sur la consommation des clients à un impact direct sur les fournisseurs :

- Dans tous les cas, le delta entre un *sourcing* 'cher' (entre 13h00 et 15h00 par ex.) et des prix de vente 'bon marché' a un impact important pour les fournisseurs (volume* delta prix).
- La communication en J-1 par les GRD de leurs interventions, tout comme la possible prévision du RF également en J-1, peut conduire à une diminution de l'impact financier défavorable à charge des fournisseurs, mais, n'élimine en aucun cas cet impact ;

En effet, le volume prévisionnel d'un client (SLP*EAV) est sourcé à un instant t0 alors que les RF sont sourcés à des instants t1, t2, t3 avec des prix différents de ceux de t0.

Par ailleurs, la sensibilité exacte des interventions des GRD sur le prélèvement des clients n'est pas encore établie : la consommation effective des clients exclusif nuit sera dépendante des différents modalités d'usage du tarif exclusif nuit (chauffage électrique vs chauffe-eau, sensibilité à la température extérieure ou pas, etc.

En conclusion, pour la FEBEG l'intervention du GRD sur la consommation locale :

- Ne peut être une solution structurelle offerte aux GRD pour éviter un renforcement nécessaire de son réseau. Cette solution s'inscrit dans l'attente du *roll-out* du smart meters ou dans l'attente d'un renforcement de son réseaux ;
- Ne peut qu'être utilisé de façon ponctuelle en cas de risque de congestion sur son réseau d'une façon limitée en termes de nombres d'occurrences et de volume déplacé. Ces modalités doivent être définies dans la suite des travaux ;

Ce n'est que dans ces conditions et dans une période de transition vers un marché plus *smart* que les fournisseurs peuvent envisager la possibilité de ne pas être indemnisés pour cette intervention dans leur domaine d'action.

D'une manière générale et sur le long terme, il conviendrait de développer des solutions durables qui soient en ligne avec les rôles et responsabilités des différents acteurs de marché (DSM par le fournisseur dans le cadre de l'optimisation de son portefeuille, le DSM est un choix du client, services auxiliaires à offrir aux GRD pour résoudre les congestions locales ; toute congestion structurelle doit mener à un renforcement du réseau.....).

2. Raccordements flexibles

Les remarques décrites ci-dessous sur les raccordements flexibles sont basées sur la note de position émise conjointement le 13.12.2011 par la FEBEG et EDORA.

2.1. Position générale

La FEBEG constate que sur base des différentes impositions européennes en la matière, un gestionnaire de réseau ne peut pas refuser le raccordement d'une nouvelle installation de production pour des raisons de capacité ou de coûts (art.23 Directive 2009/72).

Il revient légalement aux gestionnaires de réseau de développer et gérer leurs réseaux afin de garantir (à terme) une capacité suffisante pour répondre à des demandes légitimes de distribution et de transport dans des conditions économiquement raisonnables (art. 12 et 25 Directive 2009/72). Par ailleurs, pour les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables, il leur revient de surcroît de *garantir* l'accès (ou de prévoir un accès *prioritaire*), sous réserve uniquement de fiabilité et de sécurité du réseau (art. 16 Directive 28).

Tout refus de raccordement serait contraire aux Directives. Des limitations d'injection auraient non seulement d'importantes répercussions négatives sur la rentabilité des projets concernés et mettraient par conséquent à mal le développement de la production d'électricité décentralisée (notamment l'électricité verte) en Région wallonne, et poseraient de surcroît d'importantes questions de discrimination entre producteurs, au vu de ces deux Directives. La flexibilité doit être à ce titre considérée comme un service rendu au réseau, en vue de lui permettre de planifier au mieux ses investissements.

Le principe d'accès flexible non rémunéré/compensé ne peut toutefois pas être accepté, et ce, pour différentes raisons :

- découragement de nouveaux investissements en production ;
- absence d'incentives pour le gestionnaire de réseau pour investir dans son réseau ;
- traitement discriminatoire entre producteurs ;
- incertitude et manque de recettes pour les producteurs concernés.

Si le gestionnaire de réseau ne peut pas offrir à certains moments une capacité d'injection suffisante pour toutes les installations de production, il doit faire appel au marché (inviter les producteurs locaux à limiter temporairement leur injection ou inciter les consommateurs à augmenter leur prélèvement) afin d'éliminer la congestion sur son réseau. Cette intervention du gestionnaire de réseau doit se faire suivant les règles du marché et moyennant compensation adéquate :

- cette compensation doit stimuler le gestionnaire de réseau à réaliser les investissements nécessaires ;
- elle doit correctement compenser les opérateurs de marché qui investissent dans des moyens de production et/ou de demande flexibles et qui adaptent leur comportement (production/consommation) en fonction de ce prix signal ;
- l'énergie non injectée doit être physiquement compensée en temps réel afin d'éviter tout impact sur les ARP et des calculs complexes à posteriori basés sur les données quart-horaires.
- la compensation financière pour les producteurs doit en outre intégrer la valeur des certificats verts non produits, diminuée du coût éventuel du combustible économisé ;

Ceci étant posé, la FEBEG est d'avis que le principe de flexibilité rémunérée devrait être appliqué à l'ensemble des productions, sur base volontaire pour les installations existantes, afin d'éviter toute discrimination entre producteurs, et permettre une réelle priorisation de l'électricité verte.

2.2. Dérogation exceptionnelle

Les producteurs membres de la FEBEG sont disposés à accepter une dérogation exceptionnelle aux principes de base en prévoyant la possibilité de recourir à un mécanisme de flexibilité partiellement non compensée, dite période de 'franchise', à condition que les critères suivants soient respectés :

- l'accès flexible non compensé doit être une mesure exceptionnelle et transitoire en vue de réaliser les investissements nécessaires au niveau des réseaux permettant d'offrir un accès ferme (inconditionnel);
- l'accès flexible ne peut être appliqué que si le GR peut prouver qu'un raccordement sans restriction n'est pour des raisons techniques pas possible dans le délai requis ;
- la période de flexibilité sans compensation doit être limitée dans le temps, et ne peut excéder un an après la mise en service de l'installation;
- la limitation d'injection non compensée ne peut dépasser 10% par rapport à l'énergie productible forfaitisée ;

- afin de garantir une obligation de résultats dans le chef des gestionnaires de réseaux, le coût de raccordement est diminué en fonction du taux de flexibilité imposé.

2.3. Notion d' « économiquement déraisonnable »

La FEBEG tient également à exprimer ses préoccupations quant à la notion de « économiquement déraisonnable », qui permettrait au GR de prévoir un accès flexible sans indemnité (voie 3 du premier arbre décisionnel). Il importe en effet que cette notion soit explicitée sur base de critères clairs et univoques, prenant en compte également les enjeux et obligations liés au développement des énergies renouvelables. Il convient de rappeler à ce titre, que pour ce qui concerne l'accès de l'électricité à partir de sources renouvelables, seule la notion de 'fiabilité et de sécurité du réseau' peut être invoquée. La limite entre ces deux notions semble donc ténue. Cette limite devrait donc être éclaircie afin d'éviter d'entraîner de manière injustifiée certaines installations sur la voie d'une flexibilité non compensée.

3. Remarques complémentaires

- **Slide 15** : notion d'incitation aux zones favorables (capacité disponible sur le réseau)

A côté de la disponibilité des sources de production (vent, biogaz, soleil, biomasse...) et de la rentabilité du projet, l'implantation d'une installation de production renouvelable est principalement guidée par la possibilité d'obtenir un permis. La capacité disponible existante du réseau n'est donc pas le seul critère dans la décision finale d'implantation. Toute incitation pour une implantation dans des zones définies ne peut dissuader la réalisation d'autres projets rentables ou réalisables.

- **Slide 17**: analyse coûts-bénéfices du GRD pour déterminer le caractère déraisonnable d'un projet

La FEBEG insiste pour que cette analyse coûts-bénéfices soit effectuée sur base de critères objectifs, opposables et communs à l'ensemble des GRD wallons.

- **Slide 19 -24** : gestion de la congestion (en complément du point 1 de la présente note)
 - Les fournisseurs confirment que l'effet sur le résidu n'est pas le seul impact négatif, le *spread* entre les prix *wholesale* et de *retail* peuvent avoir également un important impact.
 - La FEBEG plaide pour qu'un projet pilote indépendant soit mené pour effectuer les tests nécessaires afin de refléter l'effectivité de la TCC dans la gestion de la congestion.
 - Pour la FEBEG, l'utilisation des SPL doit de préférence être limitée à la « consommation ». Aucune prévision ou modèle d'allocation ne peut statistiquement garantir de façon fiable, si les SLP tiennent également compte de la production locale.

- **Slide 32** : Responsabilité du GRD dans le choix de la solution à moindre coût

La FEBEG insiste pour que ce choix soit effectué sur base de critères objectifs, opposables et communs à l'ensemble des GRD wallons.

ANNEXE 86: RÉACTIONS AUX COMMENTAIRES

Type	
Date	27/12/2011
Structure	Réunion plénière
Evènement	
Intitulé	
Auteur	ORES
Statut	Position officielle



CWaPE

Commission
Wallonne
pour l'Energie

Monsieur Jacques HUGÉ
Administrateur délégué
Madame Inne MERTENS
Responsable du département Marché & Clientèle
ORES
avenue Jean Monnet 2
1348 LOUVAIN-LA-NEUVE

Belgrade, le 3 janvier 2012

V/réf.: Votre courrier du 23 décembre 2011
N/réf.: XX/252.07/D.Tech.Elec./FG/AV/acso/

043149

Madame MERTENS,
Monsieur HUGÉ,

Objet: Commentaires d'ORES sur le document « REDI - Esquisse du rapport final »

Je vous prie de bien vouloir trouver, ci-joint, la réaction de la CWaPE aux commentaires d'ORES sur l'esquisse du rapport final de REDI présenté lors de la réunion plénière finale de REDI tenue le 6 décembre 2011.

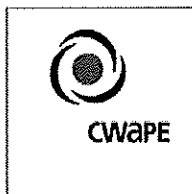
Je vous prie de recevoir, Madame MERTENS, Monsieur HUGÉ, l'expression dans mes salutations distinguées.

Francis GHIGNY
Président

Annexe: Note « REDI - Réaction de la CWaPE aux commentaires d'ORES concernant le modèle de marché et la flexibilité »

Nouvelle adresse:

route de Louvain-la-Neuve 4 bte 12, 5001 Namur (Belgique) Rapport final REDI - Annexes Page 335 08 33 08 10 F 081 33 08 11 www.cwape.be



REDI
Réaction de la CWaPE aux commentaires d'ORES
concernant le modèle de marché et la flexibilité

1. Contexte

La CWaPE remercie ORES de son argumentaire fouillé en réponse à l'esquisse de rapport final REDI. Elle souhaite toutefois formuler à son tour les remarques ci-après afin de progresser vers une parfaite compréhension mutuelle des positions exprimées.

2. Modèle de marché actuel

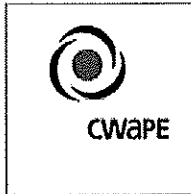
« Les rôles du modèle de marché actuel découlent de descriptions internationales et sont décrits de manière fédérale par UMIX ». La CWaPE considère que les rôles du modèle de marché sont définis par les autorités fédérales et régionales compétentes dans le respect des éventuelles prescriptions internationales contraignantes.

3. Vision d'ORES en matière de flexibilité

La CWaPE ne partage pas la vision d'ORES lorsqu'il fait le choix d'un modèle de marché, probablement inspiré de modèles étrangers, qui s'écarte du modèle belge actuel. La CWaPE s'étonne que cette nouvelle orientation qu'ORES semble vouloir donner au modèle de marché n'a pas été partagée au sein des groupes de travail REDI. La CWaPE a fortement apprécié la contribution de tous les intervenants des groupes de travail, notamment ceux qui représentaient ORES, et reste donc perplexe par rapport à cette inflexion tardive.

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. ORES souhaite disposer des flux d'énergie sur son réseau, ce qui nous paraît légitime, mais pour être *« transmises au responsable d'équilibre, de manière agrégée, pour permettre à celui-ci de prioriser les actions : la flexibilité des consommateurs, puis des productions grises puis des productions vertes en fonction des conditions locales du moment (vent, soleil, etc.) »*. Ce faisant, le responsable d'équilibre se voit confier une tout autre mission que celle d'assurer l'équilibre sur la zone de réglage BELUX.

Par contre, un responsable d'équilibre pourrait être amené à adapter ses prévisions pour tenir compte des contraintes réseau liées aux prélèvements/injections d'utilisateurs de réseau ne faisant pas partie de son portefeuille de clients, sans qu'aucune compensation financière ne soit explicitement prévue !



De façon paradoxale, pourtant, ORES termine son point 3.1. par : « *Il ne s'agit pas qu'un acteur paye des compensations dans l'attente d'investissement par un autre acteur* ». Dans cette phrase, ORES fait référence au GRT. Pourtant, dans tout le reste du chapitre, ORES demande des actions qui affectent économiquement les responsables d'équilibre, alors que les investissements qui pourraient éviter ces actions sont du ressort du GRD. Cette répartition des rôles n'est pas propice à l'optimisation économique des investissements recherchée par REDI et minimise le rôle qui pourrait être tenu par les GRD.

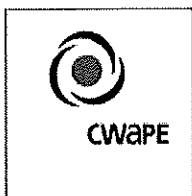
Enfin, dans le point 3.3. "Progressivité", ORES indique que « *le modèle de marché actuel doit donc être revu de façon à tenir compte à la fois des clients susceptibles d'être impliqués dans la gestion de la flexibilité et des clients qui ne sont pas aujourd'hui concernés par celle-ci. Le modèle de marché à appliquer aux clients non impliqués par la flexibilité de manière transitoire peut être semblable au modèle actuel (...)* ».

Nous attirons l'attention sur le fait que les seuls clients qui ne sont pas aujourd'hui concernés par la flexibilité sont les clients disposant uniquement d'un compteur simple, soit la moitié de la population. Tous les clients qui disposent aujourd'hui d'un compteur multihoraire contribuent déjà à la flexibilité dans le modèle de marché actuel, susceptible d'être utilisée au profit du rapport coût/bénéfice examiné par REDI.

4. Vision de REDI en matière de flexibilité

Les commentaires d'ORES, sur certains aspects, nous surprennent en méconnaissant la nature des travaux du groupe de travail REDI. Ainsi, de façon presque anecdotique, il est précisé que « *Selon le projet de rapport, 30 à 40% de la charge BT serait déplaçable (Demand Side Management - DSM) avec la TCC – sans préciser si cette proportion s'entend en puissance ou en énergie* ». Or, les échanges ont été nombreux sur le sujet au sein de REDI et le rapport remis par l'ICEDD publie clairement, dans des tableaux différents, les déplacements de charge exprimés en puissance et en énergie.

Plus fondamentalement, des discussions nombreuses ont eu pour objet la gestion de l'équilibre, telle qu'elle est définie, c'est-à-dire sur la zone de réglage. A de multiples reprises, il a été convenu que l'action des GRD ne devait pas perturber la gestion de l'équilibre et qu'il fallait clairement distinguer la flexibilité suivant qu'elle était mise au service de la gestion de l'équilibre ou de la congestion locale sur le réseau. Il a été clairement précisé (cfr procès-verbaux des réunions) qu'aucune responsabilité d'équilibre n'est demandée au GRD. Or, les commentaires d'ORES semblent l'ignorer et prétendent que « *la prévision d'utilisation de la TCC par le GRD attribue un rôle de gestion de l'équilibre au GRD, rôle assigné actuellement aux responsables d'équilibre* ». ORES indique encore voir apparaître le risque majeur de « *favoriser le retour à une responsabilité d'équilibre unique sur la basse tension confiée au GRD et donc un marché captif et défavoriser les nouveaux entrants si la possibilité de différenciation entre responsables d'équilibre est réduite* ». Bref, une confusion est entretenue entre les notions de "gestion de l'équilibre" et de "gestion des congestions locales", notions qui avaient pourtant été débattues en présence des représentants d'ORES et d'ELIA, ce dernier ayant confirmé les nuances à apporter.



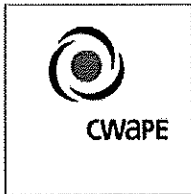
5. Modèle SLP

- Les commentaires d'ORES s'attachent à l'ampleur du résidu. Or, plus que l'ampleur du résidu, l'écart entre le résidu et le résidu prévisible quelques jours à l'avance, est apparu comme l'élément significatif. ELIA a présenté des modèles de prévision fort précis. Même dans le modèle de marché préconisé par ORES, basé sur le *pré-check* des prévisions d'injection/prévisions des ARP, une connaissance prédictive du climat est essentielle.
- Les commentaires d'ORES précisent que « *l'échantillon de clients servant à l'établissement statistique des courbes SLP n'inclut que quelques cas très rares avec PV... des valeurs nulles sont lues pour les ¼ d'heure à refoulement ...* ». Il est pourtant de la responsabilité des GRD d'adapter l'échantillon et les systèmes de mesure de l'échantillon servant à l'établissement statistique des courbes SLP. Cette même réticence à faire évoluer cet outil pour s'adapter à la situation nouvelle avait caractérisé l'attitude des GRD il y a plusieurs années lorsqu'il avait été demandé de créer des SLP par registre. La CWaPE se réjouit qu'ORES reconnaisse le bénéfice – notamment en termes de concurrence entre les fournisseurs – de l'allocation par registre.

6. Prosumer résidentiel

La CWaPE constate que la position d'ORES rejoint la sienne, à savoir qu' « *une mesure séparée de la consommation brute et de la production brute est nécessaire* ». Les deux compteurs devraient idéalement se trouver en parallèle et non pas en série. Ceci n'empêche pas la mise en œuvre d'une compensation sur base annuelle par code EAN. Des difficultés techniques n'ont pas permis d'opter pour cette solution dans un premier temps, mais la CWaPE accepte d'examiner avec les GRD la faisabilité de cette solution pour l'avenir.

En outre, le relevé de la consommation brute et de la production brute pourra donc être fait directement par le GRD, ce qui correspond à ses missions de base. La CWaPE considère aussi que la flexibilité d'un client dépend d'abord de son parc d'équipement électrique (consommations) et qu'un prosumer a un profil et un comportement de consommation similaire à un autre consommateur ayant des caractéristiques (EAV brut et parc d'équipement) équivalentes. Par contre, la flexibilité des installations de production d'une puissance ≤ 10 kVA est quasi nulle. Pour les prosumers bénéficiant de la compensation, il est donc en effet beaucoup plus logique de mesurer séparément la consommation brute et la production brute plutôt que (comme pour les autoproducteurs ne bénéficiant pas de la compensation) de mesurer séparément les flux nets entrants et sortants, ce qui a pour effet d'inciter à une autoconsommation au sein du ¼ d'heure.



Connaître la consommation brute du consommateur est donc essentiel. Le montage en parallèle des deux compteurs constitue probablement la meilleure solution. Dans l'attente, cette consommation brute peut être aisément reconstituée en rajoutant la production annuelle brute (PAV) à la consommation mesurée au niveau du compteur actuel (EAV mesurée, éventuellement négative). « EAV brut = EAV mesuré + PAV » : cette formule a été présentée à ORES il y a plus d'un an déjà à la CWaPE pour montrer comment les prosumers, via le PAV, pourront contribuer au coût d'utilisation du réseau. Les PAV seront fournis par la CWaPE aux GRD concernés, sur base trimestrielle, dès le premier trimestre 2012.

La question de savoir si ces compteurs doivent, ou non, être adaptés pour devenir « intelligents » constitue un autre débat. Au niveau de la consommation, la réponse dépendra du parc d'équipement de l'URD. Les prosumers étant souvent des consommateurs électriques importants, ils pourraient constituer une cible privilégiée en termes de flexibilité. Le compteur de la production brute, quant à lui, ne nécessite aucune intelligence, vu la flexibilité inexistante. Des compteurs de production d'électricité verte avec télérelève et mesure de tension constitueraient par contre une option intéressante.

La vision d'ORES qui est de « *distinguer les rôles consommateur et producteur chez le prosumer, avec fournisseur identique ou non pour la consommation et la production* » nie totalement le principe, et les conséquences économiques associées, de la compensation actuellement appliquée.

7. Conclusions

La CWaPE ne peut pas souscrire à de nombreux éléments des conclusions d'ORES. La CWaPE reconnaît l'analyse soignée et argumentée des commentaires d'ORES qui, nous l'espérons, contribuera, à terme, à améliorer notre compréhension réciproque. La CWaPE s'étonne toutefois de ne retrouver dans les commentaires d'ORES que peu d'éléments portés au crédit d'une concertation approfondie menée pendant un an avec des personnes de haute qualité, qui se sont magnifiquement impliqués dans une réflexion difficile et audacieuse. Nous avons pourtant noté de la part d'ORES une position volontariste favorable à une telle concertation, impliquant tous les acteurs du marché.

Il se peut aussi que l'esquisse du rapport sur lequel se base les commentaires d'ORES manque éventuellement de clarté sur certains points, même si en réunion (en présence d'ORES) et dans les procès-verbaux REDI, les choses ont été clairement exprimées. La CWaPE tentera d'apporter dans le rapport final toutes les précisions nécessaires, que ce soit par exemple pour le potentiel de déplacement de charge ou encore concernant le fait que l'action des GRD ne devra pas perturber la gestion de l'équilibre sur la zone de réglage.

* *
*

ANNEXE 87: RÉACTIONS AUX COMMENTAIRES

Type	
Date	27/12/2011
Structure	Réunion plénière
Evènement	
Intitulé	
Auteur	ORES
Statut	Position officielle

CWaPE
A l'attention de
Monsieur Francis GHIGNY
Président
Avenue Gouverneur Bovesse 103-106
5100 JAMBES

Louvain-la-Neuve, le 23 décembre 2011

CONCERNE : ESQUISSE DE RAPPORT FINAL REDI

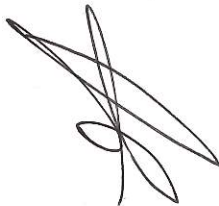
Monsieur le Président,

Nous vous prions de trouver en annexe de ce courrier les commentaires d'ORES à l'esquisse de rapport final de REDI, présenté lors de la réunion plénière de ce 06 décembre 2011.

Les commentaires concernent plus spécifiquement les aspects de modèles de marché et de flexibilité. Ce document est complémentaire à la réponse de Synergrid.

Nous restons bien entendu à votre entière disposition pour toute information complémentaire que vous souhaiteriez obtenir.

Nous vous prions d'agréer, Monsieur le Président, l'assurance de notre considération distinguée.



Inne MERTENS

Responsable du département Marché & Clientèle



Jacques HUGUE

Administrateur Délégué

ORES intervient au nom et pour compte des gestionnaires de réseau de distribution :



ANNEXE 88 : RÉACTIONS AUX COMMENTAIRES

Type	
Date	27/12/2011
Structure	Réunion plénière
Evènement	
Intitulé	
Auteur	ORES
Statut	Position officielle

REDI

**Commentaires d'ORES
concernant le
modèle de marché et la flexibilité**

Table des matières

Préambule.....	3
1. Contexte.....	3
2. Modèle de marché actuel	4
3. Vision d'ORES en matière de flexibilité.....	4
3.1. Principes de base	4
3.2. Modèle de marché.....	5
3.3. Progressivité.....	6
4. Vision de REDI en matière de flexibilité.....	7
4.1. Hypothèses REDI	7
4.2. Commentaires.....	7
4.3. Risques et conclusions	8
5. Modèle SLP.....	9
5.1. Contexte.....	9
5.2. Infeed	9
5.3. Allocation par registre.....	9
5.4. Impacts prosumers et flexibilité TCC	10
6. Prosumer résidentiel.....	11
6.1. Contexte.....	11
6.2. Position d'ORES.....	12
6.2.1. Smart meter vert production brute	12
6.2.2. Smart meter consommation brute	12
7. Vision globale - lien entre flexibilité et prosumer.....	13
8. Conclusions	14

Préambule

Le présent document constitue la réponse d'ORES à l'esquisse de rapport final de REDI présenté lors de la réunion plénière du 6 décembre 2011. L'objectif est de soumettre les commentaires d'ORES sur les aspects modèle de marché et flexibilité. Ainsi, ce document est complémentaire à la réponse de Synergrid qui reprend les remarques de nature technique.

Nous souhaitons souligner par ailleurs que les réflexions sur l'évolution du modèle de marché fédéral sont en cours, notamment dans le cadre de la plate-forme ATRIAS. La position d'ORES telle que décrite ci-dessous fait partie des différentes pistes de réflexion.

1. Contexte

Le paysage énergétique s'est modifié profondément ces dernières années. Le développement intensif de la production décentralisée dans les prochaines années imposera au marché d'évoluer. La directive européenne 2009/28 dite « 20-20-20 » permet d'ailleurs d'imposer aux gestionnaires de réseau de raccorder toute nouvelle installation de production décentralisée d'électricité et de donner un accès prioritaire ou garanti à l'électricité d'origine renouvelable.

D'un autre côté on peut s'attendre au développement de nouveaux types de charge comme les pompes à chaleur et les véhicules électriques.

La production doit aujourd'hui s'adapter à la consommation prévue. Il faudra demain que la consommation s'adapte à la production prévue et même parfois imprévue. Afin d'optimiser les investissements conséquents que représentent la production décentralisée et les nouvelles charges et sans opter d'office pour l'approche fit and forget, la notion de flexibilité prendra de plus en plus d'importance. Pour permettre celle-ci, les rôles de marché, le modèle de marché et les processus qui en découlent vont certainement évoluer.

Par ailleurs, on constate également une dispersion des rôles entre les acteurs. Certains consommateurs produisent. Le GRD doit assurer la sécurité du réseau et en ce sens pouvoir dans certaines situations piloter le client mais il reste évident que le fournisseur est toujours un interlocuteur majeur de ce dernier. La fragmentation des rôles pose le problème de la responsabilité du bon exercice de cette fonctionnalité. Sans oublier que l'optimum d'un ensemble est souvent plus économique qu'un ensemble d'optimums.

Le marché devra relever les défis suivants dans les années à venir :

- Assurer l'équilibre et la cohérence des rôles ;
- Maintenir l'équilibre dans la zone de réglage belge entre production et consommation sous l'hypothèse de la « plaque de cuivre » ;
- Trouver l'équilibre entre les possibilités « plaques de cuivre » et les contraintes du réseau en termes de congestions et surtensions ;
- Assurer une simplicité pour le client qui ne devrait avoir qu'un interlocuteur unique.

Pour le GRD, il s'agira des défis suivants :

- Assurer la pérennité des rôles actuels du GRD dans un contexte en pleine évolution : réseaux et compteurs intelligents, energy box etc. ;

- Disposer d'une vision sur la structure financière à mettre en place pour assurer la rentabilité financière des sociétés régulées ;
- Limiter d'éventuels futurs problèmes en réseau, en particulier les congestions et surtensions afin de garantir l'accès au réseau ;
- En tant que facilitateur de marché, soutenir son bon fonctionnement.

Enfin, l'expérience acquise depuis la libéralisation totale du marché wallon de l'énergie en 2007 conduira également à des améliorations.

2. Modèle de marché actuel

Les rôles du modèle de marché actuel découlent de descriptions internationales et sont décrits de manière fédérale par UMIX. Les rôles de base sont attribués à des acteurs qui sont liés par des contrats et/ou règlements :

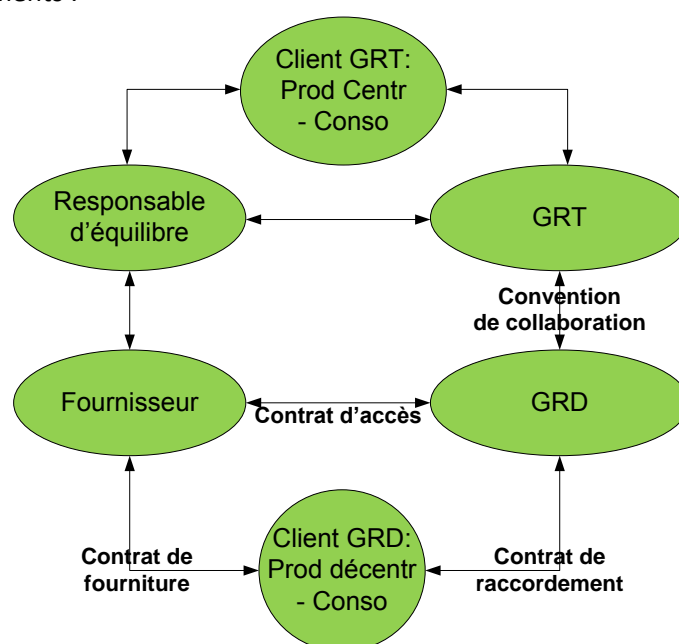


Figure 1 : Modèle de marché actuel

3. Vision d'ORES en matière de flexibilité

3.1. Principes de base

Par flexibilité, nous entendons tant la modulation des productions que le déplacement de charges des consommateurs.

ORES souligne les principes de base suivants :

- Les responsables d'équilibre doivent rester entièrement responsables de l'équilibre fédéral de leur portefeuille. Le GRD ne doit prendre aucune part de responsabilité en la matière. Dans la continuité de leurs responsabilités actuelles, les responsables d'équilibre devront demain inclure les contraintes réseaux et les objectifs de promotion de l'énergie verte à cette responsabilité.
- Le GRD doit pouvoir connaître le type, nombre et puissance de charges dans son réseau et les localiser via la connectivité. Par type, on entend de manière non exhaustive: VE, PV, éolien,

exclusifs nuit, bihoraires etc. Il doit également connaître les flux d'énergie dans son réseau et disposer des données de mesures nécessaires à cette fin. Ces informations peuvent être transmises au responsable d'équilibre, de manière agrégée, pour permettre à celui-ci de prioriser les actions : la flexibilité des consommateurs, puis des productions grises puis des productions vertes en fonction des conditions locales du moment (vent, soleil, etc.).

- Le responsable d'équilibre doit gérer la flexibilité prévisible « J-1 » :
 - Il inclut les contraintes réseau dans ses prévisions. Il réorganise en quelque sorte le foisonnement local réduit par l'apparition de productions et consommations non foisonnées ;
 - Il compense « en nature » la demande de flexibilité « contraintes réseaux » au sein de son portefeuille dans la zone de réglage ;
 - La flexibilité ne peut pas constituer un risque financier pour le GRD et son coût doit par conséquent être couvert par ses tarifs. Cela implique une réglementation précise et une formalisation dans le contrat d'accès entre le GRD et le fournisseur d'une part, dans le contrat ou règlement de raccordement entre le GRD et son client d'autre part.
- Le GRD doit pouvoir intervenir en « Intraday » sur son réseau pour assurer la sécurité de celui-ci :
 - Si les prévisions de consommation et production du responsable d'équilibre s'avèrent correctes mais que le GRD doit néanmoins intervenir, un incentive financier pour le GRD est nécessaire, lui permettant de choisir l'optimum économique entre investir et intervenir ;
 - Si les prévisions du responsable d'équilibre ne s'avèrent pas correctes, un incentive financier pour le responsable d'équilibre est nécessaire afin de pousser celui-ci à établir des prévisions correctes et à respecter celles-ci. Afin d'éviter du gaming, un incentive financier serait appliqué pour des écarts positifs comme négatifs.

Ces mêmes principes généraux s'appliquent tant aux clients moyenne tension qu'aux clients basse tension. L'implémentation pratique peut différer selon le problème à résoudre, par exemple :

- Congestion MT pour laquelle un nombre suffisant d'intervenants, MT comme BT, peut contribuer à la solution ;
- Surtension BT pour laquelle seule une intervention très locale peut aider.

Les mêmes principes s'appliquent en cas de congestion sur le réseau du GRT. Dans ce cas, la compensation pour la flexibilité et le choix d'investir doivent être dans les mains d'un même acteur. Il ne s'agit pas qu'un acteur paye des compensations dans l'attente d'investissement par un autre acteur.

3.2. Modèle de marché

Dans le contexte futur où les consommateurs devront de plus en plus adapter leur profil de consommation à celui de la production verte, tout en tenant compte des contraintes liées aux réseaux, le GRD doit toujours garantir l'accès à son réseau MT et BT :

- Il connaît et peut simuler son réseau localement : en particulier, il identifie les zones potentiellement à problème ;

- Dans les zones potentiellement à problème, il vérifie par des pré-check que les prévisions d'impact sur les **consommations/productions** reçues des fournisseurs sont compatibles avec les contraintes locales de son réseau (y compris les congestions liées aux courants de démarrage) ;
- Il impose au fournisseur de tenir compte des contraintes locales ;
- Sur base des prévisions éventuellement revues suite aux pré-check du GRD, le fournisseur commande les installations de ses clients ;
- Le GRD intervient directement en cas d'urgence (modulation totale ou partielle) avec ses moyens propres. Sur son réseau, lui seul est en droit d'intervenir. Dans ce contexte, le GRD est agrégateur technique: il fait le lien entre le problème réseau et les EAN pouvant contribuer à la solution ;
- Sur base des données de comptage, le GRD vérifie ex-post le respect des règles imposées.

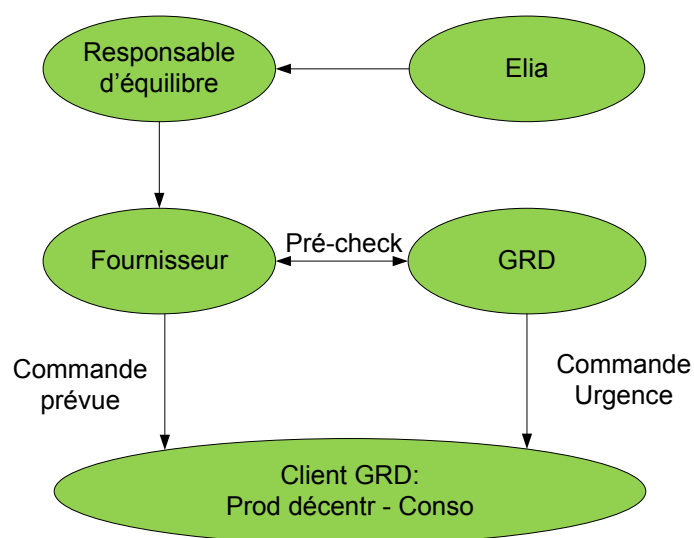


Figure 2 : Modèle de gestion de flexibilité

A travers le système des pré-check, le GRD garde la main sur son réseau. En plus il est le seul à pouvoir intervenir en urgence.

3.3. Progressivité

Il n'est pas possible aujourd'hui de définir la ligne du temps indiquant à quel moment un segment donné de consommateurs ou producteurs (du client sur le réseau du GRT au client résidentiel consommant 1000kWh/an) sera impliqué dans la flexibilité. Peut-être le niveau le plus petit ne sera-t-il jamais impliqué. Il est aussi possible que, suivant les régions ou encore suivant les contraintes locales, la ligne du temps soit différente.

Le modèle de marché actuel doit donc être revu de façon à tenir compte à la fois des clients susceptibles d'être impliqués dans la gestion de la flexibilité et des clients qui ne sont pas aujourd'hui concernés par celle-ci.

Le modèle de marché à appliquer aux clients non impliqués par la flexibilité de manière transitoire peut être semblable au modèle actuel, avec des adaptations éventuelles. Le tout sera que les deux modèles puissent coexister en limitant au maximum les impacts de l'un sur l'autre.

4. Vision de REDI en matière de flexibilité

4.1. Hypothèses REDI

Selon le projet de rapport, 30 à 40% de la charge BT serait déplaçable (Demand Side Management – DSM) avec la TCC – sans préciser si cette proportion s’entend en puissance ou en énergie. Le draft de rapport final REDI décrit les principes d’utilisation de la télécommande centralisée par le GRD pour déplacer la charge : il part notamment du principe que la TCC est un outil permettant d’agir très localement. Il décrit également les implications sur le processus d’allocation et les responsabilités des différents acteurs concernés.

Le rapport précise entre autres que :

- L’action du GRD serait annoncée la veille avant 11h ;
- Le résidu d’allocation contient une partie prévisible dont l’impact des signaux TCC ;
- Le GRD transmet, la veille, la prévision du résidu d’allocation en tenant compte des actions prévues ;
- Le résultat DSM est non garanti ;
- L’action locale TCC se fait sans compensation financière du GRD au fournisseur car les fournisseurs ne sont pas impactés de manière spécifique ;
- Les courbes SLP tiennent compte des PV ;
- AMR conso/prod: achat de flexibilité par le GRD via le responsable d’équilibre.

4.2. Commentaires

Partant des principes de base et du modèle de marché futur décrit plus haut, nous pouvons formuler les remarques suivantes par rapport au logigramme de flexibilité présenté en REDI et plus spécifiquement aux impacts sur le modèle et les processus de marché.

Pour ce qui concerne la flexibilité des clients résidentiels :

- La prévision d’utilisation de la TCC par le GRD attribue un rôle de gestion de l’équilibre au GRD, rôle assigné actuellement aux responsables d’équilibre ;
- La gestion de l’équilibre en J-1 est une tâche dévolue au responsable d’équilibre et non au gestionnaire de réseau. Par ailleurs, la gestion de l’équilibre en urgence est une tâche dévolue au gestionnaire de réseau. Le logigramme inverse ces deux responsabilités. Les responsables d’équilibre devront agir localement en urgence et subir les effets sur l’équilibre dans la zone de réglage.

Nous voyons le responsable d’équilibre intervenir en J-1 et le GRD en cas d’urgence. Nous pensons que le GRD doit communiquer, dans les zones à problème et en J-1, les plages de fonctionnement possibles dans le cadre d’un mécanisme de pré-check. Les responsables d’équilibre, ainsi informés, garantissent l’équilibre du lendemain (responsabilité unique) au niveau de la zone de réglage. Les petites fluctuations liées à l’imprécision des estimations sont corrigées par les mécanismes actuels. Le GRD garde en réserve des moyens d’action pour limiter le déséquilibre dans l’hypothèse où un responsable d’équilibre ne jouerait pas le jeu.

En ce qui concerne les clients > 56kVA, le GRD ne peut pas perdre la main sur son réseau: il doit également pouvoir agir en « intraday » si le marché a mal fonctionné en « J-1 », en particulier sur les producteurs à accès flexibles.

Dans tous les cas, le GRD doit connaître le type de charges et réaliser les mesures nécessaires pour connaître ou simuler les flux sur son réseau lui permettant de prévoir les impacts sur son réseau. A cet effet le GRD doit pouvoir disposer de moyens afin de mettre en place les instruments nécessaires relevant d'une approche Smartgrid.

L'action du GRD via la TCC amène les questions suivantes :

- Que sera la responsabilité du GRD vis-à-vis du marché tenant compte de la multiplication des zones géographiques concernées ? En particulier :
 - Quelle sera la responsabilité du GRD en termes de représentativité des courbes SLP ;
 - Quel est le risque en cas d'erreur d'estimation du résidu à prévoir et transmettre ?
- Comment concilier les commandes TCC par le GRD et les commandes fournisseur, dans des exemples a priori contradictoires tels que :
 - Le fournisseur lance des commandes BT pour vendre « l'éolien Baltique » ;
 - Le GRD lance des commandes sans connaître l'intention du fournisseur.

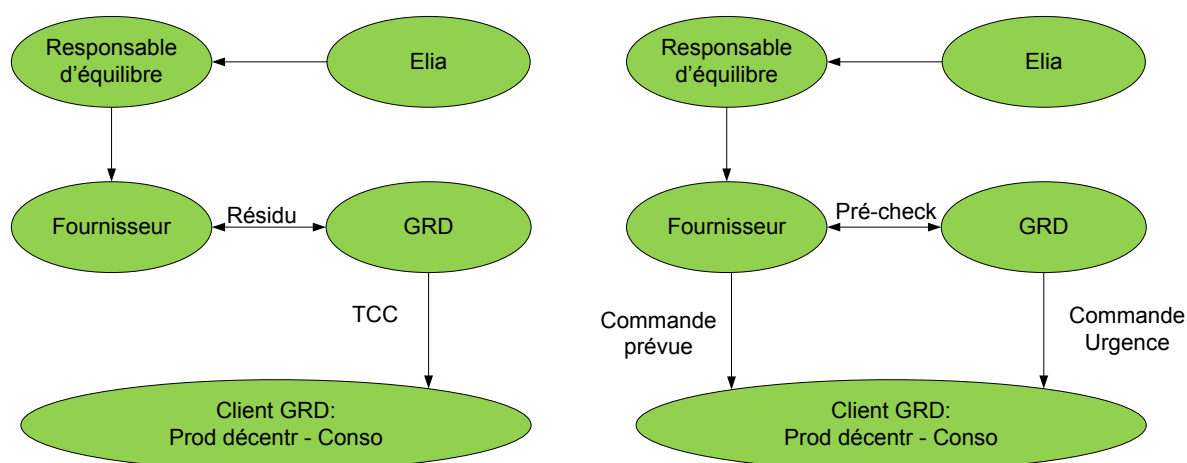


Figure 3 : Comparaison entre le modèle TCC et le modèle proposé par ORES

4.3. Risques

ORES voit apparaître les risques majeurs suivants liés à une application massive de la flexibilité par le GRD au travers de la TCC en matière de modèle de marché :

- Scission de la zone de réglage belge contrôlée par le GRT par région si les responsabilités d'équilibre ne sont pas identiques sur toute cette zone et par conséquent une perte éventuelle en termes d'effet d'échelle qui pourrait avoir des conséquences dans d'autres domaines (bourse d'énergie, clearinghouse etc.) ;
- Favoriser le retour à une responsabilité d'équilibre unique sur la basse tension confiée au GRD et donc un marché captif et défavoriser les nouveaux entrants si la possibilité de différenciation entre responsables d'équilibre est réduite.

5. Modèle SLP

5.1. Contexte

L'utilisation de profils de charge SLP a été décidée par le marché lors de la libéralisation afin de pallier le manque d'information ¼ horaire pour les clients à relève manuelle.

Les profils SLP sont calculés sur base d'un échantillon représentatif de consommateurs pour lequel les données quart d'horaires sont mesurées. Par la meilleure représentativité possible de l'échantillon et par l'optimisation du modèle de calcul, il est possible de minimiser la différence entre la prévision moyenne et la réalité moyenne : un client « normal » a, en moyenne, un profil de charge très prévisible même un an à l'avance. La différence entre l'estimation et la réalité¹, matérialisée par le résidu d'allocation, n'inclut alors plus que les éléments non prévisibles un an à l'avance. Le résidu ainsi minimalisé est réparti entre les différents fournisseurs : il est en quelque sorte mutualisé au sein du marché.

Dans la continuité des objectifs initiaux des SLP, le résidu devra rester minimal. L'augmentation des effets non prévisibles un an à l'avance² est fondamentalement incompatible avec le modèle initial. Deux de ces effets peuvent d'ores et déjà être identifiés :

- La diminution faciale de la consommation aux heures ensoleillées par la production en quelque sorte « cachée » dans le compteur qui tourne à l'envers ;
- L'action prévue en J-1 pour modifier les profils de consommation du lendemain.

5.2. Infeed

L'infeed est l'énergie totale injectée sur un réseau donné. Cette énergie provient d'Elia, des GRD voisins ou est produite localement. L'infeed est mesuré par ¼ d'heure. A ce jour, l'énergie produite par les installations photovoltaïques n'est pas comptabilisée dans l'infeed.

L'infeed est à la base-même du processus de Settlement et à la base du principe d'équilibre entre production et consommation. Si l'infeed est incorrect, l'énergie prise en compte par le marché est incorrecte. Des critères très strictes de qualité sont appliqués par le marché: globalement, l'infeed ne peut pas être erroné de plus de 0,1%, sans quoi un recalcul est nécessaire.

Le résultat de la répartition de l'infeed entre les responsables d'équilibre est l'allocation. Une erreur d'infeed implique non seulement que le résultat total sera erroné mais également la répartition entre les responsables d'équilibre.

5.3. Allocation par registre

Sous l'hypothèse que les SLP peuvent être estimés un an à l'avance sur base de l'historique d'un échantillon représentatif comme aujourd'hui, identifier les courbes en distinguant les registres jour et nuit améliore la consistance entre l'allocation et la facturation au client. Prenons deux clients à consommation annuelle identique : l'un consomme 4.000kWh de nuit et 1.000kWh de jour et l'autre consomme 3.000kWh de nuit et 2.000kWh de jour. Dans le modèle actuel, une seule courbe

1 La mesure est matérialisée par l'infeed, mesuré par ¼ d'heure

2 Pour un ¼ d'heure donnée de l'année qui suit

« 24h/24 » modélise la consommation quart horaire des deux clients. Dans le modèle par registre, deux demi-courbes modélisent séparément les $\frac{1}{2}$ d'heure jour et les $\frac{1}{2}$ d'heure nuit. Cette amélioration du modèle pourrait favoriser une plus grande concurrence entre les fournisseurs ayant intérêt à vendre de l'énergie la nuit et ceux désirant vendre de l'énergie le jour.

5.4. Impacts prosumers et flexibilité TCC

Dans le graphique ci-dessous, on a représenté la partie SLP de l'allocation d'un GRD (résidu inclus), le profil du résidu et le profil de la production brute PV³. Le profil PV est basé sur un profil mesuré, normalisé et rapporté à la puissance PV installée sur le GRD concerné. Le graphique s'étend sur 4 jours de l'été 2011 : on constate une production importante PV les deux premiers jours, une production pendant un court instant le 3^{ème} jour et une production négligeable le 4^{ème} jour.

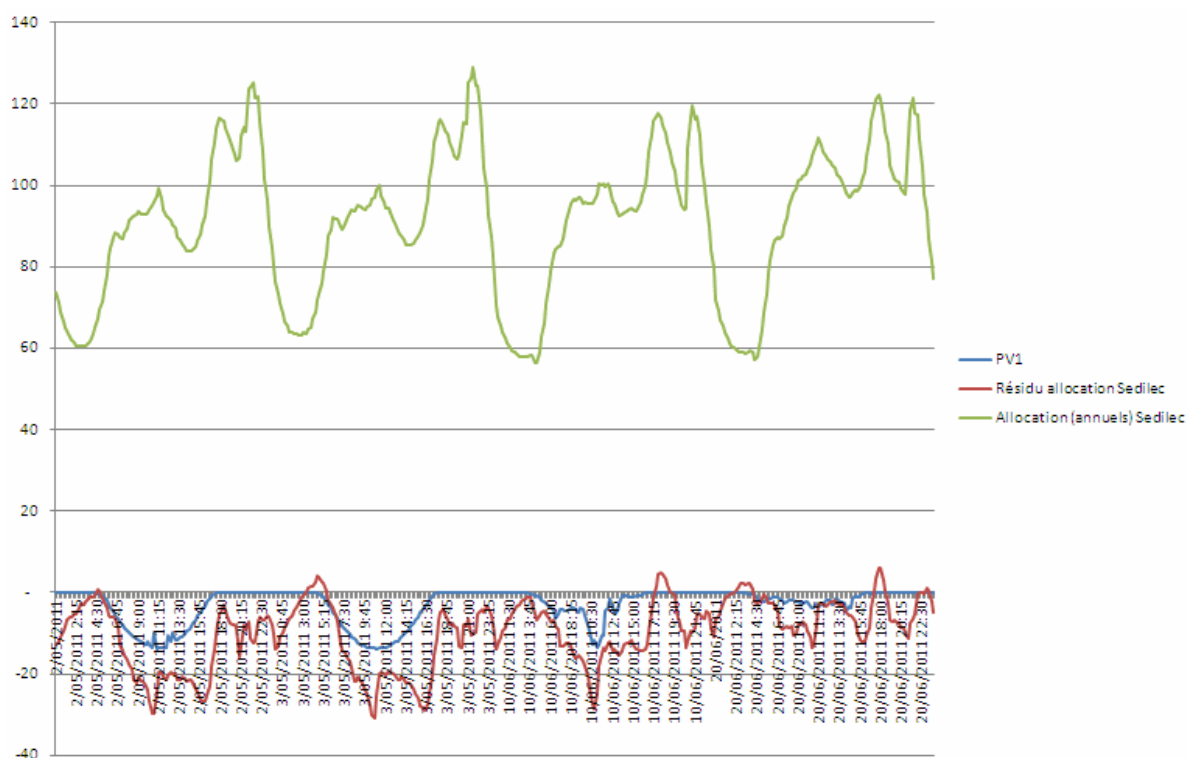


Figure 4 : Allocation résidu et production brute PV

Constatations:

- Hors période ensoleillée, le résidu varie dans une plage d'environ 10MW. Pendant la période ensoleillée, le résidu varie dans une plage de 25MW : la production PV est entièrement incluse dans le résidu. Cette constatation est liée au modèle de l'allocation, la production PV n'étant pas reprise sans l'infeed ;
- En 2020, si la production PV est multipliée par 5 ou 10, l'allocation SLP sera d'autant détériorée et risque d'être négative à certains moments de la journée lorsque la puissance PV dépasse la puissance consommée par les clients SLP ;
- Seule une mesure par $\frac{1}{4}$ d'heure de la production permet de distinguer des journées à profil différent. La connaissance du volume entre deux relèves est insuffisante ;

³ Le profil a été renversé pour permettre une meilleure visualisation de la corrélation avec le résidu

- Déplacer la charge pour limiter par exemple les surtensions, reviendrait à limiter quelque peu le résidu en période ensoleillée mais à le détériorer en soirée : on déplace le résidu de la journée vers le soir, la consommation totale restant inchangée ;
- Suite à la compensation asynchrone dans le compteur qui « tourne à l'envers », l'allocation SLP est réduite toute l'année par réduction des EAV correspondant.

5.5. Conclusion

- Le résultat d'allocation est fortement influencé par la puissance PV. Plus celle-ci est importante, plus le résultat d'allocation s'éloigne de la réalité.
- Vu qu'il est utopique de pouvoir prévoir, un an à l'avance, les journées ensoleillées et les journées nuageuses, tenir compte du PV en moyenne dans les SLP n'améliorerait que très partiellement le résidu en période ensoleillée et le détériorerait aux autres périodes. Par ailleurs, les SLP représentant des consommations, y intégrer des productions ne nous semble pas indiqué.
- Nous précisons enfin que l'échantillon de clients servant à l'établissement statistique des courbes SLP n'inclut que quelques cas très rares avec PV. Les installations de comptages étant des installations simple sens, des valeurs nulles sont lues pour les $\frac{1}{4}$ d'heure à refoulement vers le réseau. Les courbes SLP actuelles ne reflètent pas l'impact moyen de la production PV.

6. Prosumer résidentiel

6.1. Contexte

Depuis plusieurs années, de plus en plus de consommateurs s'équipent de panneaux photovoltaïques (PV) pour couvrir partiellement ou totalement leur consommation propre. Ces consommateurs, appelés communément prosumers sont, sous certaines conditions, équipés de deux compteurs :

- Un compteur mécanique traditionnel simple sens, qui tourne à l'envers lorsque la production instantanée dépasse la consommation instantanée. Après une année, si la production annuelle est supérieure à la consommation annuelle, l'index relevé est identique à l'index de l'année précédente. En plus ces clients changent souvent de compteur bihoraire à un compteur simple tarif afin de compenser sur un registre unique ;
- Un compteur vert : également un compteur traditionnel, ce compteur compte l'énergie produite et permet au prosumer de recevoir puis vendre les certificats verts CV qui lui sont octroyés.

La production d'énergie verte représente un caractère intermittent et imprévisible qui, par définition, n'est pas modélisable via des courbes de charge SLP statistiques.

Le présent chapitre décrit la position d'ORES relative à la gestion future des prosumers, en particulier en ce qui concerne :

- Les impacts sur le résultat d'allocation ;
- La mesure de l'énergie brute produite et celle de l'énergie brute consommée ;
- La participation des prosumers dans le modèle de marché actuel et la vision ORES à ce propos.

La nature de la production (PV, micro cogénération ou autre) importe peu dans ce document.

6.2. Position d'ORES

Une mesure séparée de la consommation brute et de la production brute est nécessaire :

- Smartmeter (SM) mesurant la production brute ;
- Smart meter mesurant la consommation brute.

En termes de processus, cela revient à :

- Distinguer les rôles consommateur et producteur chez le prosumer ;
- Intégrer la production brute en valeur ¼ horaires mesurées dans l'infeed.

Ces mesures n'altèrent en rien la possibilité de compensation administrative.

Les avantages de ce changement sont multiples, tant ceux de la relève de la production brute que celui de la relève de la consommation brute.

6.2.1. Smart meter vert production brute

- GRD :
 - Prendre une part active dans la mesure de « sous-comptages » ;
 - Facilite le calcul des kWh permettant l'attribution des certificats verts ;
 - Inclure la production brute dans l'infeed ;
 - Identifier les zones à problème de déclenchement des PV ;
- Producteur :
 - Réduction du travail administratif certificats verts (CV) ;
 - Mesurer si effectivement, à tout moment, il y a eu production ;
 - Qu'il y ait un compteur mécanique ou télérelevé, le producteur doit investir dans un compteur vert. Le surcoût d'un compteur télérelevé doit être estimé.
- Régulateur :
 - Faciliter la validation des kWh servant au calcul des CV ;
 - Faciliter la centralisation de ces kWh vers le régulateur ;
 - Permettre une vision consistante quant à l'interruptibilité des parcs éoliens / PV.

6.2.2. Smart meter consommation brute

- La mesure de la consommation brute et de la tension au point de raccordement permet au GRD de mieux connaître le réseau et est donc lié au développement smartgrid :
 - Distinguer le problème client du problème réseau : le déclenchement de l'onduleur par surtension ne permet pas de conclure qu'il y a surtension sur le réseau de distribution. Le problème peut se situer dans l'installation du client et inversement un problème d'absence de tension peut résulter d'un déclenchement réseau indépendant d'une surtension ;
 - Intervenir de manière proactive et déterministe sur le réseau pour résoudre les problèmes constatés.
- Modélisation de la consommation par un SLP et un EAV :
 - La présence d'un compteur avec relève des valeurs par quart d'heure n'exclut nullement l'utilisation d'un EAV et d'un SLP pour modéliser la consommation dans le Settlement, tout en tenant compte des ¼ d'heures pour la production : la consommation d'un prosumer et celle d'un consommateur traditionnel sont modélisées à l'identique ;

- Le calcul de l'EAV est aisé lorsqu'on connaît les valeurs par quart d'heure. Au contraire, dans la configuration actuelle de comptages⁴, déduire un EAV des relèves périodiques et non synchrones des deux compteurs s'avère périlleux et non rigoureux.
- Avantages habituels d'un smart meter : relève à distance etc.

La vision d'ORES est de distinguer les rôles consommateur et producteur chez le prosumer, avec fournisseur identique ou non pour la consommation et la production :

- Le producteur vend l'énergie brute produite à un fournisseur :
 - Possibilité de produire plus que la consommation ;
 - Effet de masse par regroupement de producteurs PV pour la vente d'énergie ;
- La consommation brute peut être traitée comme pour tout autre consommateur :
 - Possibilités URE, flexibilité etc. : dans le modèle actuel, rien ne pousse le prosumer à consommer moins que sa production annuelle ;
 - Settlement comme tout autre consommateur: SLP/EAV ou ¼ d'heure.

7. Vision globale - lien entre flexibilité et prosumer

Actuellement, la plus grande majorité des clients ne sont équipés que d'un compteur unique mesurant leur consommation non flexible. En termes de flexibilité, ce compteur suffit à ce jour dans la majorité des cas.

Pour un fonctionnement optimal du marché et en synthèse à notre position décrite ci-dessus concernant la flexibilité et celle relative au prosumer, nous pensons que dans le futur trois composantes devraient pouvoir être identifiées chez un client résidentiel, afin de permettre une mesure correcte et la rémunération correcte du client pour son effort accompli en termes de flexibilité. La nécessité de mesurer ou non séparément les différents circuits ainsi que le schéma de mesure (compteur de tête plus compteurs aval versus plusieurs compteurs de tête) devra faire l'objet d'études plus en détail :

- Sa consommation non flexible ;
- Sa consommation brute flexible ;
- Sa production brute (flexible).

Divers moyens devraient être mis en œuvre pour favoriser l'utilisation des circuits flexibles, qu'ils soient :

- Financiers ;
- Légaux : certaines charges spécifiques devraient être raccordées de manière obligatoire sur un circuit identifiable.

⁴ Compteur mécanique de tête et compteur mécanique vert

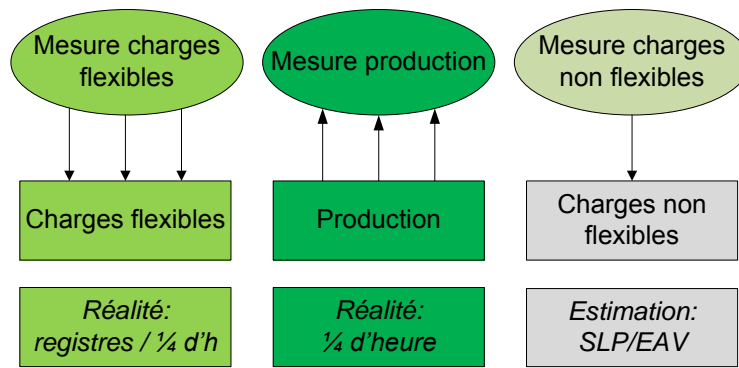


Figure 5 : Identification des différents composants chez un client résidentiel

8. Conclusions

L'utilisation de la TCC pour gérer la flexibilité présente des risques pour le marché essentiellement en termes de répartition des responsabilités vu qu'on attribue au GRD un rôle de responsable d'équilibre. Son utilisation n'est envisageable que ponctuellement, en accord avec tous les acteurs de marché, dans une période de transition vers un modèle unique dans lequel chaque acteur aura des responsabilités clairement délimitées, et dans la limite des contraintes techniques des installations TCC concernées. La responsabilité du GRD ne peut pas être engagé quant à la prévision exacte du résidu par ¼ d'heure.

Nous voyons le responsable d'équilibre intervenir en J-1 et le GRD en cas d'urgence. L'intégration des contraintes locales et le fait que le GRD garde la main sur son réseau se fait à travers d'un mécanisme de pré-check.

Le caractère intermittent et imprévisible de la production décentralisée et sa modélisation par des courbes de charge statistiques constitue une contradiction in terminis. L'incorporation de variations de charges prévisibles dans le résidu et la prévision de ce résidu d'allocation ne constituent pas le moyen adéquat pour éliminer les différences entre prévision annuelle et réalité. Seule une mesure correcte des injections ainsi que celle de consommations non identifiables par des courbes statistiques peuvent éliminer cette variation. Les SLP doivent être réservés à la consommation des clients et uniquement à ceux qui ne participent pas à la flexibilité.

Par ailleurs, ne pas mesurer l'injection des productions décentralisées et ne pas les incorporer dans les processus de settlement rendra le marché opaque ce qui serait encore aggravé par le déplacement de charge éventuel pour compenser le résidu. Ni les GRD, ni les fournisseurs n'auront encore une vue sur les flux d'énergie sur le réseau vu que l'infeed se rapprochera de zéro. Enfin le mécanisme de compensation asynchrone amplifie encore le problème.

Une mesure correcte de la charge flexible, de la charge non flexible et de l'injection est primordiale pour continuer à avoir une maîtrise sur les flux d'énergie sur le réseau et pour permettre de valoriser correctement les efforts de flexibilité.

DIVERS

La TéléCommande Centralisée : Potentiel d'utilisation dans les Smart Grids

ORES – Service Smart Grids / Smart Metering
Avril 2011
Version 1.0

Auteur	Olgan Durieux ORES – Service Smart Grids / Smart Metering
--------	--

Table des matières

1	Introduction.....	3
2	La TCC sur les réseaux d'ORES.....	3
2.1	Principe de la TCC.....	3
2.2	Applications pilotées par la TCC.....	4
2.3	Caractéristiques des signaux de TCC.....	4
2.3.1	Code.....	4
2.3.2	Fréquence.....	5
2.3.3	Intensité.....	6
2.3.4	Mise en réserve.....	6
2.4	Injections TCC.....	8
2.4.1	Injection série.....	8
2.4.2	Injection parallèle.....	8
2.5	Commande des injections TCC.....	9
2.6	Les installations TCC gérées par ORES.....	9
3	Potentiel d'utilisation de la TCC pour les réseaux intelligents.....	9
3.1	Emission des télégrammes.....	9
3.1.1	Durée d'un télégramme de TCC.....	9
3.1.2	Temps de fonctionnement (duty time).....	10
3.2	Adressage des installations.....	10
3.3	Contrôle des charges.....	11
3.4	Récapitulatif.....	11
4	Conclusions.....	12

1 Introduction

Ce document présente les caractéristiques techniques générales des systèmes de TéléCommande Centralisée (TCC) installés sur les réseaux électriques de distribution gérés par ORES.

Il propose également une réflexion sur la compatibilité de ces systèmes de TCC avec les besoins inhérents aux réseaux intelligents (Smart Grids).

Ce document n'entre pas dans le détail technique des équipements de TCC. Il se borne à une description suffisante pour la compréhension des possibilités offertes par cette technologie.

Ce document n'aborde pas les éléments annexes, par exemple commerciaux ou réglementaires, liés à l'utilisation de la TCC. En particulier, l'impact sur le modèle de marché n'est pas abordé dans le cadre de ce document.

2 La TCC sur les réseaux d'ORES

2.1 Principe de la TCC

La TCC consiste en la génération d'un signal à une fréquence dite musicale (comprise dans le spectre audible par l'oreille humaine) et en la propagation de ce signal sur le réseau électrique de distribution, en superposition à l'onde de tension à 50 Hz (voir figure 2.1).

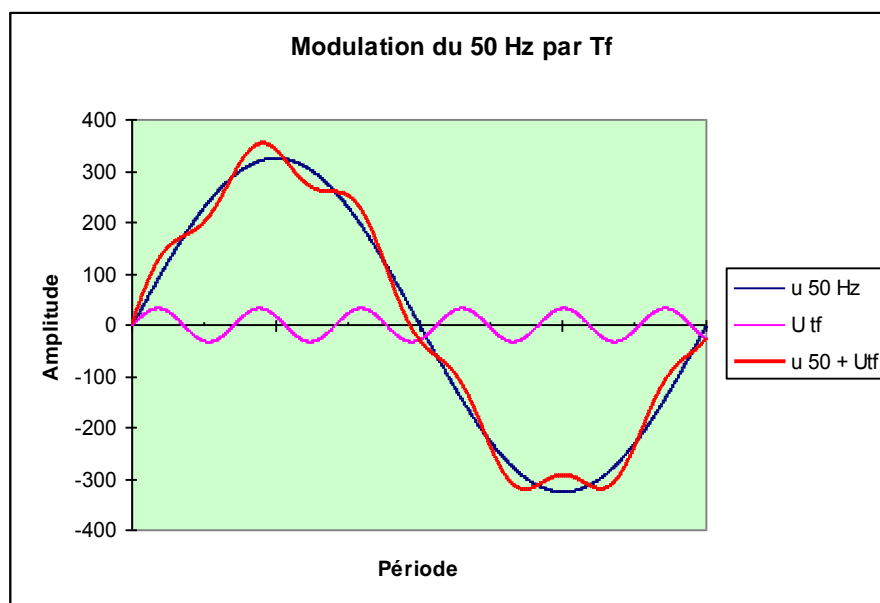


Figure 2.1 : Principe de l'émission d'un signal de TCC – Onde de tension (U_{tf} = onde de tension du signal TCC).

Sur les réseaux gérés par ORES, les signaux de TCC sont générés de manière centralisée dans les postes de transformation HT/MT (c'est-à-dire à l'interface entre les réseaux du transporteur et du distributeur), de sorte 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, c'est-à-dire que les signaux partent des générateurs de TCC vers les utilisateurs, jamais l'inverse.

Pour faciliter la compréhension de ce principe, une analogie peut être faite avec un système de transmission radio traditionnel où l'émetteur radio¹ (centralisé) diffuse un signal hertzien qui peut être capté par tous les récepteurs sans que ceux-ci ne renvoient de signaux à l'antenne émettrice.

2.2 Applications pilotées par la TCC

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

- Éclairage public communal ;
- Eclairage spécifique (ex. monuments, écoles, illuminations particulières);
- Tarif bi-horaire ;
- Tarif exclusif de nuit.

2.3 Caractéristiques des signaux de TCC

Les signaux TCC sont principalement caractérisés par 3 paramètres : le code, la fréquence et l'intensité.

2.3.1 Code

La TCC génère des signaux structurés en télégrammes selon un code particulier.

Les codes TCC actuellement utilisés par ORES sont le *Pulsadis 40* et le *Semagyr 50*.

La durée d'émission d'un télégramme en code *Pulsadis 40* est de 102,250 secondes.

La durée d'émission d'un télégramme en code *Semagyr 50* est de 29,270 secondes.

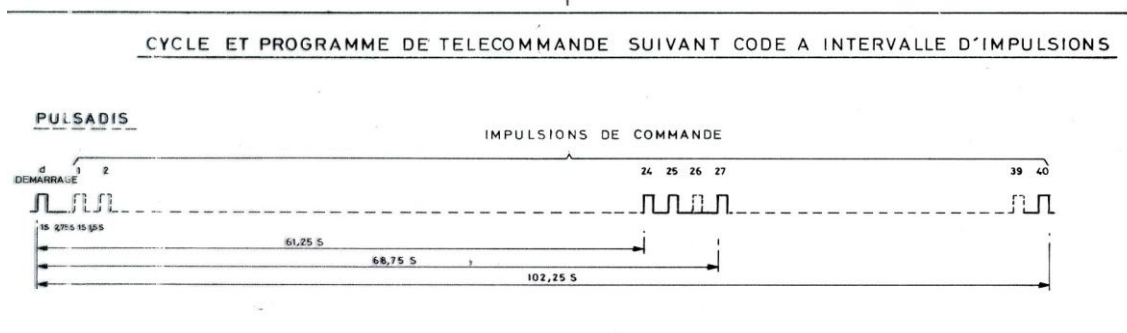


Figure 2.2 : Code *Pulsadis 40*.

¹ Exemple : émetteur de la RTBF.

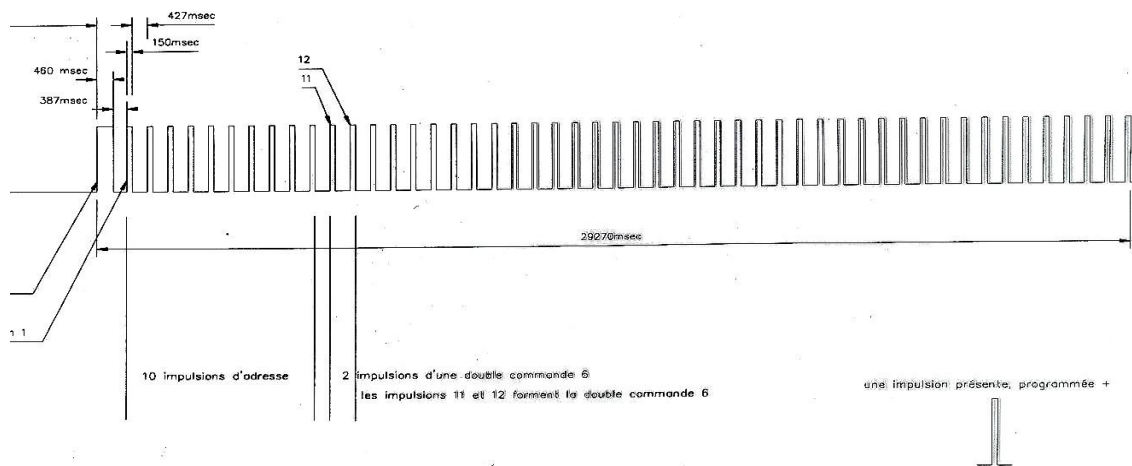


Figure 2.3 : Code *Semagyr 50*.

Un code plus simple dénommé *Decabit* existe également. Ce code n'est actuellement pas utilisé par ORES.

Un télégramme *Decabit* est composé d'un bit de démarrage et de 10 bits utiles. Il présente une plage d'adressage plus étroite mais a une durée d'émission plus courte (6,600 secondes) que les télégrammes des codes susmentionnés.

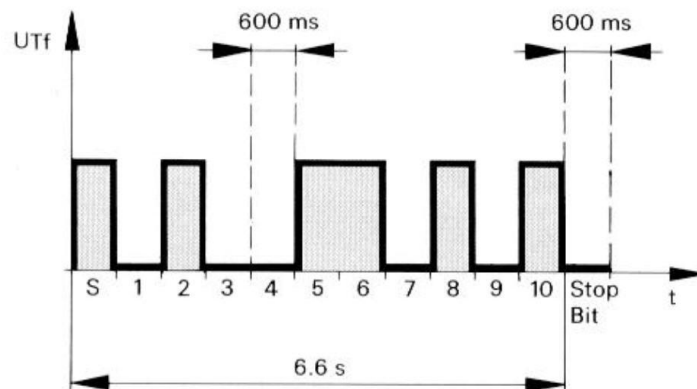


Figure 2.4 : Code *Decabit*.

Les systèmes de TCC d'ORES ne sont pas tous compatibles avec le code *Decabit*.

2.3.2 Fréquence

Comme abordé au paragraphe 2.1, les signaux de TCC ont une fréquence musicale. Les fréquences actuellement utilisées par ORES sont les suivantes :

- 175 Hz ;
- 180 Hz ;
- 283,3 Hz
- 316,6 Hz.

Le choix des différentes fréquences est lié d'une part aux technologies qui ont été mises en œuvre au cours du temps, et, d'autre part, à l'historique d'exploitation des réseaux.

La figure 2.6 présente la carte des fréquences TCC utilisées sur les réseaux gérés par ORES.

2.3.3 Intensité

L'intensité du signal TCC généré en tête de réseau doit être suffisante pour que l'intensité résiduelle en bout de réseau (chez l'utilisateur) soit au minimum égale à la valeur seuil détectable par un récepteur de signaux de TCC.

Certaines installations permettent d'augmenter l'intensité du signal TCC émis au poste HT/MT, d'autres pas.

2.3.4 Mise en réserve

En cas d'erreur lors de la transmission d'un télégramme, un temps dit de mise en réserve doit être respecté. Cette mise en réserve correspond à un intervalle de temps pendant lequel aucune émission TCC ne peut être effectuée de sorte à ce que tous les récepteurs puissent revenir à leur état de repos et ainsi éviter d'interpréter faussement une commande.

Pour le code *Pulsadis 40*, le temps de mise en réserve est de 102,250 secondes.

Pour le code *Semagyr 50*, il est de maximum 29,270 secondes.

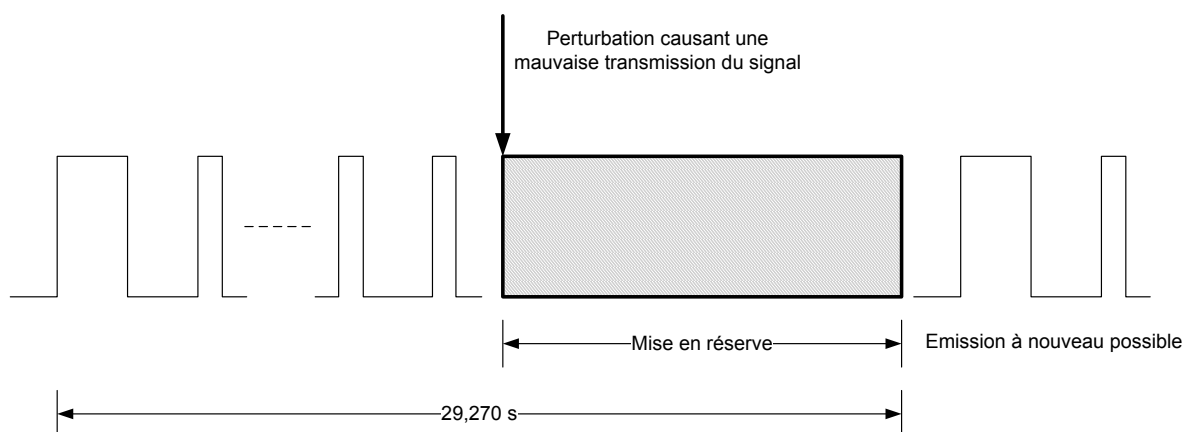


Figure 2.5 : illustration du temps de mise en réserve (cas du code *Semagyr 50*).

Notons par ailleurs que les récepteurs électromécaniques peuvent présenter un comportement intempestif lié à leur sensibilité à certaines perturbations présentes sur les réseaux.

Les récepteurs électroniques ne présentent pas ce comportement intempestif.

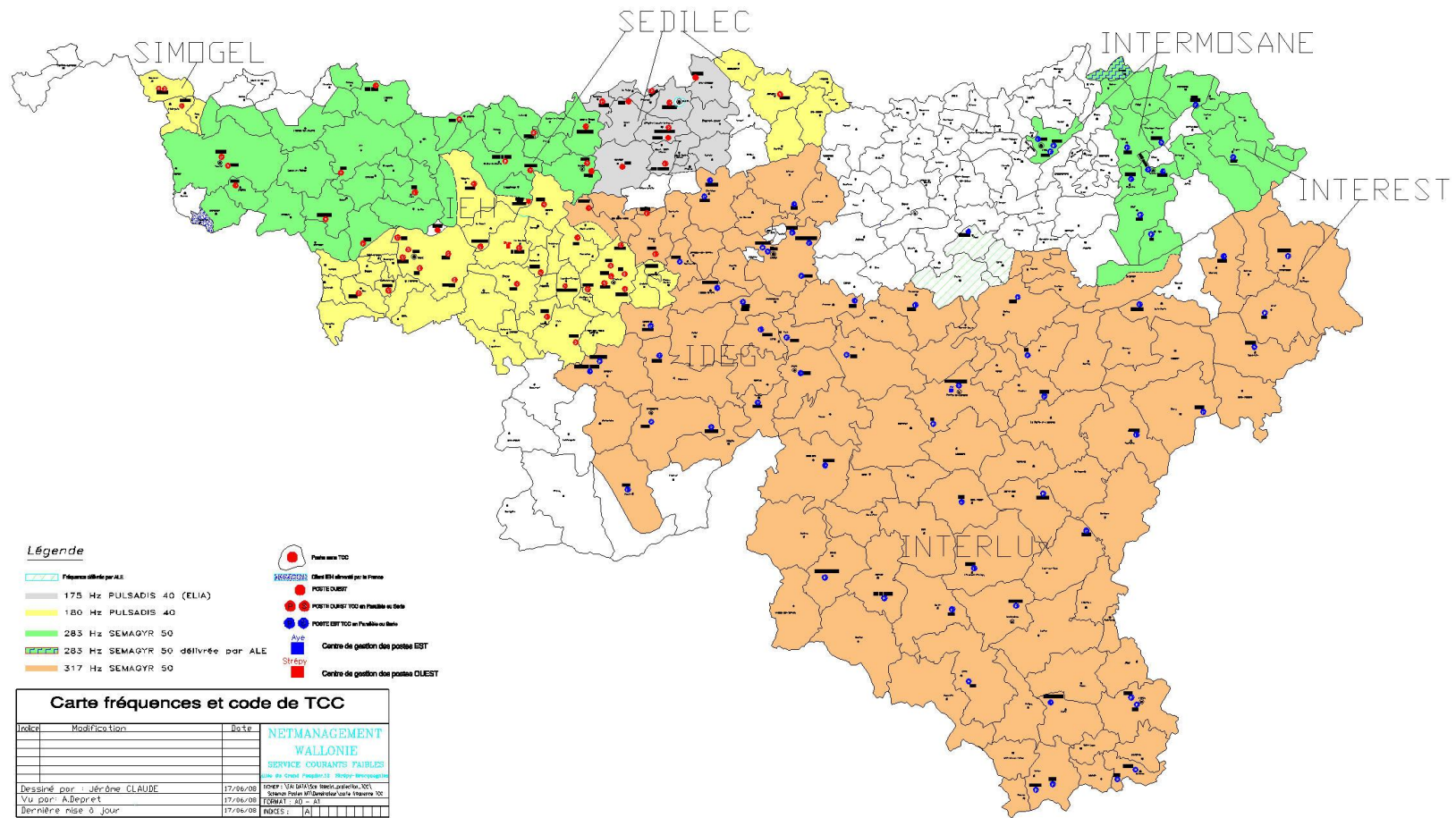


Figure 2.6 : carte des fréquences et codes TCC utilisés par ORES et zones d'influence.

2.4 Injections TCC

Les injections de signaux de TCC sont réalisées dans les postes HT/MT. Il existe 2 types d'injection : l'injection série et l'injection parallèle.

2.4.1 Injection série

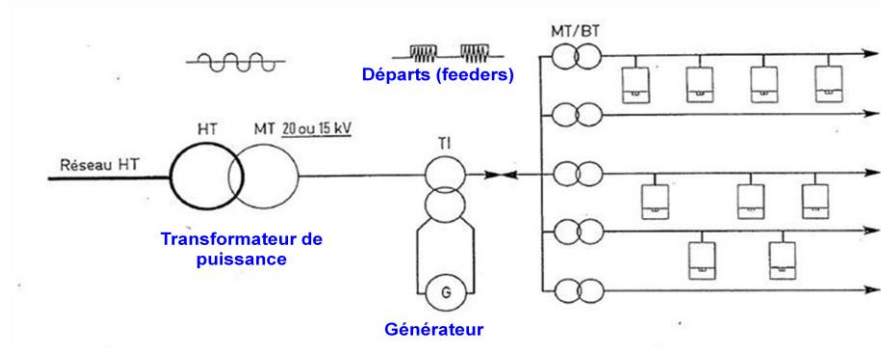


Figure 2.7 : TCC – principe de l'injection série.

Comme le montre la figure 2.7, le système d'injection série de TCC est composé d'un générateur, d'un shunt (circuit électrique permettant le couplage au réseau MT et l'injection des signaux du générateur dans le réseau), d'un coffret d'injection et de transformateurs de courant.

En injection série, le signal TCC est injecté dans le réseau MT en un nœud particulier situé entre le secondaire du transformateur HT/MT d'Elia et la cellule d'arrivée du transformateur d'Elia sur le jeu de barres MT du poste.

2.4.2 Injection parallèle

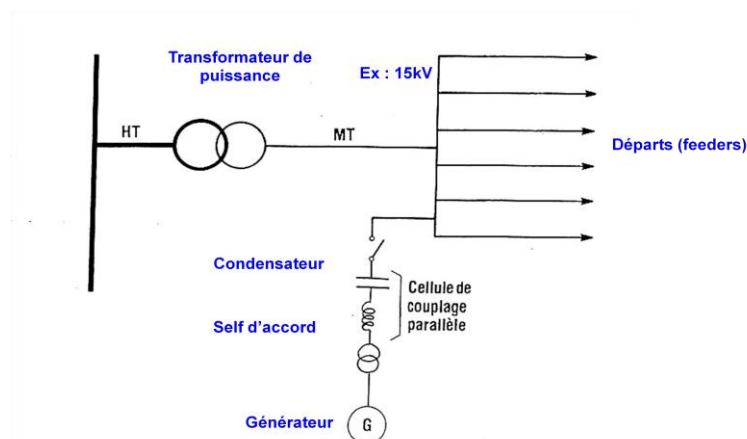


Figure 2.8 : TCC – principe de l'injection parallèle.

Dans une injection parallèle, le signal de TCC émis par le générateur est injecté sur le jeu de barres MT au travers d'un circuit dit de couplage.

2.5 Commande des injections TCC

Les installations de générations et d'injection de signaux TCC dans le réseau sont pilotées à distance par des baies de commande.

Ces baies peuvent être centrales (par exemple pour une région ou un ensemble de postes donné) ou locales (le baie se trouve dans un poste donné et pilote l'injection TCC de ce poste).

Les baies centrales communiquent avec les baies locales ou directement avec les générateurs au travers de lignes de télécommunication dédiées.

Ces lignes de télécommunications sont soit en cuivre soit en fibre optique et ont actuellement des débit standards de 50 à 1200 bit/seconde.

2.6 Les installations TCC gérées par ORES

Des équipements d'émission de signaux TCC sont installés dans tous les postes HT/MT de Wallonie où sont présents les GRD mixtes. Ces installations sont la propriété des GRD mixtes concernés. ORES les gère, les exploite et en assure la maintenance.

Néanmoins, dans le Brabant Wallon, sur la zone SEDILEC, 10 postes n'ont pas d'installation de TCC du GRD. Pour ces réseaux, les signaux de TCC sont fournis par Elia qui les émet sur son réseau 36 kV. Il s'agit de la zone Pulsadis 175 Hz reprise sur la carte de la figure 2.5.

Il est important de noter que la grille des télégrammes TCC de cette zone est gérée par Elia et est partagée avec SEDILEC, SIBELGA, la Régie de Wavre et IVERLEK.

En outre, la grille actuelle est remplie et ne permet plus la création de nouveaux programmes dans ce code et à cette fréquence.

La faisabilité d'utilisation d'un autre code par les équipements d'Elia n'est pas confirmée.

3 Potentiel d'utilisation de la TCC pour les réseaux intelligents

Les réseaux électriques intelligents (Smart Grids) devront intégrer les productions décentralisées en MT et BT et devront pouvoir piloter les charges en tenant compte de certains paramètres comme la fluctuation des tarifs de l'électricité et l'état de stress du réseau de distribution.

Ce chapitre présente les premières réflexions d'ORES quant au potentiel de compatibilité de la TCC avec les besoins des Smart Grids. Ses limitations sont également identifiées.

3.1 Emission des télégrammes

3.1.1 Durée d'un télégramme de TCC

En code *Pulsadis 40* ou *Semagyr 50*, le temps d'émission des télégrammes de TCC est non négligeable (près de 2 minutes pour le *Pulsadis 40* et 30 secondes pour le *Semagyr 50*). Le temps de

mise en réserve doit également être pris en compte. A cause de cette contrainte, **le pilotage temps réel² d'installations n'est pas envisageable.**

Des constructeurs tels que Swistec GmbH (www.swistec.de) proposent des solutions software à installer sur les équipements de TCC existants (générateurs) pour accélérer l'émission des télégrammes (nouvelle durée annoncé du télégramme : de 2 à 3 secondes) sur base d'un nouveau code, mais cette possibilité doit encore être évaluée par ORES et doit faire l'objet d'une démonstration de bon fonctionnement. En outre, le déploiement de ce système nécessiterait une reconfiguration des récepteurs de TCC, donc des coûts conséquents liés aux déplacements chez les clients. ORES émet donc une grande réserve sur cette possibilité.

3.1.2 Temps de fonctionnement (*duty time*)

Les installations de TCC sont dimensionnées pour un temps de fonctionnement (*duty time*) limité supérieurement. Ce temps de fonctionnement correspond concrètement à la proportion du temps pendant laquelle une installation de TCC peut émettre des signaux.

Pour illustrer cette limite, considérons une **injection TCC parallèle** avec **couplage dans un noyau ferromagnétique** et générant des télégrammes dans le code *Pulsadis 40*.

Dans ce cas, les spécifications techniques du constructeur des éléments du circuit de couplage nous indiquent que le temps de fonctionnement maximum des condensateurs est de 4% sous un courant nominal.

Dans une journée entière de 86400 secondes, cette limitation signifie que **le circuit ne peut pas injecter plus de 4% du temps, soit 3456 secondes, c'est-à-dire moins de 60 minutes.**

Dans un télégramme *Pulsadis 40*, un bit a une durée de 1 seconde. En considérant de manière réaliste en moyenne 20 secondes d'émission par télégramme, la limite de 4% nous conduit à un **potentiel d'émission de maximum 173 télégrammes/jour.**

En cas de dépassement de cette valeur limite, l'échauffement peut être destructeur pour l'équipement. Il n'est donc pas envisageable d'émettre des télégrammes TCC à fréquence trop soutenue pour piloter un trop grand nombre d'applications distincts.

Tout autre paramètre étant égal dans l'exemple ci-dessus, le code *Semagyr 50* permet l'émission d'un plus grand nombre de télégrammes quotidien car il est caractérisé par une durée des bits d'un télégramme inférieure à celle du *Pulsadis 40*.

Enfin, pour les injections série installées sur les réseaux d'ORES, le temps de fonctionnement maximum est de 10 %.

3.2 Adressage des installations

Le champ d'adresse des télégrammes présentant un nombre de bits restreint, la granularité de l'adressage par TCC est relativement faible.

Les télégrammes *Semagyr 50* et *Pulsadis 40* ont un champ d'adresse de 10 bits, ce qui permettrait théoriquement d'adresser pour chacun des codes $2^{10}=1024$ équipements différents.

² Transmission d'informations et/ou de commandes endéans quelques millisecondes.

Néanmoins, les adresses déjà utilisées pour les applications actuelles doivent être prises en compte dans la réflexion. Ces chiffres montrent la réelle limitation d'adressage de la TCC.

Pour rappel, la TCC a été conçue pour une diffusion de masse et non pour cibler des équipements particuliers. L'adressage des charges d'une rue ou d'un raccordement particulier est dès lors à proscrire avec les systèmes existants.

3.3 Contrôle des charges

L'enclenchement local de charges en synchronisme avec une production également locale pour éviter par exemple les surtensions n'est pas envisageable avec la TCC à cause des limitations expliquées aux paragraphes précédents. Cependant, la TCC pourrait être compatible avec le besoin de contrôle/déplacement de certaines charges comme par exemple la charge particulière constituée par les véhicules électriques.

En effet, dans ce cas particulier, pour un taux de pénétration des véhicules électriques compatible avec l'infrastructure des réseaux BT actuels en périodes hors pointe, la charge de ces véhicules pourrait être déplacée la nuit (par exemple à partir de 22h) ou aux heures creuses de la journée, par des signaux TCC qui piloteraient des circuits dédiés (à l'instar par exemple de l'exclusif de nuit). Les commandes TCC concerneraient tous les véhicules électriques (pas d'adressage fin) et présenteraient une certaine tolérance sur leur délai d'exécution.

A priori, l'ajout de commandes pour ces circuits de charge de véhicules électriques, le cas échéant, est compatible avec les grilles TCC actuelles.

Notons que malgré une faisabilité évaluée positivement à ce stade, cette opération n'est pas triviale car elle nécessitera une reconfiguration / un placement de récepteur de TCC et une modification de l'installation électrique du client dont le coût est non négligeable.

Enfin, pour un taux de pénétration plus important (à calculer) des véhicules électriques, la TCC ne suffira plus et un système interactif devra être utilisé.

3.4 Récapitulatif

Le tableau 3.1 récapitule les fonctionnalités envisageables et non envisageables avec la TCC.

Ce que la TCC peut faire	Ce que la TCC ne peut pas faire
<ul style="list-style-type: none"> - Commande en masse (<i>broadcast</i>³) ; - Commande unidirectionnelle : du réseau vers l'utilisation ; - Commande d'équipements avec une tolérance sur le délai d'exécution de l'ordre. 	<ul style="list-style-type: none"> - Adressage particulier ; - Interactivité avec l'équipement commandé ; - Génération de télégrammes espacés par des intervalles de temps courts ; - Commande des charges en temps réel.

Tableau 3.1 : récapitulatif des possibilités et limitations de la TCC.

³ Un émetteur envoyant à un très grand nombre de récepteurs.

4 Conclusions

La TCC répond aux besoins des réseaux actuels en termes de commande de charges génériques et d'application d'une tarification horaire simple. C'est un système qui présente des limitations qui doivent être connues et prises en compte pour évaluer sa compatibilité avec les besoins des futurs 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 des systèmes qui nécessiteraient une réaction très rapide (temps réel).

Néanmoins, la TCC est omniprésente sur les réseaux gérés par ORES. L'exploitation de cet avantage sera subordonnée à la condition de pouvoir répondre aux futurs besoins à un coût inférieur aux solutions techniques concurrentes.

La TCC peut être utilisée de façon à prévenir certains problèmes sur les réseaux mais n'est pas une solution pour palier en temps réel aux situations de stress.

Le choix d'avoir recours, ou pas, à la TCC pour les réseaux intelligents ne pourra être arrêté que lorsque les fonctionnalités auront été définies.

Les aspects non techniques liés à l'utilisation de la TCC doivent encore être étudiés.

STOCKAGE D'ENERGIE PAR LE “PETIT PRODUCTEUR PV”.

1 INTRODUCTION.

Au cours de la troisième réunion plénière de REDI, “Réseaux électriques durables et intelligents”, tenue le 28 juin 2011, Francis GHIGNY, président de la CWAPE, a tiré les conclusions de la journée en annonçant la suite de REDI.

En exposant les prochaines étapes, point 4.2 de son exposé, il a cité brièvement le stockage d'énergie, que le GT1 devrait examiner en septembre. A l'entendre, le stockage n'aurait pas d'impact significatif sur le déplacement de charges.

WEISSHORN Power sprl souhaite soumettre une contribution portant sur le stockage d'énergie par les “petits producteurs photovoltaïques (PV)”. Cette contribution chiffre un scénario de stockage en batterie au plomb. Les chiffres sont basés sur des prix de marché réalistes, ils ne visent pas la promotion d'un produit existant...

WEISSHORN Power est un bureau d'études indépendant, spécialisé en électronique de puissance. Il bénéficie d'une longue expérience en développement et fabrication de produits électroniques industriels dans les engins de génie civil, et participe e.a. à un projet de recherche en électronique de puissance dans le domaine ferroviaire.

2 DESCRIPTION DU SCENARIO “PV + STOCKAGE ÉTÉ”.

Un “petit producteur PV” installe sur son toit des panneaux PV fournissant une tension continue (DC). Un ou des onduleurs transforme cette tension DC en tension alternative (AC) alignée sur le réseau basse tension (230V mono, plus rarement 400V tri ou 230V tri). La puissance crête installée est en moyenne de 3 ou 4 kWc, avec un maximum de 10 kWc, pour rester “petit” producteur.

La production est strictement liée à l'ensoleillement, elle est centrée autour de 12-13h, beaucoup plus importante en été qu'en hiver. Quand la consommation interne dans l'habitation est inférieure à la production, l'énergie excédentaire est injectée dans le réseau basse tension (BT), le compteur “tourne à l'envers”.

Pour le moment, le réseau n'a aucun contrôle sur cette injection, elle dépend de l'ensoleillement instantané. Localement, en aval d'un même transformateur BT, tous les “petits producteurs” ont le même ensoleillement, ils injectent tous au même moment. Si la tension “vue” par l'onduleur dépasse 230V + 10%, l'onduleur se met en sécurité et ne produit plus rien (REDI – GT2 – Etude de cas n°2).

Un stockage local de l'énergie excédentaire permettrait de différer l'injection dans le réseau. Ce n'est pas du déplacement de charges, mais du déplacement de production.

WEISSHORN Power sprl	Bout du Village, 54 B - 5020 Temploux Belgium	JHM : + 32 476 30 69 60 jean.mangez@skynet.be MH : +32 476 33 28 52	BCE BE 0829.304.270 R.P.M. Namur	IBAN BE24 6511 4877 2138 BIC KEYTBEBB
-------------------------	---	---	--	--

Une méthode de stockage d'énergie est le stockage en batterie. Dans ce cas, la tension DC des panneaux PV est injectée dans les batteries (charge). La tension DC des batteries (décharge) peut être utilisée ultérieurement par l'onduleur pour injecter de l'énergie AC dans l'habitation ou dans le réseau BT, il y a bien déplacement de charge pour le réseau.

Pour chiffrer le scénario, supposons une installation PV "limite haute" de 10 kWc, adaptée à une habitation très électrique, client type Dd ou De. Une journée bien ensoleillée d'été produit 50 à 60 kWh, dont plus de la moitié entre 11h et 15h. Avec une consommation propre estivale, donc faible, 30 kWh peuvent être injectés dans le réseau BT pendant ces heures critiques.

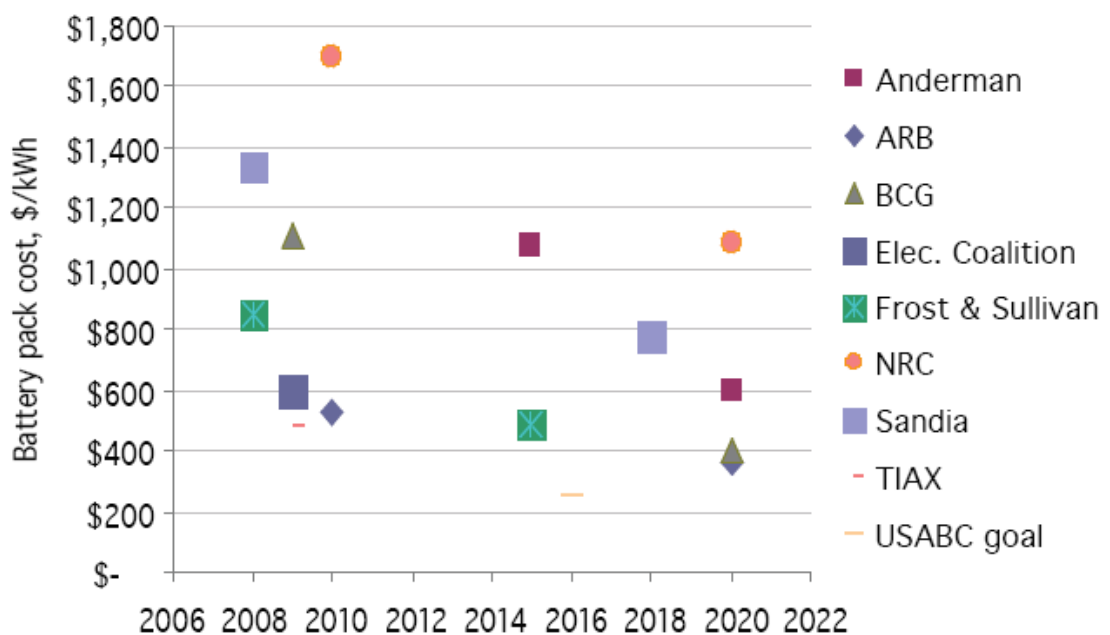
Supposons un stockage de 20 kWh, avec charge en 4 heures.

3 CHOIX DE LA BATTERIE.

La batterie choisie détermine le coût de l'installation de stockage.

Une petite voiture électrique actuelle doit stocker 20 ou 25 kWh, le même ordre de grandeur que notre scénario. Les technologies Li-ion font l'objet d'études intensives dans le cadre du véhicule électrique (VE), leur prix de revient est le principal obstacle à la diffusion des VE. Les prix cités pour les batteries Li-ion varient de € 250,-/kWh à plus de € 1.000,-/kWh, et il est très difficile d'obtenir des chiffres documentés de durée de vie. La batterie Li-ion est sans doute la solution du futur, mais elle n'est pas chiffrable pour le moment.

Figure 9 – Cost Estimates of EV Battery Packs⁵⁶



WEISSHORN Power sprl	Bout du Village, 54 B - 5020 Temploux Belgium	JHM : + 32 476 30 69 60 jean.mangez@skynet.be MH : +32 476 33 28 52	BCE BE 0829.304.270 R.P.M. Namur	IBAN BE24 6511 4877 2138 BIC KEYTBEBB
--------------------------------	---	---	--	--

Une alternative mûre est la batterie au plomb. Sans entrer dans une étude technique détaillée, la batterie du scénario "PV" est une batterie stationnaire, avec charge en 4 heures, décharge dans les quelques heures suivantes, 100 à 250 cycles par an (voir plus bas). Contrairement à la batterie de type "réserve de marche" (UPS), c'est le cyclage ("deep cycle") qui détermine sa durée de vie. Si la décharge maximale est limitée à 50% de la capacité nominale de la batterie, elle peut atteindre 1500 cycles, soit 6 à 10 ans dans de bonnes conditions d'utilisation. Après 10 ans au maximum, il faut prévoir un remplacement des batteries.

Le coût des batteries seules est d'environ € 7.000,-.

Le coût d'installation initiale, hors batterie, si elle vient s'ajouter à une installation PV existante, est estimé actuellement à € 10.000,-. Si le stockage est installé en même temps que les panneaux PV, le coût d'installation initiale, hors batterie, descend sans doute à € 7.000,-. Si le stockage connaît un certain succès et qu'un fabricant d'onduleurs intègre le chargeur de batterie dans l'onduleur, le surcoût, hors batterie, devrait être inférieur à € 5.000,- pour le "petit producteur".

4 COÛT – BÉNÉFICE DU "STOCKAGE ÉTÉ" POUR LE PETIT PRODUCTEUR.

Le stockage d'énergie en batterie a un rendement de 70 % à 90%, suivant l'état de la batterie, sa température, la profondeur de décharge, la vitesse de charge... Pour obtenir la même production utile, le producteur doit augmenter la taille de son installation, càd le nombre de panneaux PV.

S'il "déplace" 20kWh pendant 100 jours par an, le producteur doit générer 2000kWh / 0.70 = 2850 kWh pour obtenir 2000 kWh utiles. Pour obtenir ces 850 kWh supplémentaires, il doit ajouter 1 kWc à son installation. Au prix actuel de € 4,-/Wc, cela représente un investissement de € 4.000,-.

Coût total TVAC en 15 ans	Le stockage est installé en même temps que les PVs	Installation ultérieure du stockage
Installation hors batteries	€ 7.000,-	€ 10.000,-
Batteries	€ 7.000,-	€ 7.000,-
PVs supplémentaires pour compenser les pertes des batteries	€ 4.000,-	€ 4.000,-
Total	€ 18.000,-	€ 21.000,-

Dans les hypothèses ci-dessus, le producteur n'a aucun bénéfice, il n'a que des coûts.

WEISSHORN Power sprl	Bout du Village, 54 B - 5020 Temploux Belgium	JHM : + 32 476 30 69 60 jean.mangez@skynet.be MH : +32 476 33 28 52	BCE BE 0829.304.270 R.P.M. Namur	IBAN BE24 6511 4877 2138 BIC KEYTBEBB
--------------------------------	---	---	--	--

Dans la situation décrite dans le cas d'étude n°2 du GT2 de REDI, avec 20% de pénétration PV dans un réseau qui n'a pas été dimensionné pour le PV, le producteur risque de "perdre" 205 heures de production par an parce que son onduleur va se mettre en sécurité. Comme ce sont les heures les plus ensoleillées, cela représente environ 205 x 8kWh ou 1600 kWh. S'il doit acheter ces kWh au tarif jour de € 0.22, cela lui coûte € 350,-/an. Il perd également 1.6 x 5 certificats verts, soit € 680,-. Perte totale "évitée" : € 1.030,-/an ou € 10.300,- en 10 ans.... si le producteur prend seul en charge le "sous-dimensionnement" du réseau.

Si le stockage local par le producteur n'est utilisé que pour "déplacer" la surproduction des heures les plus ensoleillées, l'analyse coût-bénéfice est peu favorable au petit producteur ! Seul le distributeur est gagnant.

5 DESCRIPTION DU SCENARIO "DEPLACEMENT MAXIMUM".

Une installation de stockage peut être utilisée au maximum de ses possibilités, parce que le producteur y est incité, par exemple. Supposons une charge et une décharge par jour, pendant 350 jours par an. L'énergie déplacée est de 350 x 20kWh = 7MWh par an.

Avec les batteries actuelles, elles devraient être remplacées tous les 5 ans. Pour une période de 10 ans, le coût du stockage serait alors de € 7.000 pour l'installation hors batteries + 2 jeux de batteries, € 14.000,-, total € 21.000,- pour déplacer 7MWh x 10 = 70MWh. Le coût du déplacement de production est de € 21.000 / 70 = €300,-/MWh déplacé.

Pour compenser les pertes dues aux batteries (7 Mwh x 0.3 = 2.1 Mwh), le producteur doit installer 2.5 kWc de panneaux supplémentaires (2.5 kWc x 850 h = 2.1 MWh) à € 4,-/kWc, soit € 10.000,-. Ce poste entre dans l'incitant existant pour panneaux PV (voir plus bas).

Si 5% des 22000 petits producteurs PV wallons actuels (début 2011) entrent dans ce schéma "maximum" (1100 installations x 7MWh), et 10% en font la moitié (2200 installations x 3.5MWh), le potentiel est de 15GWh/an en 2011. Si 25% des 88000 petits producteurs PV prévus en 2020 s'équipent de stockage, cela fait 22000 installations.

Toutes nos estimations de coût sont des coûts 2011. Deux mécanismes devraient réduire ces coûts à l'avenir : le chargeur/contrôleur de batterie est un produit électronique, et le coût de l'électronique baisse toujours avec le volume et la concurrence. D'autre part, la batterie en fin de vie est recyclable, elle contient... la même quantité de plomb qu'une batterie neuve. Un circuit de recyclage court devrait faire baisser le coût de remplacement des batteries. Ces diminutions de coût ne nous paraissent pas chiffrables aujourd'hui, mais elles ne peuvent qu'améliorer l'attractivité du stockage.

<p>WEISSHORN Power sprl</p>	<p>Bout du Village, 54 B - 5020 Temploux Belgium</p>	<p>JHM : + 32 476 30 69 60 jean.mangez@skynet.be MH : +32 476 33 28 52</p>	<p>BCE BE 0829.304.270 R.P.M. Namur</p>	<p>IBAN BE24 6511 4877 2138 BIC KEYTBEBB</p>
--	--	--	---	--

6 D'AUTRES SCENARI DE STOCKAGE.

En principe, le stockage peut être utilisé sans PV, en “load shifting”, c ad en chargeant les batteries de nuit et en restituant de jour. Sur base des tarifs actuels en bihoraire, et sans autre incitant, cette utilisation n'est jamais économiquement justifiable pour le consommateur individuel.

Pour “déplacer” 20 kWh pendant 5 jours par semaine, 50 semaines par an, soit une restitution de jour de 5000kWh, il faut charger 6600 kWh au tarif “nuit” de  0.13/kWh, soit à 860,-, alors que 5000 kWh au tarif “jour” de 0.22/kWh coûteraient   1100,-. Différence annuelle :   240, soit à 2.400,- en 10 ans. L'installation de stockage coûte à 18.000,-

Une installation de stockage peut être utilisée en “peak shaving”, ou réduction des pointes de consommation. Cette utilisation n'intéresse que les utilisateurs importants, en HT, dont la “pointe quart horaire” influence le tarif, elle n'est pas applicable au petit producteur.

L'installation de stockage peut en principe être utilisée en “UPS” (Uninterruptible Power Supply) ou alimentation secourue. Cette utilisation intéresse principalement les services et les professionnels, davantage que les particuliers. Les batteries sont sensiblement plus petites, souvent d'un type différent.

Cette utilisation commence néanmoins à être proposée par des fabricants, voir <http://www.sma-france.com/fr/produits/systemes-de-secours/sunny-backup-sets-m-l-xl.html> .

7 ACCEPTABILITE DU STOCKAGE PAR LE PETIT PRODUCTEUR.

Plusieurs contributions à REDI ont souligné que, au-delà de l'intérêt économique ou financier, au-delà même de l'intérêt général, une proposition technique doit être “acceptable” pour le consommateur ou le client.

Dans cette contribution-ci, nous avons volontairement examiné le stockage local du point de vue du petit producteur uniquement.... parce que toute proposition technique doit être “acceptable” pour lui.

A notre avis, plusieurs arguments subjectifs rendent le stockage local chez le petit producteur PV “acceptable” :

- o Quiconque a déjà “entendu” fonctionner une installation PV par temps nuageux, ne peut qu'être horrifié par les variations d'énergie produite. La plupart des onduleurs ne sont pas tout-à-fait silencieux, surtout à puissance nominale. Lors du passage d'un nuage, le bruit diminue brutalement, pour r auginer quelques instants plus tard, quand le soleil reparaît. En aval d'un même transfo

WEISSHORN Power sprl	Bout du Village, 54 B - 5020 Temploux Belgium	JHM : + 32 476 30 69 60 jean.mangez@skynet.be MH : +32 476 33 28 52	BCE BE 0829.304.270 R.P.M. Namur	IBAN BE24 6511 4877 2138 BIC KEYTBE33
-------------------------	---	---	--	--

BT, il n'y a pas foisonnement, tous les voisins ont les mêmes nuages. Il ne faut pas être grand expert pour “entendre” que ces variations brutales de production doivent avoir un coût.... que le stockage local peut amortir.

- Même s'il n'éprouve pas de sympathie particulière pour son distributeur ou son fournisseur, tout petit producteur PV sait qu'il “profite” du réseau, de nuit, par temps couvert, en hiver, il sait que sa production intermittente n'est pas un cadeau pour le réseau, il sait que la compensation annuelle est un cadeau pour lui. Le stockage local “lisse” ou rééquilibre sa relation avec le réseau, il le comprend intuitivement.
- Le stockage d'énergie en batterie n'a pas un rendement de 100%, il a un coût en énergie. L'association d'une installation PV avec des batteries réduit la perception subjective de ce coût : après installation, le petit producteur perçoit l'énergie solaire comme “gratuite”. L'énergie perdue à cause du stockage est plus acceptable pour le petit producteur PV que pour un autre intervenant, parce qu'elle n'apparaît pas sur une facture.
- Le succès du photovoltaïque en Wallonie est éblouissant. Sans que cela ne soit exprimé trop ouvertement (et le président de la CWAPE s'exprime toujours ouvertement !), le programme PV dépasse toutes les attentes, noyant certains intervenants. Or, le principal incitant, le certificat vert, est réparti dans le temps et comporte une dose d'incertitude. Le “petit producteur” doit investir, au sens premier du terme, soit ses propres deniers, soit même en s'endettant, sa rémunération est différée et il accepte un risque. Le particulier a donc montré qu'il était prêt à investir pour une énergie durable. Le stockage local rend cette énergie plus durable, puisqu'il “tire” moins sur le réseau. Le particulier investira lui-même dans le stockage local s'il lui est proposé de manière convaincante, ce qui diminuera d'autant les investissements du distributeur.
- La voiture électrique est une demande du marché, ce sont les fabricants de véhicules ou les fabricants de batteries qui n'arrivent pas à rencontrer cette demande à un prix raisonnable, ou dans un délai raisonnable. Le stockage local d'électricité, dans l'habitation, peut profiter de ce succès... sans trop attendre. Les batteries stationnaires sont moins sophistiquées que les mobiles, la batterie au plomb est presque entièrement recyclable etc... Il est probable que les batteries s'améliorent à l'avenir, les enthousiastes du Li-ion citent 90% de rendement, il est probable que les coûts baissent, mais nos estimations sont basées sur les produits actuels.
- Enfin, il est notoire que l'incitant “ certificat vert ” version 2011 est très généreux pour le producteur, la Région réduit l'incitant à partir de 2012. Il suffirait d'intégrer le stockage dans l'incitant existant, bien connu des petits producteurs, pour en convaincre un certain nombre d'investir.

<p>WEISSHORN Power sprl</p>	<p>Bout du Village, 54 B - 5020 Temploux Belgium</p>	<p>JHM : + 32 476 30 69 60 jean.mangez@skynet.be MH : +32 476 33 28 52</p>	<p>BCE BE 0829.304.270 R.P.M. Namur</p>	<p>IBAN BE24 6511 4877 2138 BIC KEYTBEBB</p>
--	--	--	---	--

8 CONCLUSIONS ET PROPOSITIONS.

Le stockage local d'énergie en batterie au plomb, chez le petit producteur PV, a un potentiel de déplacement de production (de charge...) de 3 à 7 Mwh/an et par installation, 15 GWh à court terme, 150 GWh en 2020, il a sa place dans REDI. La présente contribution plaide pour que le GT1 de REDI en tienne compte.

Le stockage local est basé sur une technologie mûre, avec des produits disponibles et recyclables. Le stockage s'intègre bien avec le photovoltaïque, tel qu'il est distribué actuellement. La plupart des installateurs de PV pourraient, après courte formation, installer du stockage en batterie.

La production différée, avec stockage en batterie, n'est pas rentable sans incitant pour le petit producteur PV. Avec la tarification actuelle, le petit producteur n'a aucun avantage, ni à lisser sa propre consommation, ni à lisser sa production excédentaire, ni à déplacer ses appels au réseau.

Dans une installation de stockage, le déplacement de charge est simple à mesurer : il suffit d'un compteur d'énergie en aval de la batterie. Un incitant possible est de "récompenser" le petit producteur pour l'énergie déplacée, c'est le "certificat vert" adapté au stockage.

Avec un incitant approprié, le stockage local est acceptable et un certain nombre de petits producteurs PV feront l'investissement.


Le point de vue du distributeur d'énergie n'a pas été évoqué dans la présente, il est indispensable pour établir la faisabilité de la proposition.

C'est sans doute le réseau de distribution qui tire le plus grand avantage d'un stockage décentralisé : il peut déplacer des charges sans investir, il peut éviter des surtensions locales (GT2 – cas n°2), il peut lisser les pointes localement, au plus près du consommateur, il réduit ses pertes réseau grâce au lissage... Dans cette optique, c'est le distributeur qui devrait "contrôler" le stockage, soit sur base horaire fixe, soit sur base d'un signal TCC. Peut-être faut-il ajouter une fonction "lissage interne", chez le petit producteur lui-même, pour diminuer l'intermittence de sa propre installation de production.

Les soussignés sont à la disposition de REDI pour tout renseignement complémentaire.



Marcel HAULOT
Conseiller



Jean H. MANGEZ
Gérant de Weisshorn Power sprl

WEISSHORN Power sprl	Bout du Village, 54 B - 5020 Temploux Belgium	JHM : + 32 476 30 69 60 jean.mangez@skynet.be MH : +32 476 33 28 52	BCE BE 0829.304.270 R.P.M. Namur	IBAN BE24 6511 4877 2138 BIC KEYTBEBB
--------------------------------	---	---	--	--