

# COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

**AVIS (BRUGEL-AVIS-2014|121-199)**

relatif au

**Plan d'investissements pour l'électricité,  
proposé par le gestionnaire du réseau de  
distribution bruxellois pour la période  
2015-2019**

**Donné sur base de l'article 12 de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative  
à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-  
Capitale, modifié par les articles 30, 31 et 32 de l'ordonnance du  
14 décembre 2006 et par l'article 13 de l'ordonnance de 20 juillet 2011**

**21 novembre 2014**

# Table des matières

1	Fondement juridique de cet avis .....	4
2	Exposé préalable et antécédents.....	6
3	Structure du projet de plan .....	6
4	Suivi des investissements planifiés et réalisés en 2013.....	7
4.1	Investissements dans les points d'interconnexion et de répartition .....	7
4.2	Investissements dans le réseau HT.....	8
4.3	Investissements dans les cabines réseau :.....	8
4.4	Remplacement des compteurs HT .....	9
4.5	Investissements dans le réseau BT .....	9
4.6	Investissements dans les branchements BT.....	10
4.7	Remplacement des compteurs BT.....	10
5	Analyse du réseau de distribution bruxellois .....	10
5.1	Profil du réseau de distribution en 2013.....	11
5.1.1	Configuration du réseau .....	11
5.1.2	Evolution de la consommation.....	12
5.1.3	Pointe Synchrone du réseau .....	12
5.2	Capacité de distribution du réseau.....	13
5.2.1	Etat de charge des points d'interconnexion en 2013 .....	13
5.2.2	Etat de charge des mailles et des boucles ouvertes.....	14
5.2.3	Etat de charge des transformateurs.....	15
5.2.4	Etat de charge des câbles BT.....	16
6	Analyse de la qualité des services du GRD en 2013 .....	17
6.1	Introduction .....	17
6.2	Indicateurs de continuité de l'alimentation sur le réseau HT :.....	18
6.2.1	Nombre d'interruptions sur le réseau HT : .....	18
6.2.2	Indisponibilité du réseau HT.....	20
6.2.3	Durée de rétablissement après un incident.....	21
6.2.4	Fréquence des interruptions .....	21
6.2.5	Objectifs en matière de qualité de continuité de l'alimentation du réseau HT .....	22
6.3	Indicateurs de continuité d'alimentation pour le réseau BT .....	22
6.4	Indicateurs de la qualité de la tension.....	23
6.5	Pertes sur le réseau du GRD.....	25
7	Analyse des facteurs externes .....	25
7.1	Reprise de la gestion des installations de télécommande centralisée (TCC) .....	25
7.2	Perspective de croissance de la charge .....	26
7.3	Véhicules électriques.....	28
7.4	Smart Metering et Smart Grid.....	29
7.4.1	Développement des systèmes intelligents de mesure.....	29
7.4.2	Développement d'un Smart Grid .....	31
7.5	L'efficacité énergétique du réseau de distribution .....	32
7.6	Contexte tarifaire .....	33

8	Planification à l'horizon 2019 .....	33
8.1	Investissements dans les points d'interconnexion et de répartition .....	33
8.2	Investissements dans le réseau HT .....	35
8.3	Investissements dans les cabines réseau : .....	35
8.4	Investissements dans le réseau BT .....	36
8.5	Investissements dans les branchements BT .....	36
8.6	Remplacement des compteurs HT et BT .....	36
8.7	Investissements dans le réseau de fibre optique .....	37
9	Compétence tarifaire - Evolution du canevas des projets de plans d'investissements .....	38
10	Conclusion .....	38

## Liste des illustrations

Figure 1:	Charge des mailles en 2013 .....	15
Figure 2:	Charge des transformateurs mesurés en 2011, 2012 et 2013 .....	16
Figure 3:	Charge des câbles mesurés en 2011, 2012 et 2013 .....	17
Figure 4:	Nombre d'interruptions causées par des défauts HT et leur répartition suivant la cause de ces défauts. (* : point d'interconnexion du réseau HT) .....	19
Figure 5:	Nombre d'interruptions non liées aux conditions atmosphériques ou à des tiers .....	19
Figure 6:	Indisponibilité des cabines de transformation HT/BT .....	20
Figure 7:	Durée de rétablissement des cabines de transformation HT/BT .....	21
Figure 8:	Fréquence des interruptions des cabines de transformation HT/BT .....	21
Figure 9:	Nombre de défauts et d'interventions enregistrés sur le réseau BT .....	22
Figure 10:	Nombre de plaintes relatives à la qualité de la tension .....	24
Figure 11:	Répartition des plaintes par type de perturbation .....	24

## Liste des tableaux

Tableau 1:	Description de l'infrastructure du réseau de distribution .....	11
Tableau 2:	Consommation des utilisateurs du réseau par niveau de tension .....	12

## I Fondement juridique de cet avis

L'article 12 de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale dénommée ci-après "l'ordonnance électricité", modifié par les articles 30, 31 et 32 de l'ordonnance du 14 décembre 2006, par l'article 13 de l'ordonnance du 20 juillet 2011 et par l'article 9 de l'ordonnance du 8 mai 2014, stipule:

*« § 1er. Les gestionnaires de réseaux établissent, chacun pour ce qui les concerne, un plan d'investissements en vue d'assurer la sécurité, la fiabilité, la régularité et la qualité de l'approvisionnement sur le réseau dont ils assurent respectivement la gestion dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique.*

*Brugel peut préciser la procédure de dépôt et le modèle de canevas des plans d'investissements proposés.*

*Le plan d'investissements contient au moins les données suivantes :*

*1° une description détaillée de l'infrastructure existante, de son état de vétusté et de son degré d'utilisation, ainsi que des principales infrastructures devant être construites ou mises à niveau durant les années couvertes par ledit plan;*

*2° une estimation des besoins en capacité, compte tenu de l'évolution probable de la production, des mesures d'efficacité énergétique promues par les autorités et envisagées par le gestionnaire de réseau, de la fourniture, de la consommation, des scénarii de développement des voitures électriques et des échanges avec les deux autres Régions et de leurs caractéristiques;*

*3° une description des moyens mis en œuvre et des investissements à réaliser pour rencontrer les besoins estimés, y compris, le cas échéant, le renforcement ou l'installation d'interconnexions de façon à assurer la correcte connexion aux réseaux auxquels le réseau est connecté, ainsi qu'un répertoire des investissements importants déjà décidés, une description des nouveaux investissements importants devant être réalisés durant les trois prochaines années et un calendrier pour ces projets d'investissements;*

*4° la fixation des objectifs de qualité poursuivis, en particulier concernant la durée des pannes et la qualité de la tension;*

*5° la politique menée en matière environnementale et en matière d'efficacité énergétique ;*

*6° la description de la politique de maintenance;*

*7° la liste des interventions d'urgence effectuées durant l'année écoulée;*

*8° l'état des études, projets et mises en œuvre des réseaux intelligents et, le cas échéant, des systèmes intelligents de mesure;*

*9° la politique d'approvisionnement et d'appel de secours, dont la priorité octroyée aux installations de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables ou aux cogénérations de qualité.*

*10° une description détaillée des aspects financiers des investissements envisagés*

*§ 2. Le plan d'investissements établi par le gestionnaire du réseau de transport régional couvre une période de dix ans; il est adapté chaque année pour les dix années suivantes, selon la procédure prévue au paragraphe 1. Brugel peut consulter les administrations concernées et les utilisateurs effectifs ou potentiels du réseau au sujet de ce plan, et publie dans ce cas le résultat du processus de consultation. Brugel examine notamment si les investissements prévus dans ce plan couvrent tous les besoins recensés en matière d'investissement durant le processus de consultation et si ce plan est cohérent avec le plan décennal de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union européenne.*

*Le plan d'investissements établi par le gestionnaire du réseau de distribution couvre une période de cinq ans; il est adapté chaque année pour les cinq années suivantes, selon la procédure prévue au paragraphe 1.*

*§ 3. Les propositions de plan d'investissements sont transmises à Brugel le 15 septembre de l'année qui précède la première année couverte par le plan. Après avis de Brugel, qui tient également compte des relations entre les marchés de l'électricité et du gaz et entre les marchés du gaz naturel pauvre et riche, ces propositions sont soumises à l'approbation du Gouvernement.*

*A défaut de décision du Gouvernement au 31 décembre de l'année visée à l'alinéa 1er, ou au plus tard trois mois et demi après le dépôt des propositions de plan d'investissements, les propositions de plan d'investissements sont réputées approuvées et les gestionnaires de réseau sont liés par les investissements.*

*Brugel surveille et évalue la mise en œuvre de ces plans d'investissements.*

*Brugel peut, dans l'intérêt des utilisateurs et en tenant compte des critères environnementaux, donner injonction au gestionnaire du réseau d'étudier certains investissements alternatifs ou complémentaires dans le plan technique et financier. Ces études sont réalisées dans un délai compatible avec les délais d'approbation des plans d'investissements mentionnés à l'alinéa précédent.»*

Par ailleurs, le paragraphe 1 de l'article 7 de l'ordonnance électricité modifié par l'article 7 de l'ordonnance du 20 juillet 2010 définit le rôle du GRD :

*« Le gestionnaire du réseau de distribution est responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau de distribution, y compris ses interconnexions avec d'autres réseaux, en vue d'assurer, dans des conditions économiques acceptables, la régularité et la qualité de l'approvisionnement, dans le respect de l'environnement, de l'efficacité énergétique et d'une gestion rationnelle de la voirie publique....»*

En outre, l'article 17 de l'ordonnance du 20 juillet 2011 a apporté de nouvelles dispositions relatives au plan d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution. Ces dispositions ont été inscrites aux alinéas 10 et 11 de l'article 7 de l'ordonnance électricité :

*9° prévoir, lors de la planification du développement du réseau de distribution, des mesures d'efficacité énergétique, de la gestion de la demande ou une production distribuée qui permettent d'éviter l'augmentation ou le remplacement de capacités;*

*10° veiller à promouvoir l'efficacité énergétique. Dans cette optique, il étudie notamment les technologies nécessaires à la transformation des réseaux en réseaux intelligents ainsi que les fonctionnalités nécessaires à l'introduction des systèmes intelligents de mesure.*

*Le Gouvernement organise la procédure d'évaluation économique à long terme visée par la Directive 2009/72/CE et approuve le plan d'investissements du gestionnaire de réseau de distribution visé à l'article 12 en fonction de sa compatibilité avec les conclusions de cette évaluation notamment en ce qui concerne les délais et les modalités de mise en place éventuelle de systèmes intelligents de mesure.*

## **2 Exposé préalable et antécédents**

Dans un avis datant du 22 novembre 2013 (BRUGEL-Avis-2013|122-179), BRUGEL proposait au Gouvernement d'approuver le plan d'investissements de SIBELGA, pour la période 2014-2018, en sa qualité du Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD) de la Région de Bruxelles-Capitale.

Conformément à législation, le GRD a transmis à BRUGEL, le 15 septembre 2014, son projet de plan quinquennal d'investissements pour le réseau de distribution bruxellois.

Préalablement à l'analyse dudit plan et à la demande de BRUGEL, une réunion d'information a été organisée le 17 octobre 2014 avec le GRD durant laquelle les différents éléments de la planification proposée ont été discutés et les explications nécessaires aux questions posées par BRUGEL ont été apportées. Les explications données par le GRD ont été intégrées dans cet avis.

## **3 Structure du projet de plan**

Comme pour les plans précédents, le plan d'investissements du GRD proposé pour la période 2015-2019 a été structuré suivant le même canevas que celui du plan précédent. Le plan est ainsi composé de huit chapitres et de trois annexes.

- Le chapitre 1 est consacré à une introduction sur les activités du GRD et les obligations de service public qui lui incombent depuis la libéralisation du marché de l'énergie.
- Le chapitre 2 définit la terminologie utilisée dans le plan d'investissements.
- Le chapitre 3 décrit d'une manière succincte les projets réalisés par le GRD en 2013 et commente les principaux écarts enregistrés par rapport aux investissements prévus pour cette même année.
- Dans le chapitre 4, une analyse détaillée de l'état du réseau existant est présentée.
- Dans le chapitre 5, les travaux liés aux facteurs extérieurs sont présentés et leur rôle dans l'évaluation de l'état du réseau est commenté. Dans cette partie, la vision du GRD, à moyen terme, du smartgrid et les différentes actions prévues sont listées et commentées.
- Le chapitre 6 aborde les stratégies suivies par le GRD pour le développement de son réseau de distribution.
- Le chapitre 7 présente en détail les projets d'investissement planifiés pour les cinq prochaines années.
- Dans le chapitre 8, un aperçu détaillé sur l'ensemble des investissements prévus pour l'année 2015, est présenté.

Les trois annexes au plan abordent la politique environnementale, la politique de maintenance du réseau et le rapport sur la qualité des services pour 2013.

## 4 Suivi des investissements planifiés et réalisés en 2013

Le GRD consacre dans son plan d'investissements un chapitre pour présenter une analyse comparative de ses réalisations par rapport aux projets prévus dans sa planification précédente.

Ci-après sont décrits les principaux projets (en HT<sup>1</sup> et BT<sup>2</sup>) réalisés en 2013 et les écarts enregistrés par rapport à la planification établie en 2012 pour la période 2013-2017 et approuvée par le Gouvernement.

Pour rappel, dans un contexte de blocage des tarifs de distribution sur 2013-2014, le GRD avait décidé de faire une revue stratégique critique du portefeuille d'investissements afin d'évaluer la possibilité de réduire temporairement l'enveloppe consacrée aux investissements « classiques » sur les années 2013/2014 d'environ 20%, ceci sans concession sur la sécurité (voir avis BRUGEL-20121123-154).

### 4.1 Investissements dans les points d'interconnexion et de répartition

Les points d'interconnexions (ou de fournitures) représentent la frontière entre le réseau de transport régional HT et le réseau de distribution HT alors que les points de répartition sont des postes secondaires aux points d'interconnexion et qui permettent de répartir la charge.

- Comme programmé, le renouvellement des équipements HT du point d'interconnexion De Brouckère et du point de répartition Taciturne a bien été réalisé en 2013.
- Suite au retard enregistré dans le projet de remplacement des transformateurs 36/11 kV par des transformateurs 150/11 kV dans le poste Schaerbeek par le GRTR (Gestionnaire de Réseau de Transport Régional), le placement des 2 TCC (télécommande centralisée) dans ce poste n'avait pas pu être réalisé en 2012.  
Le placement de ces derniers a pu être effectué en 2013 suite à la réalisation de travaux nécessaires.
- Aucune batterie utilisée dans les circuits 110 V (circuits d'alimentation secondaires des relais de protection) des postes d'interconnexion ou de répartition n'a été remplacée sur les 8 programmées. L'explication vient du fait qu'en 2013, dans le cadre du plan « blackout », le GRD a réalisé une campagne de vérification sur l'ensemble des batteries et des ensembles redresseurs-batteries. Le personnel concerné par le remplacement des 8 batteries a été affecté à cette tâche et dans ce cas, il n'y a pas eu de remplacements. A partir de 2015, la

---

<sup>1</sup> Haute Tension (5kV, 6.6kV et 11 kV)

<sup>2</sup> BT : Basse Tension (230V ou 400V)

campagne de remplacement des batteries et des ensembles batterie-redresseur va redémarrer.

## 4.2 Investissements dans le réseau HT

- En 2013, le GRD a procédé à la pose de 44.003m de câbles par rapport au 39.900m de l'enveloppe initialement prévue.  
Cet écart est lié essentiellement à l'augmentation des poses pour le raccordement des nouveaux clients et des lotissements et suite au fait que le nombre de demandes de câbles à déplacer a dépassé la quantité planifiée.

Pour rappel, la quantité planifiée pour l'année 2013 avant la réduction motivée par le gel des tarifs de distribution s'élevait à 48,5 km.

- Le nombre de raccordements et de renouvellements de raccordement de cabines réseaux et clients réalisé en 2013 est légèrement inférieur aux prévisions (110 contre 123). Cet écart s'explique simplement par la diminution du nombre de demandes de raccordement de nouvelles cabines clients.

## 4.3 Investissements dans les cabines réseau :

- Dans le plan d'investissements précédent, le GRD avait prévu, pour alimenter la charge des nouveaux projets de construction ou de restructuration de bâtiments à plusieurs consommateurs, d'équiper 14 nouvelles cabines réseau. Etant donné que le nombre de projets réellement concrétisés est inférieur à celui prévu par le GRD, 12 nouvelles cabines ont été finalement équipées.
- Dans le cadre du programme de rénovation des cabines vétustes existantes, le GRD a su rénover 59 cabines vétustes existantes sur les 67 cabines prévues au budget. Cet écart s'explique par le fait que le GRD avait planifié (et par la suite réalisé) la rénovation de 8 cabines à caractères didactique sur son site mais que ce nombre n'a finalement pas été comptabilisé dans la quantité réalisée.
- Par ailleurs, le GRD a poursuivi son programme de remplacement des cabines métalliques par des cabines en béton. En effet, 3 cabines métalliques ont été remplacées par des cabines en béton sur les 4 planifiées.  
Pour rappel, le remplacement des cabines métalliques visent à diminuer les risques lors de la réalisation de manœuvres (actes opérationnels d'exploitation).
- En outre, 47 cabines ont été motorisées (41 cabines « réseau » et 6 cabines « clients ») en 2013 par l'installation d'une télécommande alors que le programme du GRD en prévoyait 54. Bien que le programme prévoie un rythme de 54 motorisations par an, le nombre utile de cabines à motoriser dépend essentiellement de la topologie du réseau de distribution et notamment du nombre de cabines motorisées par boucle. En fonction de ces paramètres, il n'est pas toujours essentiel de respecter le nombre de motorisations planifié.

- En général, des dépassements par rapport aux prévisions sont constatés sur le placement et remplacement des différents équipements des cabines réseaux dont notamment la pose des tableaux BT et des transformateurs. Pour ces deux éléments, les dépassements s'expliquent par l'augmentation du nombre de raccordements en 400V et celui du nombre de défauts.

#### 4.4 Remplacement des compteurs HT

- Le programme du GRD prévoyait le placement, le remplacement et le renouvellement de 240 compteurs. Or, 426 opérations ont été réalisées.  
Cet écart s'explique par le fait que :
  - 213 compteurs à relevé mensuel ont été remplacés par des compteurs télé relevés dans le cadre du projet Remi (par rapport aux 100 prévus au budget). Ce dépassement provient du fait qu'en 2012, trop peu de compteurs télé relevés avaient été installés en raison d'un retard de livraison. Cet écart a donc été, en partie, compensé en 2013.
  - Le remplacement de 45 compteurs HT 4Q (quatre cadrans) et 58 compteurs dans les points d'interconnexion (alors qu'aucun de ces remplacements n'étaient budgétisés).

#### 4.5 Investissements dans le réseau BT

- En 2013, Le GRD a effectué une quantité de pose de câble BT très légèrement supérieure aux prévisions (69.266 contre 68.600 mètres).  
Alors que la quantité de pose de câbles réalisée à la demande de clients était inférieure aux quantités planifiées (10.383m contre 13.400m), le GRD a profité de coordinations externes et internes pour augmenter le remplacement de câbles vétustes.  
Pour rappel, la quantité planifiée pour l'année 2013 avant la réduction motivée par le gel des tarifs de distribution s'élevait à 88,9 km.
- Le nombre de placements et de remplacements de boîtes de distribution en 2013 (215) a par contre largement dépassé le nombre planifié (122).

BRUGEL constate que depuis de nombreuses années, le nombre de placements et de remplacements de ce dispositif se situe systématiquement bien au-delà des prévisions. En effet, depuis 2010, 66% de boîtes de distribution supplémentaires ont été placées en plus du budget planifié.

Le GRD explique l'écart de 2013 par l'augmentation des poses de câbles BT (car lors de la pose de câbles, des boîtes de distribution enterrées vétustes ou des armoires BT hors sol sont remplacées) et par l'augmentation du nombre de défauts par rapport à ce qui a été estimé. La vétusté de certains types de boîtes enterrées étant liée à leur technologie, les boîtes non isolées présentent un danger du point de vue sécurité pour les personnes.

Ainsi, afin de mieux estimer le remplacement des quantités futures, un programme de maintenance des boîtes est actuellement mené par le GRD. Un inventaire des boîtes à remplacer sera réalisé par la même occasion. Sur base de cette liste, les quantités à remplacer seront affinées et une politique de maintenance sera établie.

BRUGEL demande donc au GRD, sur base de l'inventaire qui sera menée, d'adapter la planification proposée dans son prochain plan d'investissements.

## 4.6 Investissements dans les branchements BT

- La quantité de placements, remplacements, déplacements, et renforcements de branchements est quasiment identique à la quantité planifiée (1.291 contre 1.295).
- Dans le cadre du projet SWITCH, 9984 coffrets ont été assainis sur les 11.000 planifiés. Le GRD explique notamment cet écart par l'incertitude au niveau des estimations des prévisions calculées. Pour rappel, l'objectif de ce projet est d'assainir 81.000 coffrets de comptage BT, tant pour des raisons de sécurité, que de lissage de charge de travail lié à une modernisation nécessaire à terme pour ce type d'installation, que pour des raisons économiques et ce, en tenant compte de l'arrivée éventuelle du Smart Metering.
- 3.498 raccordements BT ont été remplacés ou transférés vers un nouveau câble sur les 4.750 prévus au budget.

## 4.7 Remplacement des compteurs BT

- Le nombre de compteurs BT placés ou remplacés en 2013 est légèrement inférieur à ce qui était planifié. (8.993 contre 9.661). Cet écart est directement lié à une diminution du nombre de demandes des clients.
- 384 compteurs spécifiques aux installations de productions décentralisées ont été installés sur les 540 planifiés.

Dans l'ensemble, les principaux investissements prévus pour l'année 2013 ont été globalement réalisés. Certains écarts sont généralement imputables soit :

- à une diminution des demandes de la part des clients (diminution par rapport aux dernières années sur lesquels se basent les prévisions) ;
- soit à une augmentation des demandes de la part des clients (entraînant donc un dépassement par rapport aux quantités programmées)
- soit enfin, une augmentation des quantités réalisées par le GRD en profitant des opportunités de coordination des travaux (comme lors de la pose de câbles BT).

## 5 Analyse du réseau de distribution bruxellois

La stratégie de planification du GRD est structurée dans un processus d'Asset Management qui tient compte de l'état de son réseau et des facteurs externes à sa volonté comme l'évolution de la charge, les changements dans la réglementation technique et législative, les travaux de tiers et les incidents survenus sur son réseau.

L'analyse de tous ces facteurs permet d'identifier les projets prioritaires ou essentiels pour réaliser le développement du réseau suivant les conditions fixées par l'ordonnance électricité (voir paragraphe I de cet avis). Ce développement doit en effet assurer, dans des conditions économiques acceptables,

la régularité et la qualité de l’approvisionnement, dans le respect de l’environnement, de l’efficacité énergétique et d’une gestion rationnelle de la voirie publique.

Pour réaliser ces objectifs, le GRD présente dans son plan d’investissements une analyse de réseau existant permettant d’évaluer les besoins en capacité nécessaires pour répondre à la demande de la consommation de la Région de Bruxelles-Capitale avec une fiabilité d’alimentation adéquate.

## 5.1 Profil du réseau de distribution en 2013

Le rapport du plan d’investissements du GRD présente un état des lieux détaillé de son réseau de distribution existant à la fin de l’année de référence, en l’occurrence l’année 2013. Des informations utiles à l’évaluation des besoins en capacité du réseau de distribution, compte tenu de l’évolution de la consommation, sont données.

### 5.1.1 Configuration du réseau

Le profil du réseau de distribution (BT et HT) en RBC pour les années 2012 et 2013 est représenté par le Tableau 1.

**Tableau 1: Description de l’infrastructure du réseau de distribution**

Éléments du réseau	2012	2013
Points d’interconnexion HT Elia/HT Sibelga (nb.)	48	48
Points de répartition (nb.)	92	90
Câbles HT aériens (km)	0	0
Câbles HT souterrains (km)	2.276	2.280
Cabines de transformation HT/BT « réseau » (nb.)	3.084	3.088
Cabines de transformation HT/BT « client » (nb.)	2.859	2.852
Cabines « réseau » et « client » motorisées	638	732
Transformateurs (nb.)	3.364	3.342
Câbles BT aériens (km)	20	19
Câbles BT souterrains (km)	4056	4067
Boîtes de distributions hors sol (nb.)	3.587	3.738
Boîtes de distributions souterraines (nb.)	1.880	1.814
Branchements <sup>3</sup> (nb.)	212.752	213.369
Compteurs électriques BT <sup>4</sup> (nb.)	682.283	694.738
Compteurs électriques HT et BT assimilés HT <sup>5</sup> (nb.)	7.607	7.211

Source : SIBELGA

<sup>3</sup> La quantité de branchement BT comprend également les raccordements sans compteurs

<sup>4</sup> Le nombre de compteur représente le total des compteurs actifs et non actifs

<sup>5</sup> Le nombre de compteur représente le total des compteurs actifs et non actifs

Dans l'ensemble, il n'y a pas d'écarts significatifs par rapport à la situation du réseau bruxellois décrite dans le plan d'investissements précédent.

### 5.1.2 Evolution de la consommation

La distribution de l'électricité en RBC est effectuée essentiellement depuis 48 points de prélèvement du réseau de transport régional vers les différentes cabines réseau et utilisateurs HT (5.940 cabines HT au total) avant d'alimenter l'ensemble des clients BT.

La répartition des utilisateurs par niveau de tension auquel ils sont raccordés est représentée par le tableau suivant.

**Tableau 2: Consommation des utilisateurs du réseau par niveau de tension**

Année	Utilisateurs BT		Utilisateurs HT		Total	
	Nombre	Energie distribuée [MWh]	Nombre	Energie distribuée [MWh]	Nombre	Energie distribuée [MWh]
<b>2010</b>	612.475	2.511.328	2.876	2.761.839	615.351	5.273.167
<b>2011</b>	617.502	2.441.415	2.876	2.645.554	620.378	5.086.969
<b>2012</b>	621.974	2.424.635	2.872	2.591.308	624.846	5.015.943
<b>2013</b>	628.045	2.467.310	2.913	2.552.308	630.958	5.019.618

Ce tableau montre que le réseau de distribution bruxellois alimente un nombre très important d'utilisateurs (630.958 utilisateurs en 2013) sur une surface géographique restreinte. L'énergie totale distribuée sur le réseau du GRD en 2013 s'élève à 5,0196 TWh. Plus de la moitié de cette énergie a été consommée par les utilisateurs HT alors qu'ils ne représentent que 2.913 consommateurs au total. Il en résulte que moins de la moitié de l'énergie distribuée à Bruxelles est consommée par la très grande majorité des utilisateurs (99,54% au total) raccordés au réseau de distribution bruxellois.

Ces dernières années, bien que le nombre d'utilisateurs augmente très légèrement, l'énergie distribuée sur le réseau diminuait. En effet, de 2010 à 2012, le nombre d'utilisateurs total a évolué de 1,5% alors qu'une diminution de 4,9% de l'énergie distribuée a été constatée. Cette tendance de diminution est cependant freinée en 2013 où l'on constate une augmentation marginale de l'énergie distribuée par rapport à 2012.

### 5.1.3 Pointe Synchrone du réseau

La pointe synchrone représente le maximum de la somme synchrone des points quart horaires de l'ensemble des points d'interconnexion (cette pointe tient également compte de l'apport de certaines installations de cogénération).

La pointe synchrone du réseau de distribution a été enregistrée le 17 janvier 2013 à 12h15 et s'élève à 909,9MW. Par rapport à 2012, la pointe est donc en diminution (937,7MW).

## 5.2 Capacité de distribution du réseau

### 5.2.1 Etat de charge des points d'interconnexion en 2013

Chaque année, le GRD effectue, en concertation avec le gestionnaire du réseau de transport régional (GRTR), une évaluation de l'état de la charge et de la pointe de consommation pour chaque point d'interconnexion qui alimente son réseau de distribution.

En 2013, une diminution de charge de plus d'1 MVA a été constatée sur 14 points de fourniture. Un seul point, par contre, a connu une augmentation de sa charge de plus d'1MVA (Pacheco 11kV). Comme pour les années précédentes, ces données indiquent donc, que l'état de charge générale des points d'interconnexion est plutôt à la baisse, plus particulièrement ceux ayant une pointe en hivers. Cette évolution est directement liée aux conditions climatiques clémentes en 2013.

Par ailleurs, trois postes ont aussi vu leur puissance garantie dépassée en 2013. Il s'agit des postes Minimes 11kV, Voltaire-11kV et De Brouckère.

La puissance garantie correspond à la charge que les points d'interconnexions doivent pouvoir fournir en situation N-1 (situation où un élément du réseau est défectueux).

L'explication du dépassement de ces postes est reprise ci-dessous :

- **Minimes 11kV**

Le poste Minimes 11kV a subi une pointe de puissance de 1,9 MVA supérieure à sa puissance garantie (45 MVA). La puissance garantie du poste aurait dû s'élever à 50 MVA mais suite à une étude menée par le GRTR, deux transformateurs du poste ont vu leur puissance diminuer pour des raisons techniques. La puissance garantie du poste est ainsi passée de 50 à 45 MVA en 2012.

Cette diminution explique ainsi le dépassement de la puissance garantie. Pour limiter cet effet, le GRD a effectué des transferts provisoires de charge du poste Minimes-11kV vers le poste Monnaie-11kV.

Des travaux ont été réalisés par le GRTR pour augmenter la puissance garantie de ce poste. Ainsi, la puissance mise à disposition par le poste Minimes 11 kV est passée à 52 MVA en 2013 (juste après la pointe enregistrée), les câbles alimentant le poste étant le facteur limitant de la puissance garantie. Lors du remplacement de ces câbles à l'horizon 2030, la puissance garantie pourrait passer à 60 MVA. Par ailleurs, le GRD prévoit également un transfert définitif de charge (environ 7MVA) du poste Minime 11kV vers le nouveau poste Pacheco.

- **Voltaire 11kV**

Le point d'interconnexion Voltaire 11kV a subi une pointe de 4,1 MVA supérieure à sa puissance garantie (25 MVA). Comme expliqué dans l'avis sur le plan d'investissements précédent, la puissance garantie du poste aurait dû s'élever à 30 MVA mais suite à des problèmes de ventilation pouvant entraîner des possibilités de surchauffe des transformateurs du poste, le GRTR avait décidé de diminuer la puissance garantie de 30 à 25 MVA en 2011.

En 2014, des travaux d'amélioration de la ventilation ont été réalisés par le GRTR pour ramener la puissance garantie à 30 MVA.

Parallèlement, une autre étude menée par le GRTR et le GRD est actuellement en cours afin de résoudre le problème de saturation du poste car bien que la puissance garantie soit

ramenée à 30MVA, les pointes sont fort proches de cette dernière. Cette étude vise à réorganiser l'alimentation des points d'interconnexion Voltaire et Josaphat. En attendant la conclusion de cette étude, des transferts provisoires de charge ont été réalisés vers le poste d'Houtweg.

- **De Brouckère**

Le poste De Brouckère dispose normalement d'une puissance garantie de 30MVA. En 2013, cette puissance a été ramenée à 25,9 MVA en raison d'une limitation de la capacité des câbles d'alimentation. Le GRTR a en effet informé le GRD de sa décision de revoir la capacité de transport d'un certain type de câbles (câbles 36kV de type 240 Cu). Une réunion doit être organisée entre le GRD et le GRTR quant aux décisions à prendre pour renforcer ce poste.

Il est néanmoins important de signaler que pour les 3 postes cités ci-dessus, le GRD a procédé à des transferts de charges d'un poste à un autre pour faire en sorte que la pointe soit limitée et ce, en attendant qu'une solution structurelle soit mise en place.

La pointe enregistrée pour chacun de ces postes n'est donc pas une pointe mesurée mais calculée. En effet, dans le cadre de la détermination des pointes des points de fourniture, le GRD ne tient pas compte des transferts de charge provisoire car la pointe doit être déterminée en situation normale d'exploitation. Ainsi la pointe réelle mesurée pour ces 3 postes est inférieure à celle calculée.

## 5.2.2 Etat de charge des mailles et des boucles ouvertes

Pour évaluer la capacité de distribution disponible sur le réseau HT et identifier les besoins en renforcement pour maintenir ou augmenter cette capacité, le GRD réalise une photo de la charge des mailles (voir Figure 1) et de nombreuses boucles ouvertes alimentant les différentes cabines HT. Cette photo permet de tester la validité des boucles et des mailles du réseau en situation N-1.

En 2013, le GRD a identifié 10 boucles qui approchent ou dépassent 90% de la charge maximum admissible (sur un total d'environ 800 boucles). Pour 5 boucles, la charge maximale a été dépassée (contre 4 en 2012). Concernant les 10 boucles identifiées, 4 projets de renforcement du réseau avec pose de câbles et 2 projets impliquant un changement de la configuration du réseau ont été élaborés. Pour les 4 autres boucles, une analyse est actuellement en cours par le GRD.

Comme en 2012, la charge des mailles n'a pas dépassée 75% de la valeur maximum admissible en situation N-1 en 2013.

Les mailles qui ont été analysées par le GRD sont uniquement celles qui ont subies une modification structurelle en 2013 (7 mailles sur les 25 existantes).

Les autres mailles n'ont pas été analysées car globalement, comme l'indique le paragraphe précédent, une diminution de la charge pour les postes ayant une pointe en hiver a été constatée (en raison des conditions climatiques clémentes).

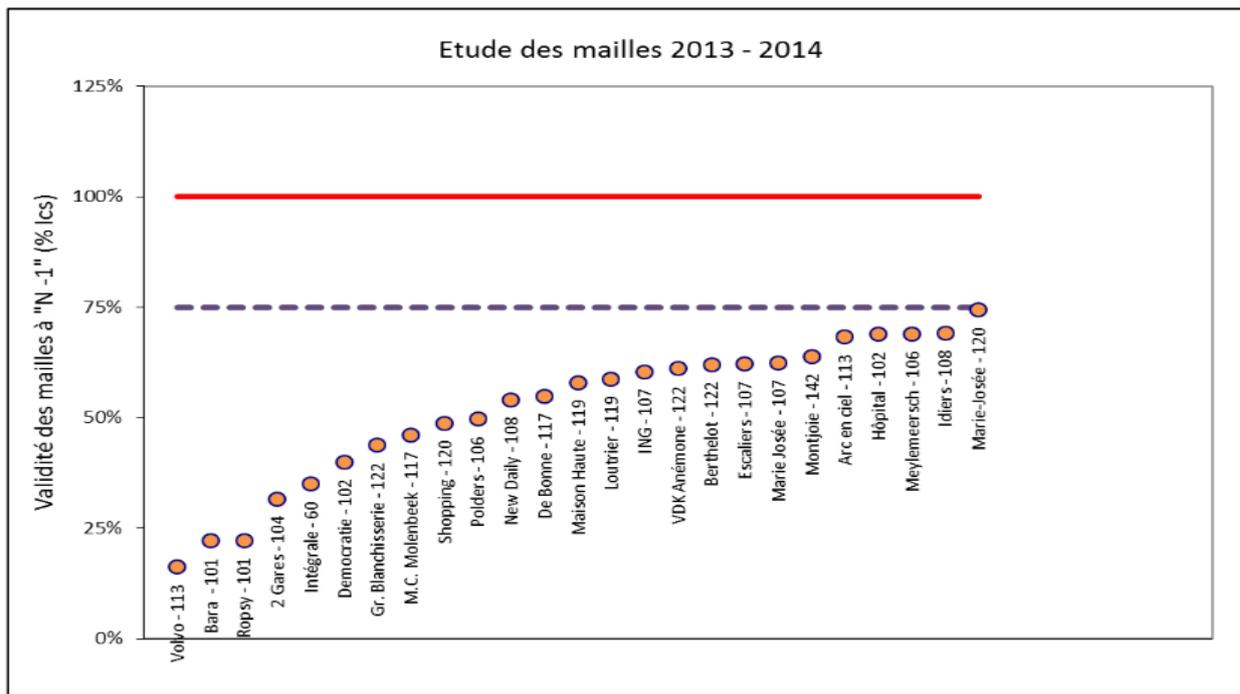


Figure 1: Charge des mailles en 2013

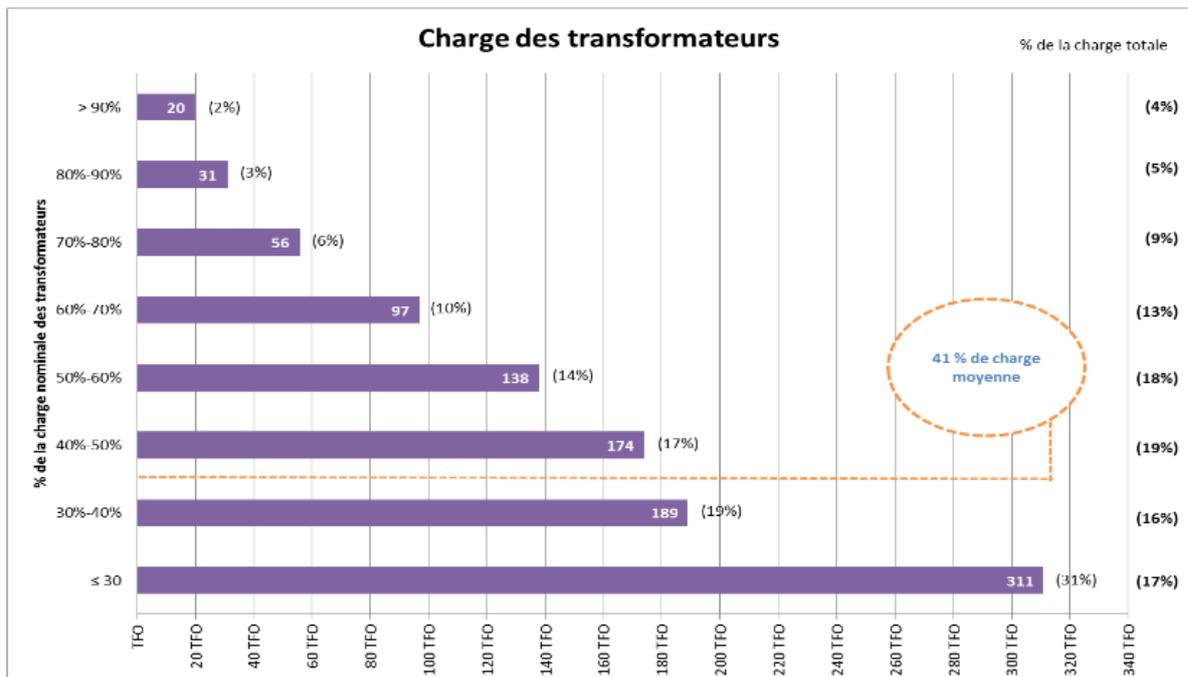
### 5.2.3 Etat de charge des transformateurs

Lors de la campagne de mesure menée en 2013 par le GRD, 258 transformateurs ont été mesurés.

Sur base des données des trois dernières campagnes de mesure (2011, 2012 et 2013), le GRD a pu réaliser une analyse de l'état de charges des transformateurs (Figure 2).

Cette analyse indique que 20 transformateurs (2% des transformateurs mesurés) étaient chargés à plus de 90% (ils cumulent néanmoins 4% de la charge totale des transformateurs). Ces transformateurs font d'ailleurs l'objet d'une surveillance permanente et d'une analyse approfondie. Le GRD spécifie que si la structure du réseau le permet, une meilleure répartition de la charge entre les différentes cabines sera réalisée éventuellement au moyen de faibles investissements dans le réseau BT. Sinon, certains transformateurs concernés seront directement remplacés par des transformateurs de puissance supérieure.

Par ailleurs, l'état de charge moyen des transformateurs mesurés est de 41 %.



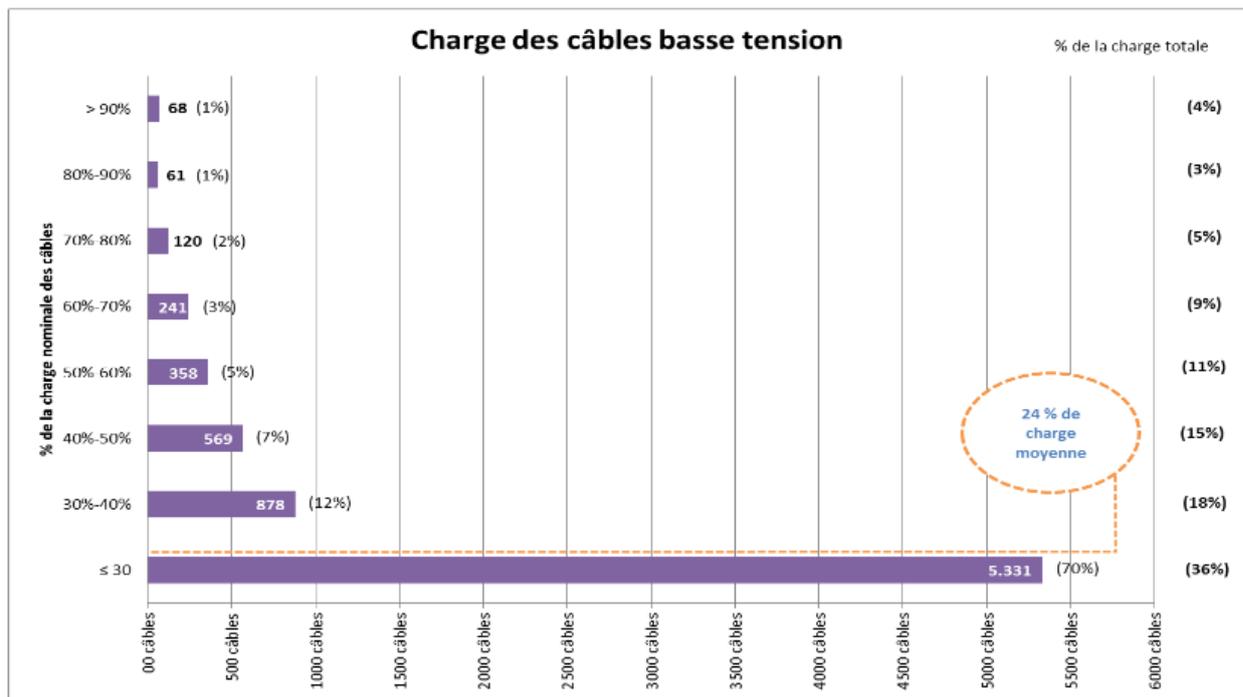
**Figure 2: Charge des transformateurs mesurés en 2011, 2012 et 2013**

BRUGEL a par ailleurs constaté que ces dernières années, la quantité de transformateurs mesurés semble ne pas correspondre complètement à la politique de maintenance du GRD. En effet, celle-ci mentionne que l'ensemble des cabines doivent être mesurées sur une période de 5 ans. Or, sur les quatre dernières années, 47% des transformateurs ont seulement été mesurés. Le GRD explique qu'exceptionnellement, en 2013 et 2014, la campagne de relevé de charge a été ralentie afin de disposer de ressources dans le cadre d'une campagne visant à rétablir la connectivité du réseau BT (via des relevés effectués sur place) et ce, dans une perspective de mise en place d'un système OMS (Order Management System) ou des cabines SMART. Cette campagne prendra fin en 2014. Le GRD indique que la quantité de relevés de charges pour 2015 sera augmentée pour être en concordance avec sa politique de maintenance. BRUGEL veillera à ce que cette dernière soit bien respectée.

### 5.2.4 Etat de charge des câbles BT

Pour 68 départs des câbles BT (1% des câbles mesurés), la charge approche ou dépasse 90% de la capacité nominale admissible. Une analyse de ces câbles a été réalisée et des modifications du réseau ou des renforcements nécessaires ont été planifiés.

L'état de charge moyen des départs de câbles BT mesurés est quant à lui de 24%.



**Figure 3: Charge des câbles mesurés en 2011, 2012 et 2013**

## 6 Analyse de la qualité des services du GRD en 2013

### 6.1 Introduction

Chaque année, le GRD est tenu de transmettre à BRUGEL un rapport dans lequel il décrit la qualité de ses services pendant l'année civile précédente.

En effet, le paragraphe 4 de l'article 12 de l'ordonnance électricité stipule que :

« Avant le 15 mai de chaque année, les gestionnaires de réseau transmettent à Brugel, chacun pour ce qui le concerne, un rapport dans lequel ils décrivent la qualité de leur service pendant l'année civile précédente.

Ce rapport contient au moins les données suivantes :

- 1° le nombre, la fréquence et la durée moyenne des interruptions de l'accès au réseau;
- 2° la nature des défaillances et la liste des interventions d'urgence;
- 3° le respect des critères de qualité relatifs à la forme d'onde de la tension, tels que décrits par la norme NBN EN 5016;
- 4° les délais de traitement des réclamations et de gestion des appels de secours;
- 5° les délais de raccordement et de réparation.

Les modalités de cette obligation peuvent être fixées par Brugel qui peut également imposer aux gestionnaires de réseau de lui transmettre leurs programmes d'entretien ».

Depuis le 21 août 2008, date de publication de l'avis 20080821-64 de BRUGEL relatif au modèle de rapport de qualité des services du GRD, ce dernier a remis annuellement son rapport conformément au canevas de ce modèle.

Conformément à la réglementation, le rapport de qualité des services de SIBELGA pour 2013 a été reçu avant le 15 mai 2014.

Chaque année, BRUGEL analyse les données de ce rapport et émet un avis. Dans la mesure où, systématiquement, dans son plan d'investissements, le GRD rédige un chapitre sur la qualité de la fourniture et commente les principaux résultats, BRUGEL a pris la décision d'intégrer son analyse sur le rapport sur la qualité des services du GRD pour l'année 2013 dans son avis sur le plan d'investissements pour la période 2015-2019.

## 6.2 Indicateurs de continuité de l'alimentation sur le réseau HT :

Pour la continuité de l'alimentation sur son réseau électrique de haute tension, le GRD utilise trois indicateurs de qualité, évalués suivant les prescriptions Synergrid C10-14 pour les interruptions longues de plus de 3 minutes et non planifiées. Les interruptions planifiées par le GRD font aussi l'objet d'une évaluation suivant ces mêmes indicateurs.

Il s'agit de :

- **l'indisponibilité** : cet indicateur représente la durée annuelle moyenne d'interruption d'une cabine de transformation HT/BT. La valeur de l'indisponibilité est obtenue par la somme estimée des durées d'interruptions de toutes les cabines divisée par le nombre total des cabines raccordées au réseau HT ;
- **la fréquence des interruptions** : il s'agit du nombre annuel d'interruptions des cabines de transformation HT/BT divisé par le nombre total des cabines raccordés au réseau HT ;
- **la durée de rétablissement** : représente la durée moyenne des interruptions. Cette durée est calculée en divisant la somme estimée des durées d'interruption de toutes les cabines par le nombre total d'interruptions enregistrées sur le réseau HT.

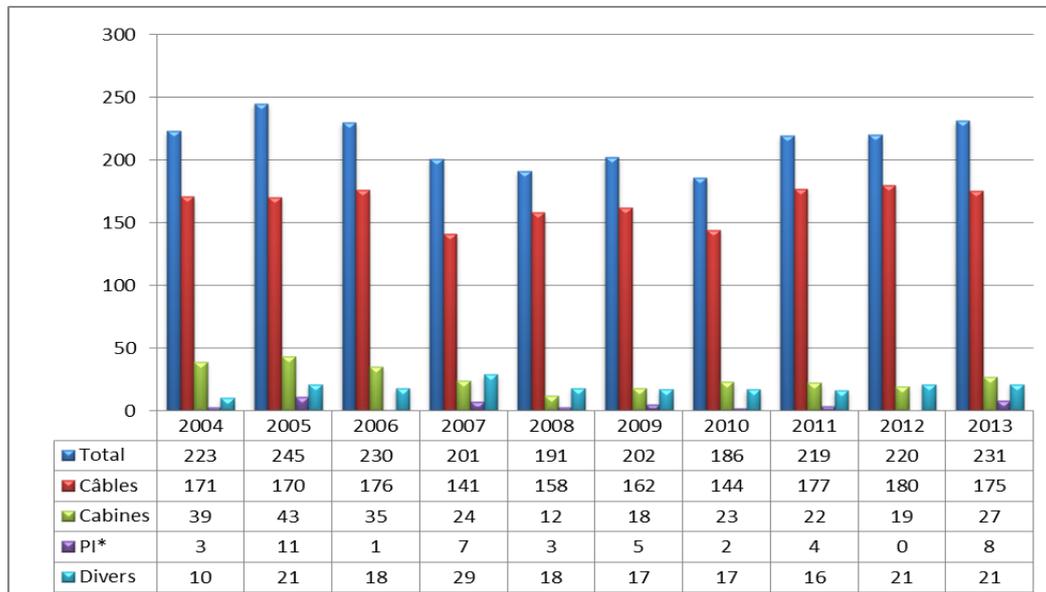
### 6.2.1 Nombre d'interruptions sur le réseau HT :

La figure 4 illustre le nombre d'interruptions, non planifiées, enregistrées sur les cabines de transformation HT/BT raccordées au réseau de distribution bruxellois. Les chiffres indiqués montrent une augmentation du nombre d'interruptions en 2013 par rapport à l'année 2012 (231 contre 220 en 2012).

Le nombre d'interruptions suite à des défauts de câbles a légèrement diminué et a permis de freiner la tendance évolutive observée depuis plus de 3 ans.

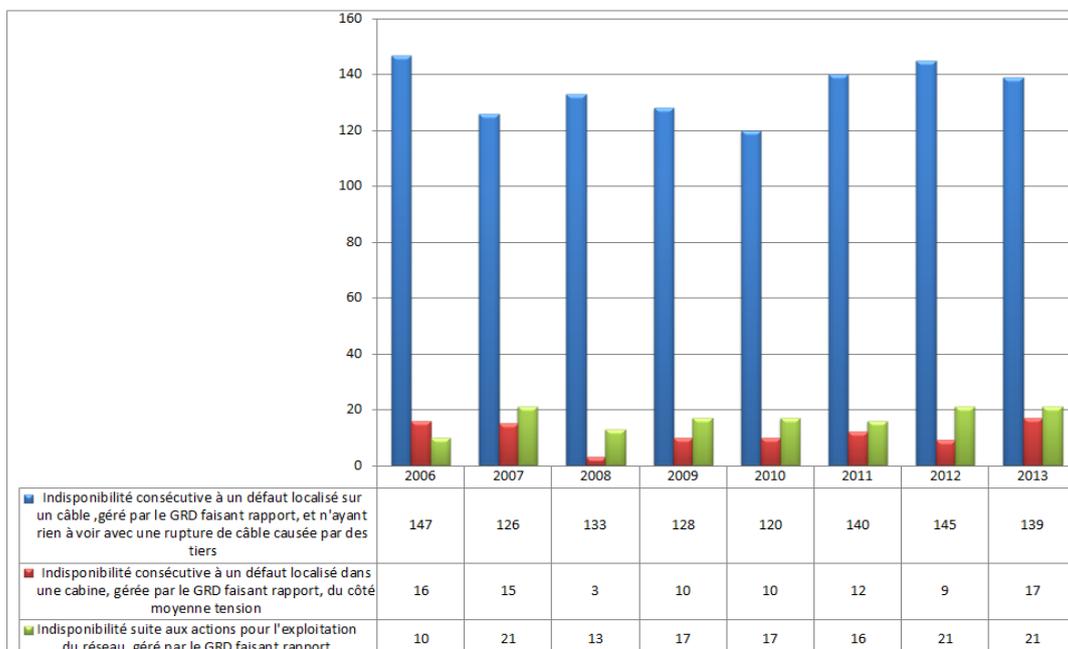
Contrairement à 2012 qui fut marqué par le fait qu'aucune interruption n'a eu lieu sur le réseau du GRTR, 8 interruptions se sont produites sur le réseau de ce dernier.

Par ailleurs, le nombre d'interruptions lié à des défauts situés dans des cabines réseau ou client ont également augmenté par rapport à 2012. Le nombre de défauts pour ce type d'installation est le plus important enregistré depuis 2006.



**Figure 4: Nombre d'interruptions causées par des défauts HT et leur répartition suivant la cause de ces défauts. (\* : point d'interconnexion du réseau HT)**

La figure 5 reprend quant à elle le nombre de défauts qui ne sont pas imputable aux conditions atmosphériques ou à des tiers et donc propre à la gestion du réseau par le GRD.



**Figure 5: Nombre d'interruptions non liées aux conditions atmosphériques ou à des tiers**

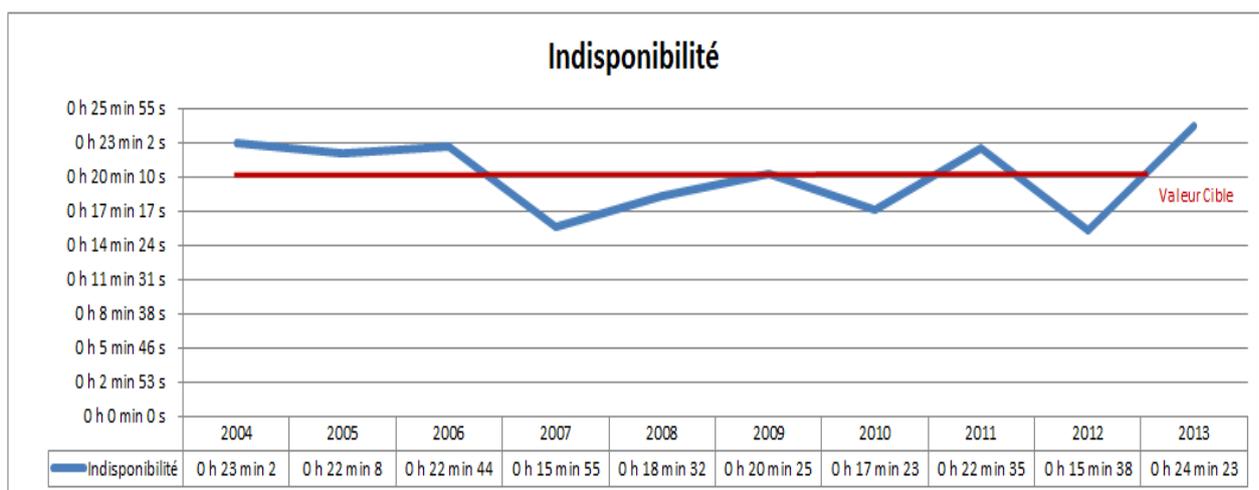
Contrairement à la tendance observé depuis 2010, le nombre d'interruptions suites a des défauts de câbles dont l'origine est indépendante d'un tiers a diminué.

Par contre le nombre de défauts localisés dans une cabine moyenne tension appartenant au GRD a presque doublé entre 2012 et 2013. C'est d'ailleurs la plus importante valeur observée depuis 2006. Le GRD explique cette évolution d'une part, par une augmentation du nombre d'incidents suite à des intrusions de rongeurs (4 de plus qu'en 2012) et d'autre part, par l'augmentation du nombre de défauts liés au matériel (5 de plus qu'en 2012).

BRUGEL sera attentif à l'évolution du nombre de ce type de défauts dans les années à venir et aux investissements y relatifs dans les prochains plans d'investissements.

## 6.2.2 Indisponibilité du réseau HT

Pour le réseau HT, SIBELGA a fixé comme objectif de maintenir l'indisponibilité globale des cabines raccordées au réseau à moins de 20 minutes.



**Figure 6: Indisponibilité des cabines de transformation HT/BT**

L'indisponibilité du réseau enregistrée sur le réseau HT de SIBELGA a augmenté de 8 minutes et 45 secondes par rapport à l'année de 2012. Cette valeur est par ailleurs la plus importante enregistrée depuis 2004.

Les causes de cette augmentation sont multiples :

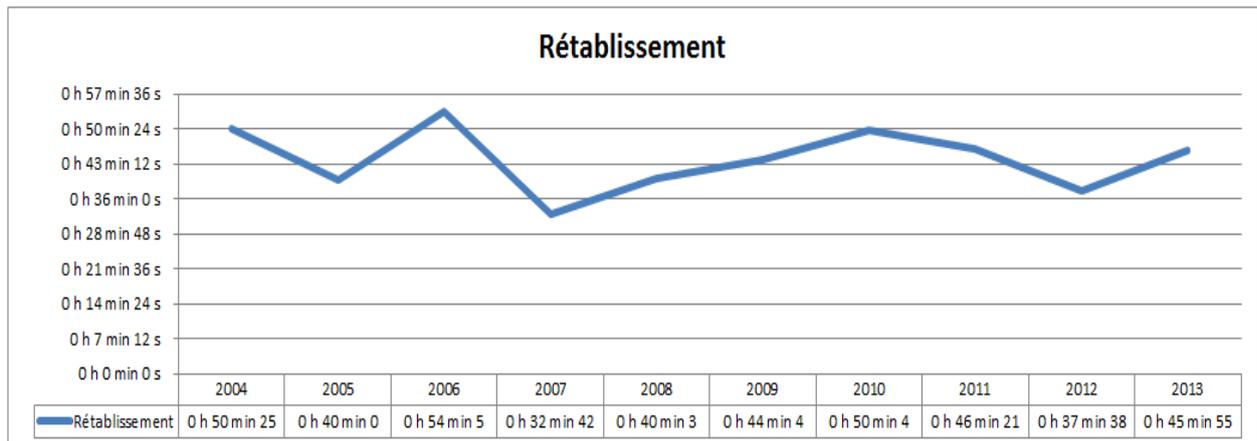
- contrairement à l'an dernier, plusieurs incidents ont eu lieu sur le réseau du GRTR (8 au total). Ces incidents ont généré une indisponibilité du réseau de 6 minutes et 10 secondes ;
- pour des raisons de sécurité, l'alimentation d'un point de répartition du réseau du GRD a dû être interrompue lors d'une intervention gaz, alors qu'aucun problème n'a été constaté sur le réseau. Cette mesure de sécurité a ainsi provoqué une indisponibilité de 2 minutes et 40 secondes ;

Par ailleurs, bien que le nombre de défaut de câbles dont l'origine est indépendante d'un tiers ait diminué par rapport à 2012, l'indisponibilité provoqué par ce type de défaut a légèrement augmentée. Comme évoqué dans son avis sur la qualité des services pour l'année 2012 (BRUGEL-Avis 20130920-178), BRUGEL reste attentif à l'évolution de ce type de défaut, d'autant plus que les

prévisions liées à la quantité de poses de câbles pour les années à venir ont été revues la baisse par le GRD (voire paragraphe 8.2).

### 6.2.3 Durée de rétablissement après un incident

La figure 7 illustre la durée moyenne annuelle d'une interruption sur le réseau HT du GRD.

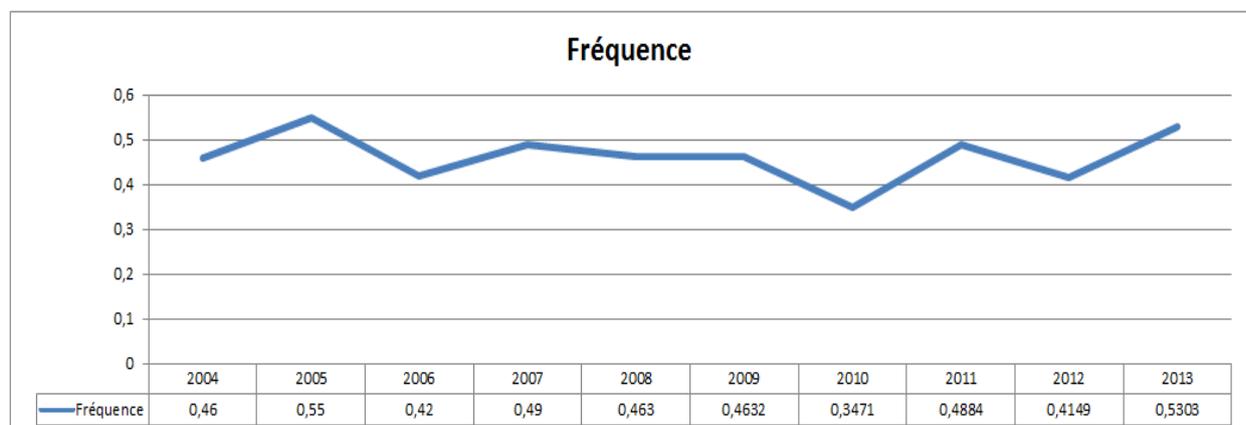


**Figure 7: Durée de rétablissement des cabines de transformation HT/BT**

La valeur obtenue pour l'année 2013, donne une durée moyenne d'interruption par cabine impactée de 45 minutes et 55 secondes. Une augmentation de 8 minutes et 17 secondes est donc constatée entre 2012 et 2013.

### 6.2.4 Fréquence des interruptions

En 2013, la fréquence des interruptions enregistrées sur le réseau HT du GRD a augmenté par rapport à l'année de 2012. Cette augmentation peut s'expliquer par l'augmentation du nombre d'incidents au niveau du réseau du GRTR et donc du nombre de cabines impactées sur le réseau du GRD.



**Figure 8: Fréquence des interruptions des cabines de transformation HT/BT**

### 6.2.5 Objectifs en matière de qualité de continuité de l'alimentation du réseau HT

Le GRD s'est toujours fixé comme objectif une indisponibilité comprise entre 15 et 20 minutes (indisponibilité non lié au réseau de transport). Cette valeur est considéré en effet comme un optimum technico-économique correspondant à une bonne qualité de réseau et qui semble être la norme pour un environnement exclusivement urbain.

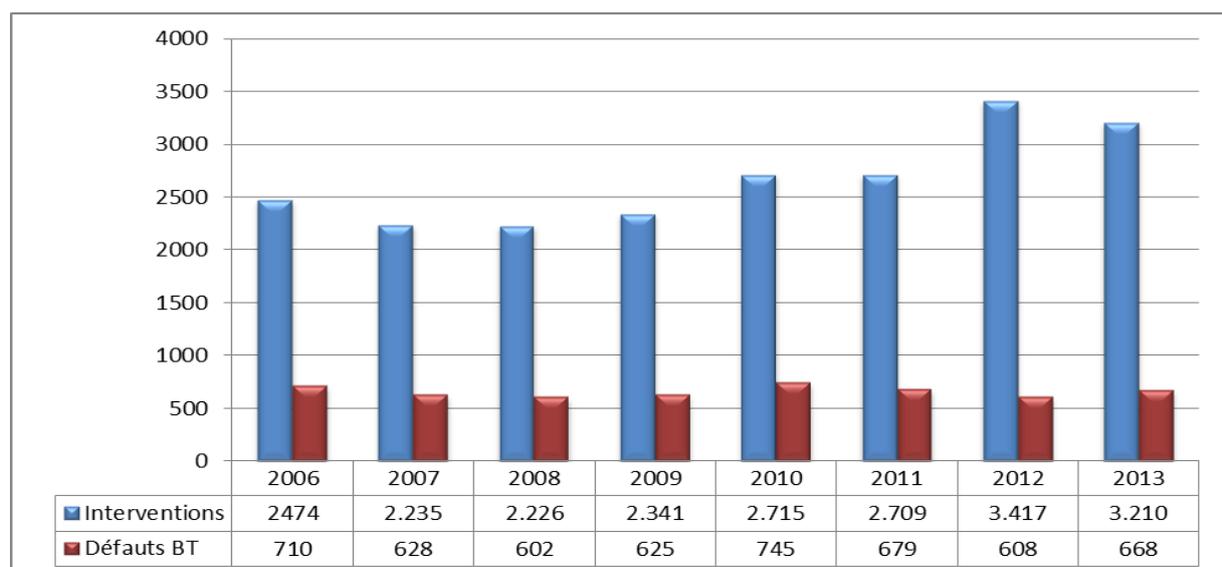
En 2014, le GRD a réalisé une étude visant à déterminer la nécessité et la faisabilité de poursuivre un objectif plus élevé en terme d'indisponibilité du réseau HT.

Suite à cette étude, le GRD a décidé de se concentrer sur les actions qui visent à améliorer la fiabilité de la télécommande des cabines, la surveillance des chantiers ainsi que l'optimisation de la réalisation des manœuvres de rétablissement en cas d'incident par le dispatching mais aussi de maintenir ses politiques d'investissements en ce qui concerne le remplacement des câbles HT et la motorisation des cabines. Le GRD ne compte pas ainsi modifier son objectif d'indisponibilité HT.

Par ailleurs, le GRD a informé BRUGEL de son intention de réaliser un benchmark de ses performances avec des réseaux similaires d'autres villes européennes. BRUGEL demande ainsi au GRD de le tenir informé des conclusions de cette étude.

### 6.3 Indicateurs de continuité d'alimentation pour le réseau BT

Les indicateurs de continuité d'alimentation pour le réseau BT concernent le nombre de défauts BT de longue durée, la durée de rétablissement moyenne par incident (planifiée et non planifiée) et le taux de rétablissement pour les pannes de longue durée (plus de 6 heures). Ces pannes correspondent à des situations difficiles (défauts multiples, accessibilité aux câbles problématiques, difficultés environnementales,...). Ces indicateurs sont mesurés systématiquement depuis l'année 2007 en raison de la mise en service par le GRD d'une application informatique spécifique et l'évolution de ceux-ci sont repris dans la figure 9.



**Figure 9: Nombre de défauts et d'interventions enregistrés sur le réseau BT**

En 2013, on constate une diminution du nombre d'interventions (3210 par rapport à 3417 en 2012). Cette diminution s'explique principalement par la diminution des interruptions dues à des causes électriques (fusion de fusibles sans cause apparente). Par contre, le nombre de défauts a quant à lui augmenté de près de 10%.

Par ailleurs, 92,99 % des pannes ont été complètement rétablies en 2013 après une durée inférieure ou égale à 6 heures. Le GRD a donc amélioré son taux de rétablissement de panne par rapport à 2012 (92,4%). Le GRD frôle ainsi son objectif qui est de maintenir ce taux au-dessus de 93,5 %. Dans les années à venir, BRUGEL restera vigilant à l'évolution de cet indicateur suite à la diminution des prévisions en matière de pose des câbles BT (voir paragraphe 8.4).

Pour ce qui concerne la durée de rétablissement moyenne par incident BT, l'objectif interne du GRD est de la maintenir dans un intervalle de 150 à 170 minutes. En 2013, le GRD a répondu à son objectif puisque le résultat obtenu a été de 152 minutes (en diminution de 13 minutes par rapport à 2012).

Dans son précédent plan d'investissements (période 2014-2018), le GRD indiquait qu'un projet avait été lancé afin d'étudier la nécessité et la possibilité d'établir des indicateurs d'indisponibilités similaires à ceux de la HT. BRUGEL demande ainsi au GRD de le tenir informé des conclusions de cette étude.

## **6.4 Indicateurs de la qualité de la tension**

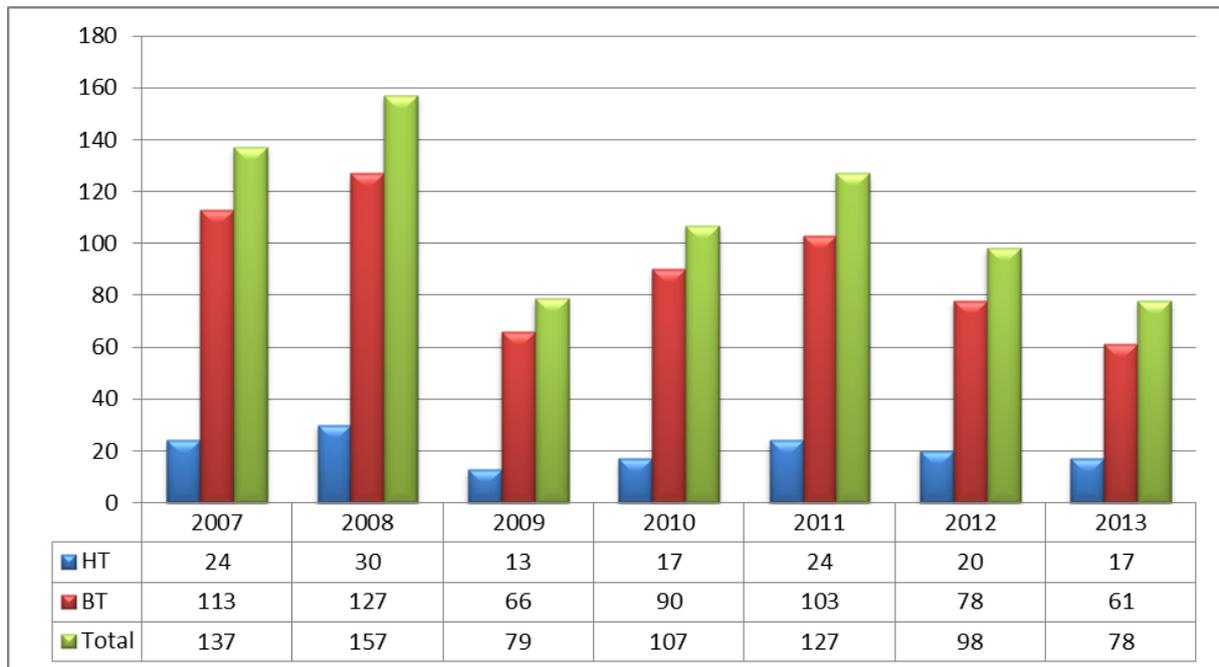
L'évaluation de la qualité de la tension fournie par le GRD est réalisée par le nombre de demandes d'information ou de plaintes reçues des utilisateurs du réseau.

Ces indicateurs concernent les anomalies, suivant la norme européenne EN50160, de la forme d'onde de la tension fournie par le GRD : creux de tension, harmoniques, flicker, etc.

En l'absence de la mesure, en temps réel et en tous points du réseau, de la forme d'onde de la tension fournie, l'évaluation de cette qualité est limitée au nombre de réclamations reçues des utilisateurs raccordées aux réseaux HT et BT. Toutefois, lors de traitement de ces plaintes, la conformité de la qualité de la tension à la norme EN 50160 en vigueur est testée via un enregistreur de type QWave placé au point de raccordement de l'utilisateur plaignant.

Ces appareils peuvent effectuer des enregistrements longs ou instantanés pour s'assurer de la qualité de la forme d'onde de la tension fournie. En cas d'anomalies liées à la tension au point de raccordement, des actions adéquates sont mises en place aux frais du GRD.

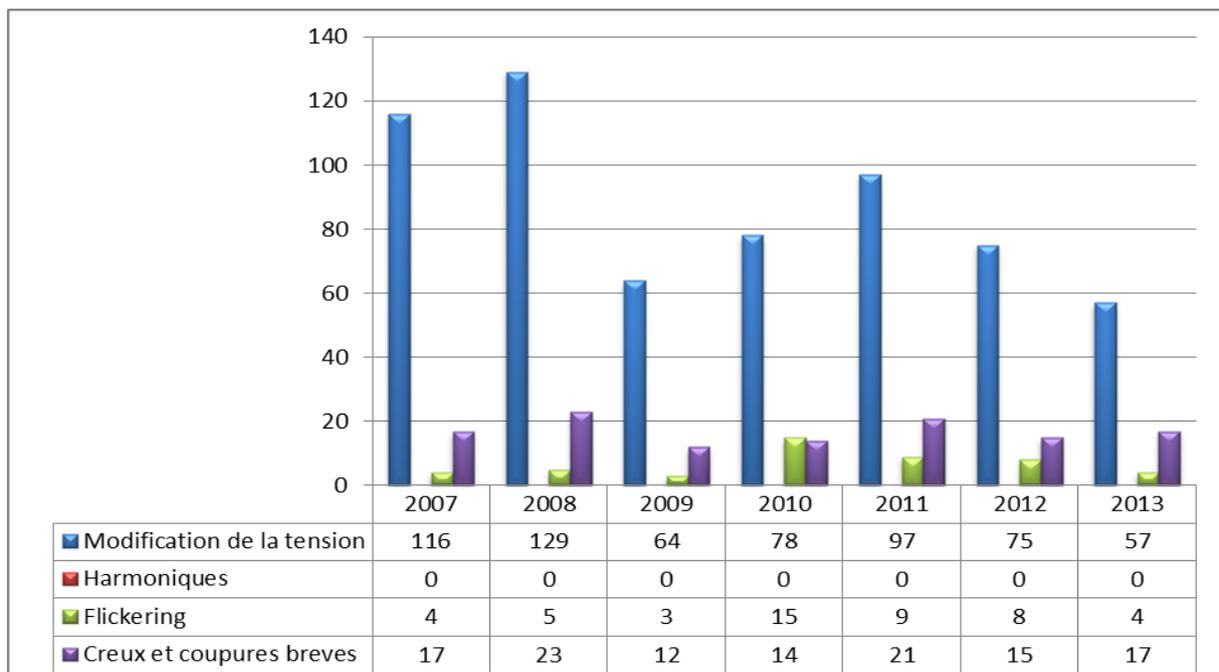
La figure 10 illustre le nombre de plaintes ou de demandes d'information, reçues par le GRD, en fonction du type de tension.



**Figure 10: Nombre de plaintes relatives à la qualité de la tension**

Il en ressort qu'en 2013, le nombre total de ces plaintes a diminué aussi bien pour les utilisateurs du réseau HT que pour les utilisateurs du réseau BT. Le nombre total de plaintes réceptionné par SIBELGA en 2013 a en effet diminué de 20,4% par rapport à l'année 2012. La tendance relative à la diminution du nombre de plaintes reçues depuis 2011 se poursuit donc.

La répartition de ces plaintes par type d'anomalies est illustrée par la figure 11 ci-après.



**Figure 11: Répartition des plaintes par type de perturbation**

Comme chaque année, les problèmes relatifs à la modification de la tension représentent la grande majorité des plaintes réceptionnées par le GRD. Cela dit, l'année 2013 fut marquée par une réduction importante du nombre de plaintes suite à ce type d'anomalie (une diminution de 24% est en effet observée).

De plus, sur les 57 plaintes réceptionnées et qui concerne la modification de la tension, uniquement 5 d'entre-elles étaient considérées comme étant justifiées.

Le nombre de plaintes lié au phénomène de flickering est également en diminution par rapport à l'année 2012. Le GRD a par ailleurs identifié les causes de ces anomalies et mis en place des actions pour y remédier.

Au vu du nombre de plaintes réceptionnées en 2013, la perception de l'utilisateur final quant à la qualité de la tension est en amélioration par rapport à 2012.

## **6.5 Pertes sur le réseau du GRD**

L'indicateur des pertes annuelles sur le réseau de distribution bruxellois, même s'il ne peut refléter seul la qualité de l'alimentation, donne un aperçu de la « santé » du réseau électrique et de ce point de vue peut notamment être considéré comme un indicateur de qualité.

Par ailleurs, ces pertes peuvent être définies comme la différence entre, d'une part, l'électricité injectée par les autres réseaux raccordés à celui du GRD et les productions décentralisées (les installations de cogénération appartenant au GRD ainsi que les installations de production décentralisées équipées d'un compteur de type AMR) et, d'autre part, les valeurs mesurées à tous les points de prélèvement du réseau. Pour l'année 2013, l'estimation des pertes sur le réseau de distribution s'élève à 3,14% de l'énergie distribuée (voir Tableau I de cet avis) en légère diminution par rapport à l'année 2012 où il a été enregistré une perte technique de l'ordre de 3,19%.

## **7 Analyse des facteurs externes**

Dans son plan d'investissements, le GRD analyse les facteurs externes qui jouent un rôle dans l'évaluation de l'état des éléments de son réseau et qui conditionnent certaines décisions d'investissements.

Les principaux facteurs externes sont décrits et analysés dans les paragraphes suivants.

### **7.1 Reprise de la gestion des installations de télécommande centralisée (TCC)**

Le GRD est responsable de la gestion des périodes de tarification et de l'éclairage public. Cela s'effectue au moyen d'installations TCC. Historiquement, ces installations situées dans la Région de Bruxelles-Capitale sont la propriété du GRTR. Or, cette activité ne sera plus assurée par ce dernier après le 31/12/2021.

Le GRD a démarré en 2013 une étude afin de définir ses choix technologiques et organisationnels en terme de gestion des impulsions nécessaires à de l'éclairage public et au tarif multi horaire gérés actuellement via les installations TCC.

Sur base de cette étude, le GRD placera de nouveaux injecteurs 11 kV dans les points d'interconnexion. Un plan de transfert progressif de la gestion des installations de télécommande centralisée du GRTR vers le GRD est en cours de finalisation.

Dans ce contexte, le GRD a mis en place à partir de 2015 un programme d'investissements étalé sur six années, programme qui vise le placement de 40 nouvelles installations TCC 11 kV dans les points d'interconnexion.

## 7.2 Perspective de croissance de la charge

Chaque année, le GRD effectue, en concertation avec le GRTR, une évaluation de l'état de la charge et de la pointe de consommation sur un horizon de 5 ans pour chaque point d'interconnexion qui alimente son réseau de distribution.

En effet, le GRD prend en considération lors de l'évaluation de la pointe, l'augmentation naturelle de la charge sur le réseau mais aussi des puissances et la localisation des nouvelles charges importantes (> 1 MVA). Ces estimations sont réalisées pour une période de 5 ans et les postes saturés ou en voie de le devenir font l'objet de concertation avec le GRTR pour coordonner les investissements requis dans leurs réseaux respectifs.

Il ressort de cette analyse qu'une évolution importante de la pointe est attendue sur certains postes d'interconnexion. Pour certains d'entre eux, la pointe dépasse la puissance garantie (en situation N-1) de 2013 :

- **Naples 11kV**

Pour rappel, suite à des analyses sur un des transformateurs (T1) du poste de Naples 11kV, des taux de furane élevés par rapport à l'âge du transformateur ont été constatés. Afin d'éviter un vieillissement de ce dernier, le GRTR avait diminué en 2012 la puissance garantie (de 25MVA à 22,5MVA).

Pour faire face à l'accroissement de la charge estimé ces prochaines années, le GRTR procédera au remplacement d'un transformateur afin d'augmenter la puissance garantie du point de fourniture. La puissance garantie devrait ainsi s'élever à 30 MVA en 2014 ou 2015. Dans un second temps, une fois que le GRD quittera le niveau de tension 5 kV (le point d'interconnexion alimente en effet deux tensions, le 5 et le 11 kV), les transformateurs pourront uniquement alimenter le réseau 11 kV et la puissance garantie s'élèvera ainsi à 50MVA.

- **Pacheco 11kV**

Pour rappel, les plans d'investissements précédents prévoyaient la création d'un nouveau point d'interconnexion à Pacheco, alimenté en 150 kV et assurant une puissance garantie de 50MVA, pour soulager ceux qui alimentent le pentagone.

Ce renforcement est un développement d'infrastructure majeur qui doit s'intégrer dans les projets immobiliers planifiés autour du boulevard Pacheco.

La mise en service du nouveau poste à Pacheco n'est pas attendue avant fin 2016 (voir début 2017). Pour rappel, la création d'un nouveau point d'interconnexion 11 kV à Pacheco, poste

alimenté en 150 kV et d'une puissance garantie de 50 MVA, était initialement prévue en 2012. La mise en service du poste a par la suite systématiquement été postposée. La raison de ces reports provient du fait que la construction du poste devait s'intégrer dans des projets immobiliers planifiés autour du boulevard Pacheco et que les propositions d'aménagement n'étaient pas en ligne avec les conclusions du PPAS (Plan Particulier d'Affectation du Sol). Des discussions ont été menées entre le GRTR et le promoteur et un nouvel espace a été trouvé pour l'installation du nouveau poste 150 kV.

A court terme, la réserve actuelle du poste Pachéco, les différentes liaisons de ce point de fourniture avec d'autres postes et l'utilisation de la capacité du 5kV en 11kV devraient permettre d'absorber les prévisions de charges.

Par contre, une attention particulière devra être portée sur le matériel HT (coté GRTR et GRD) qui arrive en fin de vie. De plus ces équipements sont de type Reyrolle et présentent de ce fait quelques problèmes en termes de fiabilité.

- **Voltaire 11kV**

Comme indiqué au chapitre 5.3, des travaux d'amélioration de la ventilation ont été réalisés par le GRTR sur ce poste pour ramener la puissance garantie à 30 MVA ce qui permettrait d'avoir une puissance garantie supérieure à (ou du moins très proche de) la pointe. Par ailleurs, une autre étude menée par le GRTR et le GRD est actuellement en cours afin de résoudre le problème de saturation du poste. Elle vise notamment en la suppression du réseau 6,6KV (des travaux ont déjà débutés). Bien que les travaux ont déjà débutés, la finalisation est prévue pour 2018. En attendant, le GRD s'engage à limiter la charge à 30MVA.

D'autres points d'interconnexion quant à eux, présentent ou présenteront une pointe proche de la puissance garantie :

- **Elan**

En 2012, le GRTR a diminué la puissance garantie du poste de 29 à 26 MVA. Cette diminution s'explique par la capacité de transport maximum en situation N-1 des câbles qui alimentent le poste (comme pour le poste De Brouckère). Par ailleurs, la pointe mesurée en 2013 est fort proche de cette puissance garantie.

Pour rappel, un projet visant à augmenter la capacité du point d'interconnexion par l'installation d'un nouveau transformateur de 25 MVA était prévu dans les plans d'investissements du GRTR depuis de nombreuses années mais ce projet est systématiquement postposé à une date non indiquée en raison d'un ralentissement de la consommation sur ce poste.

En effet, de 2009 à 2013, la pointe a subi une diminution de près de 12%.

Or, avec la limitation de l'alimentation du point de fourniture appliquée par le GRTR (et si celle-ci se poursuit), il devient dès lors nécessaire de réévaluer la situation afin de prendre les mesures adéquates.

- **De Brouckère**

Comme mentionné dans le paragraphe 5.2, suite au problème de saturation de ce poste, une réunion doit être organisée entre le GRD et le GRTR quant aux décisions à prendre pour trouver des pistes de solution.

- **Centenaire 36kV**

Une augmentation de charge d'environ 27,9MVA est prévue sur ce poste en 2018. Cette augmentation est liée au projet Néo qui concerne le réaménagement du plateau du Heysel. Une demande d'étude d'orientation a en effet été réceptionnée en 2014 par le GRD. L'évaluation de la puissance réellement consommée doit encore être réalisée par ce dernier.

### 7.3 Véhicules électriques

Comme pour le plan d'investissements précédent, le GRD a abordé les perspectives de développement à court et moyen terme des véhicules électriques dans la Région de Bruxelles-Capitale. Les études réalisées incitent le GRD à réfléchir aux moyens d'assurer l'alimentation de ces véhicules via notamment des adaptations de ses réseaux HT et BT. Il s'agit d'identifier les éventuels problèmes de congestion du réseau en fonction du mode d'alimentation de ces véhicules qui se développera en réponse aux besoins des utilisateurs.

Actuellement, aucun modèle de marché n'est encore défini pour ces véhicules, qui permettrait d'appréhender leur intégration au réseau de distribution. En fonction de l'évolution de ce modèle, le GRD déterminera la stratégie appropriée et identifiera les investissements nécessaires.

Pour rappel, en 2011, le GRD a réalisé une étude en prenant pour hypothèse la charge lente à domicile. L'analyse montre que, sauf exception locale liée à un synchronisme des pointes ou à des taux de pénétrations spécifiquement élevés dans certaines zones, le véhicule électrique ne présenterait pas de difficulté ou, en tout cas, pas de rupture majeure dans le rythme d'investissement du GRD.

Les conclusions de l'étude impliquaient notamment :

- de favoriser les charges de nuit, lentes (sauf dans les zones où le chauffage électrique est prépondérant)
- de pouvoir identifier à terme les charges de véhicules électriques dans les zones à haut taux de pénétration (via enregistrement des véhicules électriques par zone et/ou par tableau intelligent ou Smart Meter)

Par ailleurs, l'accord du nouveau gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale prévoit de favoriser l'implantation des véhicules électriques notamment en soutenant le secteur privé à investir dans la mise en place d'un maximum de points de recharge sur l'ensemble de la Région et en accélérant le choix prioritaire de véhicules électriques pour les services publics.

En fonction des décisions qui seront prises par le gouvernement bruxellois, les besoins en renforcement du réseau pourraient être adaptés. En effet, les perspectives d'évolution de la charge présentées dans le plan d'investissements pour la période 2015-2019 ne tiennent pas compte d'une manière directe du développement des véhicules électriques (l'impact de ces derniers étant à l'heure actuelle marginal).

Or, le 1<sup>e</sup> paragraphe de l'article 12 de l'ordonnance électricité du 19 juillet 2001 prévoit que le plan d'investissements du GRD contient :

*« une estimation des besoins en capacité, compte tenu de l'évolution probable de la production, des mesures d'efficacité énergétique promues par les autorités et envisagées par le gestionnaire de réseau, de la*

*fourniture, de la consommation, des scénarii de développement des voitures électriques et des échanges avec les deux autres Régions et de leurs caractéristiques »*

BRUGEL invite dès lors le Gouvernement à impliquer les gestionnaires de réseaux et BRUGEL au débat sur cette thématique afin de pouvoir évaluer, en fonction des décisions qui seront prises, quelles seront les impacts sur le réseau électrique bruxellois.

BRUGEL demande également au GRD, dès que suffisamment d'éléments seront disponibles, de revoir les études qui ont déjà été réalisées et d'intégrer l'impact des véhicules électriques dans l'estimation des besoins en capacité dans les prochains plans d'investissements, conformément à la réglementation.

## **7.4 Smart Metering et Smart Grid**

Conformément à l'article 7 de l'ordonnance électricité qui prévoit l'obligation de promouvoir l'efficacité énergétique lors du développement du réseau de distribution (voir paragraphe I du présent avis), le GRD étudie les technologies nécessaires à la transformation des réseaux en réseaux intelligents ainsi que les fonctionnalités nécessaires à l'introduction des systèmes intelligents de mesure.

### **7.4.1 Développement des systèmes intelligents de mesure**

- **Projet Switch**

Pour préparer l'arrivée du Smart Meter, le GRD avait déjà commencé à analyser son réseau pour réaliser les adaptations techniques nécessaires à l'accueil éventuel des compteurs intelligents notamment via l'étude des modifications à apporter au raccordement.

Sur la base de cette analyse, le GRD a programmé l'assainissement de 112.000 coffrets de comptage d'ici 2020. En 2012 et 2013, plus de 15.000 coffrets ont déjà été assainis dans le cadre du projet « Switch ». L'assainissement consiste essentiellement en une modernisation des anciens coffrets de comptage par l'éventuel remplacement :

- de la planche sur lequel le compteur est fixé
- de fusibles par des disjoncteurs automatiques
- des coffrets en fonte

- **Projet Remi**

Dans le cadre du projet Remi, le GRD a débuté en 2012 le remplacement des compteurs existants MMR (Manuel Meter Reading) à « relevé mensuel » pour les points d'accès avec des pointes entre 56 et 100 kVA par des compteurs télé relevé.

La situation en mai 2014 montre que 1.450 compteurs de ce type ont déjà été placés.

L'implémentation du système d'acquisition permettant de rapatrier les données a été réalisée en 2014 et la phase de test est actuellement en cours.

Bien que ce projet soit en premier lieu motivé par une réduction importante des coûts opérationnels (relevé manuel sur base mensuelle,...), il représente pour le GRD une opportunité pour acquérir de l'expérience dans les aspects techniques de la télé relève mais aussi des processus d'installation, de maintenance et du traitement des données de relevé, dans la perspective d'un éventuel développement ultérieur du Smart Metering.

- **Projet Pilote Smart Metering**

Pour se préparer à un éventuel déploiement massif et inévitable de compteurs intelligents, le GRD a décidé de lancer un nouveau projet pilote Smart Metering visant à valider les technologies choisies et implémenter l'ensemble des processus business.

Le GRD compte ainsi installer 5000 compteurs électriques intelligents et 500 compteurs gaz intelligents en 2017.

BRUGEL demande au GRD de lui apporter des précisions supplémentaires quant aux types d'utilisateurs (ou de niches) qui seront la cible de la pose de ces 5500 compteurs intelligents.

Par ailleurs le plan d'investissements pour la période 2014-2018 indiquait qu'en 2012, le GRD a entamé une étude visant à étudier les besoins de « niches » d'usagers particuliers pour en dégager d'éventuelles solutions techniques spécifiques à appliquer à ces niches en termes de raccordement et pour établir les spécifications techniques d'un futur compteur électronique « smartisable ». En l'absence de commentaire dans son plan d'investissements pour la période 2015-2019, BRUGEL demande au GRD de lui communiquer les résultats de cette étude.

- **Installations TCC**

Le GRD envisage l'installation en 2018 de 6000 compteurs smart et les équipements nécessaires pour rapatrier les données de comptage dans une petite zone qui ne sera pas couverte par l'installation des TCC (voire paragraphe 7.1). Cette décision n'est pas encore définitive et dépendra notamment des résultats du projet Pilote Smart Metering.

- **Directive 2012/27/EU sur l'efficacité énergétique**

La directive 2012/27/EU sur l'efficacité énergétique oblige les états membres, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2015, à installer dans tous les bâtiments neufs et les bâtiments faisant l'objet de travaux de rénovations importantes « des compteurs individuels qui indiquent avec précision la consommation réelle d'énergie du client final et qui donnent des informations sur le moment où l'énergie a été utilisée ».

Pour répondre à cette obligation, le GRD a décidé d'installer 13.200 compteurs smart de 2016 à 2019 (placement d'environ 3.300 compteurs smart par an).

Enfin conformément à l'article 25<sup>vicies</sup><sup>6</sup> de l'ordonnance électricité qui stipule que le GRD présente, lors de la proposition des plans d'investissements pour son réseau d'électricité et

---

<sup>6</sup> Cet article stipule : « Pour autant que cela soit techniquement possible, financièrement raisonnable et proportionné compte tenu des économies d'énergie potentielles, tout client final peut réclamer au gestionnaire du réseau de distribution, à des prix concurrentiels, l'installation d'un compteur électronique. Un tel compteur électronique à des prix concurrentiels est toujours fourni soit lorsqu'un compteur existant est remplacé, à moins que cela ne soit pas techniquement possible ou rentable au regard des économies potentielles estimées à long terme, soit lorsqu'il est procédé à un raccordement dans un bâtiment neuf ou un bâtiment faisant l'objet de travaux de rénovation importants, tels que définis dans la Directive 2010/31/UE. Au moment de la proposition des plans d'investissements conformément à l'article 12, le gestionnaire de réseau de distribution présente les résultats des dernières études technico-économiques pour l'introduction des compteurs électroniques. Le Gouvernement peut préciser les modalités d'application de cet article.

de gaz, les résultats des études technico-économiques pour l'introduction des compteurs électroniques, BRUGEL demande au GRD de lui communiquer les résultats des dernières études réalisées et les motivations qui ont conduit au report de la fourniture de ces compteurs (électricité et gaz) pour les clients concernés.

#### 7.4.2 Développement d'un Smart Grid

En parallèle aux actions menées en matière de Smart Metering, le GRD confirme dans son plan d'investissements sa vision de l'évolution de son réseau vers le réseau intelligent (ou smartgrid) et maintient les actions envisagées à moyen et long terme dans sa planification précédente. Ci-après, l'essentielle des actions décrites dans l'avis de BRUGEL du 16 novembre 2010 (voir BRUGEL-AVIS-20101116-102).

Le GRD a déjà lancé des actions ponctuelles visant à réaliser une veille technologique et stratégique pour bien cerner les différents enjeux du smartgrid particulièrement dans le contexte bruxellois. Ceci devrait lui permettre d'identifier les must-do, notamment en termes d'études technico-économiques, de la R&D et de projets pilotes.

Par ailleurs, le GRD concentre ces orientations dans une évolution progressive du réseau de distribution bruxellois vers le smartgrid par le biais d'études ciblées notamment dans les domaines suivants :

- **Télécom :**

Il s'agit d'analyser le suivi des évolutions de la télécommunication en général pour la transmission des informations dites « smart » et notamment l'étude de la transmission à haut débit au travers des réseaux de distribution. Le GRD constate que les résultats sont encourageants sur le plan performances, disponibilité et de la possibilité de monitoring. Certaines limitations liées à la compatibilité avec l'équipement haute tension apparaissent et le GRD porte une attention spéciale par rapport à la sécurité du mode de transmission.

Le GRD a également pris la décision de se doter d'un « backbone » de fibres optiques entre ses points d'interconnexion et postes de répartition. En 2013, le GRD a réalisé un projet pilote de déploiement de fibres optiques. Sur base des résultats obtenus, le GRD envisage la pose, d'un réseau « backbone » de fibres optiques. Ce déploiement se fera sur base « opportuniste » en combinant la pose de propre initiative ou en coordination et la pose d'anciennes conduites de gaz. Le GRD envisage également des échanges de fibre optique avec d'autres acteurs. Les investissements démarreront en 2014 avec une prévision de pose annuelle de 39km de fibre optique pendant 4 ans. Ce déploiement de fibres optiques permettra ainsi au GRD de se doter d'un réseau propriétaire sécurisé (tant sur le plan de la fiabilité en cas de panne de courant que sur le plan de l'intégrité des données) qui pourra également répondre à l'évolution croissante des besoins de transmission de données liée à l'émergence des technologies « smart ».

- **Technologie :**

La réalisation des études technico-économiques sur l'introduction des technologies permettant l'amélioration de la qualité de l'observation du réseau de distribution, notamment, les tableaux BT dits « intelligents » capables de réaliser un relevé des variables mesurables dans les cabines réseaux.

- **Systèmes IT :**

Une étude visant à définir comment devraient évoluer les systèmes temps réel de gestion du réseau en fonction des fonctionnalités attendues d'un Smart Grid a été finalisée en 2013.

Une implémentation progressive d'un tel système pourrait se faire progressivement d'ici 2023. Ces investissements étant de type de l'IT, aucun investissement n'est planifié dans le cadre de ce plan d'investissements (hors scope des plans).

- **Planification des réseaux :**

Prise en compte des zones de congestion locales, dues au développement des voitures électriques, lors de la planification du réseau.

- **Cabines Smartes :**

Un projet a été lancé en 2014 par le GRD afin de développer un nouveau concept de cabine HT/BT télécommandée et télé contrôlée.

Les éléments qui ont incité la mise en place d'un tel projet sont :

- L'obsolescence de la technologie actuelle des cabines qui équipent le réseau (celles-ci ont été déployées depuis la fin des années 1990)
- Les fonctionnalités limitées du système actuel qui dispose uniquement de la capacité de télécommander les interrupteurs HT et de signaler les courants de défaut en HT
- La nécessité d'améliorer la connaissance des flux d'énergie dans le réseau pour gérer le développement des unités de production décentralisées et celles des charges flexibles
- La nécessité d'améliorer la connaissance en temps réel du réseau BT pour détecter des pannes et des surcharges et ce, afin d'améliorer l'efficacité des interventions et de mieux cibler les renforcements à prévoir.

Le GRD compte installer, dans le cadre de ce projet pilote, 9 cabines smart en 2014. Une évaluation sera faite en 2015 afin de déterminer les fonctionnalités définitives et le rythme de déploiement éventuel de ce type de cabine. Cet éventuel déploiement s'inscrira dans le programme de rénovation des cabines mais impliquera une adaptation des technologies de motorisation de ces dernières.

## 7.5 L'efficacité énergétique du réseau de distribution

La nouvelle directive européenne sur l'efficacité énergétique prévoit dans l'article 15 (§2), une obligation aux Etats membres de mener une évaluation du potentiel d'efficacité énergétique du réseau électrique (transport et distribution), au plus tard, pour le 30 juin 2015. Cette évaluation doit aussi identifier les mesures concrètes et des investissements en vue d'introduire des améliorations rentables de l'efficacité énergétique des réseaux.

Cette disposition a d'ailleurs été transposée lors de la dernière modification de l'ordonnance électricité publiée le 11/06/2014.

En effet, le point 21 de l'article 30bis§2 de l'ordonnance stipule que BRUGEL doit : *«veiller à la mise en œuvre, pour le 31 mars 2015, d'une étude en vue de déterminer le potentiel d'efficacité énergétique des infrastructures de gaz et d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, en particulier sur le plan du transport régional, de la distribution, de la gestion de la charge et de l'interopérabilité, ainsi que du raccordement des installations de production d'électricité; cette étude identifie des mesures concrètes et des investissements en*

*vue d'introduire des améliorations rentables de l'efficacité énergétique dans les infrastructures de réseau, avec un calendrier pour leur introduction.»*

Dans son avis concernant le plan d'investissements pour la période 2014-2018 (voir BRUGEL-AVIS-201311222-179), BRUGEL avait déjà demandé au GRD de lancer cette étude.

Suite à la demande commune des régulateurs régionaux aux gestionnaires de réseaux de distribution et du réseau de transport (demande commune découlant du fait qu'un rapport national devra être transmis aux instances européennes), un groupe de travail a été constitué par SYNERGRID (fédération des gestionnaires de réseau belges) dans lequel participe le GRD bruxellois.

Ainsi, conformément à l'ordonnance électricité et à la demande formelle de BRUGEL dans son courrier du 17 juillet 2014, le GRD devra lui remettre un rapport final le 31/01/2015.

## **7.6 Contexte tarifaire**

Suite au blocage des tarifs de distribution sur 2013-2014, le GRD avait décidé de faire une revue stratégique critique du portefeuille d'investissements afin d'évaluer la possibilité de réduire temporairement l'enveloppe consacrée aux investissements « classiques » sur les années 2013/2014 à environ à 20%, ceci sans concession sur la sécurité (voir avis BRUGEL-20121123-154).

Le contexte tarifaire actuel étant clarifié, le GRD a relâché la contrainte purement financière pour les années 2015-2019. Les investissements qui sont planifiés ont donc été déterminés uniquement sur bases des politiques d'asset management.

## **8 Planification à l'horizon 2019**

Conformément à l'article 12, §2 de l'ordonnance électricité, le plan d'investissements est établi pour une période de 5 ans (horizon temporel 2015-2019). Comme expliqué précédemment, la planification est établie sur la base de l'analyse du réseau existant et des facteurs externes (voir paragraphe 7 de cet avis). Cette planification est gérée par un système expert (processus d'Asset Management) qui permet d'hierarchiser et de pondérer les critères utilisés suivant leur impact sur les objectifs prioritaires du GRD. Ce système permet de dégager les quantités prévisionnelles par élément du réseau et par année à investir pour assurer la continuité et la fiabilité de l'approvisionnement sur le réseau de distribution bruxellois.

Ci-dessous, les principaux projets, proposés pour le développement du réseau du GRD.

### **8.1 Investissements dans les points d'interconnexion et de répartition**

La grande majorité des projets de rénovation déjà planifiés à l'horizon 2018 dans le plan d'investissements précédent ont été maintenus pour la période de 2015 à 2019. Toutefois, le planning des réalisations de certains projets à quelque peu été modifié.

- Le projet de création d'un nouveau poste à Pacheco devrait être mis en service en fin d'année 2016 ou début d'année 2017. Pour rappel, la création d'un nouveau point d'interconnexion 11 kV à Pacheco, poste alimenté en 150 kV et d'une puissance garantie de 50 MVA, était initialement prévue en 2012. Suite à des retards dans l'aménagement du site, le plan d'investissements pour la période 2013-2017 postposait la création du nouveau poste en 2014. La raison de ces reports provient du fait que la construction du poste doit s'intégrer dans des projets immobiliers planifiés autour du boulevard Pacheco et que les propositions d'aménagement ne sont pas en ligne avec les conclusions du PPAS (Plan Particulier d'Affectation du Sol).

Il est à signaler que ces retards successifs et que d'éventuels nouveaux retards ont et pourraient avoir différents impacts :

- sur les transferts des charges vers le nouveau poste 150/11kV. Le GRD a toutefois réalisé plusieurs scénarii concernant la gestion de la réserve de puissance sur les postes concernés par le projet Pacheco (principalement Botanique et Minimes 11kV). Le GRD semble être ainsi capable de faire face à un éventuel retard ;
  - en matière de fiabilité étant donné que les équipements HT existants (coté GRTR et GRD) arrivent en fin de vie. Le GRD stipule toutefois qu'en tenant compte du fait que plusieurs interconnexions existent entre Pacheco - Botanique et Monnaie, en cas d'incident majeur à Pacheco, il est possible de reprendre provisoirement la charge actuelle sur les autres postes moyennant une série des travaux ponctuels et des manœuvres dans le réseau. Toutefois, une prolongation de la durée de vie des équipements augmentent indéniablement le risque d'interruptions non planifiées.
- Dans le plan d'investissements précédent, le GRD avait prévu le remplacement, en 2015, de l'équipement HT dans le point d'interconnexion Monnaie. Suite aux travaux de restructuration du réseau 36 kV dans ce poste et à la demande du GRTR, le GRD a postposé à 2016 le remplacement de ces équipements HT. Ce projet fait donc l'objet de deux reports successifs (initialement planifié en 2014). Les équipements qui doivent être remplacés sont du type Reyrolle et présentent de ce fait quelques problèmes de fiabilité. Afin de limiter d'éventuels problèmes d'alimentation, il est essentiel d'éviter un nouveau report du projet.
  - Comme indiqué dans le paragraphe 7.1, le GRD a mis en place à partir de 2015 un programme d'investissement étalé sur six années, programme qui vise le placement de 40 nouvelles installations TCC 11 kV dans les points d'interconnexion. Ainsi, à côté des 3 installations TCC qui seront installées en 2015, le GRD prévoit dans son plan d'investissements l'installation de 6 TCC par an de 2016 à 2019. Les travaux réalisés comprennent le placement des baies locales et des injecteurs TCC, l'acquisition et l'installation d'un système central de gestion et de contrôle ainsi que l'acquisition d'un groupe mobile TCC.
  - Suite à la campagne de vérification sur l'ensemble des batteries et des ensembles redresseurs-batterie menée en 2013 par le GRD dans le cadre de la campagne « blackout », les prévisions en matière de remplacement de ces équipements ont été adaptées.

## 8.2 Investissements dans le réseau HT

- Le GRD prévoit annuellement le remplacement de 40,6 km de câbles en 2015, 41,7 km de câbles en 2016 et 48,5 km de 2017 à 2019.

Par rapport aux prévisions des plans d'investissements précédents, ces quantités sont donc en diminution (réduction de plus de 16% sur les investissements de 2015 à 2018). Ces réductions touchent principalement les quantités planifiées pour répondre aux demandes externes de déplacement de câbles, aux demandes externes liées aux projets de lotissements et surtout les poses programmées pour le renforcement en cas de surcharge.

Le GRD explique et justifie cette diminution par l'évaluation de l'état de charge des mailles et des boucles qui composent son réseau HT pour 2013 (voire paragraphe 5.2.2). Cette évaluation, ainsi que les solutions requises pour diminuer la saturation des boucles et des mails ont permis de revoir les estimations précédentes à la baisse.

La quantité de câbles planifiée prend également en compte les poses à réaliser dans le cadre de l'abandon des réseaux 5 et 6,6 KV. Une description de ce projet approfondie de ce projet a été intégrée dans l'avis sur le plan d'investissements pour la période 2014-2018 (BRUGEL-AVIS-201311222-179).

## 8.3 Investissements dans les cabines réseau :

- Le GRD prévoit un rythme de construction de 14 nouvelles cabines réseau par an. Le GRD prévoit 14 tableaux HT, 24 tableaux BT et 17 transformateurs pour équiper les nouvelles cabines.
- Par ailleurs, le GRD prévoit également le remplacement annuel de :
  - de 70 tableaux HT en 2015, 71 en 2016 et 68 tableaux HT de 2017 à 2019 ;
  - de 108 tableaux BT 2015 à 2019 ;
  - de 55 transformateurs de 2015 à 2019 ;

Ces quantités prennent en compte la réalisation de 50 cabines de type « smart » (lors de la rénovation des équipements existants si les résultats du projet pilote lié à la réalisation des 9 cabines « smart » en 2014 s'avèrent positifs).

- Le GRD a également planifié le remplacement annuel de 3 cabines réseau métalliques de 2015 à 2016, puis de 2 de 2017 à 2018.
- La motorisation de 50 cabines réseau et de 4 cabines clients par an est maintenue pour améliorer la sécurité des manœuvres sur le réseau et le niveau des indicateurs de qualité suivis.

## 8.4 Investissements dans le réseau BT

- Le GRD prévoit annuellement le remplacement de 76km de câbles BT de 2015 à 2019. Comme pour la pose des câbles à HT, le GRD a revu la quantité planifiée et proposée dans le plan d'investissements précédents pour la période de 2015 à 2018. Une réduction de 13% des investissements est ainsi annoncée.

Les extensions liées à des demandes spécifiques de clientèle, les travaux initiés suite à des demandes externes ainsi que les conversions en 400V sont inclus dans les prévisions.

Cette réduction vise notamment :

- la pose de câbles suite à des demandes de clients pour des extensions qui se justifie par la diminution des demandes ces dernières années (diminution de plus de 40% de 2011 à 2013) ;
  - la pose de câble pour des raisons de saturation suite aux résultats de la dernière campagne de mesure.
- Par ailleurs, le GRD a également réduit la quantité de boîtes de distribution à remplacer par rapport aux quantités programmées dans son plan d'investissements précédent (réduction de plus de 8%). Cette diminution paraît surprenante dans la mesure où, comme indiqué précédemment, depuis 2010, 66% de boîtes de distributions supplémentaires ont été placées en plus des quantités planifiées.  
Sur base du programme de maintenance et de l'inventaire mené actuellement par le GRD, les quantités planifiées pourront être adaptées dans les prochains plans d'investissements.

## 8.5 Investissements dans les branchements BT

- Le nombre de travaux de placements, déplacements, renforcements et remplacements suite à des demandes clients ou à des défauts a été réévalué à la hausse. Ainsi chaque année, le GRD réalisera 1494 travaux de ce type en 2015 et 1444 de 2016 à 2019 (soit une augmentation de plus de 12% sur ce qui avait été planifié précédemment). Cette augmentation est justifiée par l'historique du nombre de ce type de demandes.
- Au contraire, le GRD a estimé que le nombre de reports et de renouvellements de raccordements existants, suite au remplacement des câbles réseau est inférieur aux quantités planifiées dans le plan d'investissements précédent. Ainsi 5.435 raccordements de ce type sont prévus annuellement entre 2015 et 2019. Cette réévaluation est notamment liée à la diminution de la quantité de câbles BT qui sera posée.
- Dans le cadre du projet « Switch », le GRD prévoit maintenant l'assainissement de 10.700 coffrets de comptage par an jusqu'en 2019.

## 8.6 Remplacement des compteurs HT et BT

- Pour la période de 2015 à 2019, le GRD ne prévoit pas de remplacement systématique de compteurs électriques, conformément à sa politique qui prévoit uniquement le remplacement

des compteurs indiqués par le SPF dans l'attente du déploiement éventuel du Smart Metering. A l'heure actuelle, aucune série de compteurs du réseau du GRD n'a été indiquée comme étant à remplacer par le SPF.

- Dans le cadre du projet « ReMi », le GRD prévoit en 2015 le remplacement de 525 compteurs BT relevés mensuellement par des compteurs télérelevés. L'installation de ces compteurs clôturera le projet « ReMi ».
- Comme indiqué au paragraphe 7.4.1, le GRD installera des compteurs intelligents :
  - dans le cadre du projet pilote Smart Metring ;
  - dans des nouveaux bâtiments ou lors de rénovations importantes de bâtiments (afin de répondre à la directive européenne) ;
  - dans le cadre de la reprise de l'activité TCC.

La répartition et le calendrier de ces investissements est repris dans le tableau suivant :

Année	Projet Pilote Smart Meters	Smart Meters installés dans les nouveaux bâtiments ou après rénovation importante	Smart Meters installés dans le cadre de la TCC	Total
2016	0	3.300	0	3.300
2017	5.000	3.300	0	8.300
2018	0	3.300	6.000	9.300
2019	0	3.300	0	3.300
<b>Total</b>	5.000	13.200	6.000	24.200

- Concernant les installations de production décentralisée, le GRD prévoit l'installation de 359 compteurs bidirectionnels A+/A- par an contre 540 dans le plan d'investissements précédents.  
 Cette diminution est justifiée puisqu'elle s'explique par la diminution du nombre d'installations de productions décentralisées.

## 8.7 Investissements dans le réseau de fibre optique

- Comme mentionné au paragraphe 7.4.2, le GRD a décidé de se doter d'un « backbone » de fibres optiques entre les points d'interconnexion et les postes de répartition. Ainsi, le plan d'investissements prévoit la pose de 123 km de fibre optique de 2014 à 2017.  
 La pose des gaines de fibre sera notamment réalisée en profitant des opportunités de coordination des travaux (interne ou externe).
- Suite à des discussions avec IRISNET, un accord de principe prévoit que le GRD pourra utiliser rapidement 59 km de réseau de fibre optique appartenant à IRISNET. Le GRD pourrait ainsi disposer au final d'un réseau total de 182 km.

## **9 Compétence tarifaire - Evolution du canevas des projets de plans d'investissements**

Dans le cadre de la sixième réforme de l'Etat, la compétence relative au contrôle des tarifs de la distribution de l'électricité et du gaz a été transférée de l'Etat fédéral vers les Régions. L'Ordonnance bruxelloise du 8 mai 2014<sup>7</sup> confie à BRUGEL cette compétence à partir du 1er juillet 2014.

Cette nouvelle compétence confiée à BRUGEL implique la mise en place, *ex nihilo*, de nouvelles actions liées directement aux tarifs (comme l'établissement de la méthodologie tarifaire et l'approbation de la proposition tarifaire du GRD). Elle implique, également et en toute logique, une nouvelle approche dans l'analyse des projets de plans d'investissements et le contrôle ex-post des réalisations y compris les dépenses d'investissement et les écarts enregistrés. Dans cette optique, une attention particulière doit être portée sur la méthodologie utilisée dans l'« Asset Management » et dans la détermination des enveloppes budgétées.

Ainsi, devient-il opportun de débiter, dès maintenant, la réflexion sur la révision du canevas des projets de plans d'investissements en corrélation avec la méthodologie tarifaire.

En outre, afin d'avoir assez de recul pour la prochaine période tarifaire, BRUGEL souhaiterait, dès les prochains exercices du plan d'investissements, disposer d'éléments suffisants et pertinents pour pouvoir être en mesure de mettre en œuvre une rémunération incitative en fonction des objectifs qui seront définis en concertation avec le GRD.

## **10 Conclusion**

Sur la base de l'article 12 de l'ordonnance électricité, BRUGEL a procédé à l'examen du plan d'investissements établi par le GRD (SIBELGA) en vue d'assurer la continuité et la fiabilité de l'approvisionnement sur le réseau de distribution de la Région de Bruxelles-Capitale.

Les principaux éléments examinés du plan d'investissements sont les suivants :

### **1. Réalisation des investissements planifiés en 2013**

Comme mentionné au paragraphe 4, les investissements prévus pour l'année 2013 ont été dans l'ensemble réalisés et les écarts enregistrés sont liés notamment à :

- à une diminution ou une augmentation des demandes de la part des clients ;

---

<sup>7</sup> modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 1<sup>er</sup> avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale

- une augmentation des quantités réalisées par le GRD en profitant des opportunités de coordination des travaux (internes et externes).

## 2. Etat de charge et perspective de croissance des points d'interconnexion

Pour identifier les besoins en capacité du réseau de distribution bruxellois, le GRD analyse l'évolution de la consommation par point d'interconnexion et le niveau de charge des réseaux HT et BT. Pour cela, il réalise annuellement des mesures de certains éléments (câbles et transformateurs), ce qui lui permet d'identifier les points critiques du réseau et les actions à mettre en œuvre pour y remédier.

L'évolution de la consommation est estimée uniquement en tenant compte d'une part, de l'augmentation naturelle de la charge et, d'autre part, des puissances et de la localisation des charges importantes (>IMVA).

En 2013, seulement trois points d'interconnexions ont vu leur puissance garantie dépassée pour des raisons techniques (problème de ventilation,...) mais pour deux d'entre eux, une solution a été trouvée.

Par ailleurs, comme indiqué dans les paragraphes 7.2 et 8.1, la mise en service d'un nouveau poste à Pacheco (150/11 kV) n'est pas attendue avant fin 2016-début 2017 pour des difficultés récurrentes (affectation du sol). Des discussions ont été menées entre le GRTR et le promoteur et un nouvel espace a été trouvé pour l'installation du nouveau poste 150 kV. A court terme, la réserve actuelle du poste Pacheco et les différentes liaisons de ce point de fourniture avec d'autres postes devraient permettre d'absorber les prévisions de charges.

## 3. Intégration des véhicules électriques

Comme pour les années précédentes, les perspectives d'évolution de la charge présentées dans le plan d'investissements pour la période 2015-2019 ne tiennent pas compte directement du développement des véhicules électriques étant donné qu'au jour d'aujourd'hui, l'impact de ces derniers sur le réseau est marginal.

Or, l'article 12 de l'ordonnance électricité du 19 juillet 2001 prévoit que le plan d'investissements du GRD contient :

*« une estimation des besoins en capacité, compte tenu de l'évolution probable de la production, des mesures d'efficacité énergétique promues par les autorités et envisagées par le gestionnaire de réseau, de la fourniture, de la consommation, des scénarii de développement des voitures électriques et des échanges avec les deux autres Régions et de leurs caractéristiques »*

En outre, l'accord du nouveau gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale prévoit de favoriser l'implantation du véhicule électrique notamment en soutenant le secteur privé à investir dans la mise en place d'un maximum de points de recharge sur l'ensemble de la Région et en accélérant le choix prioritaire de véhicules électriques pour les services publics.

De ce fait, les besoins en renforcement du réseau pourraient être adaptés en fonction d'éventuelles décisions qui seront prises par le Gouvernement bruxellois.

BRUGEL invite dès lors le gouvernement à impliquer les gestionnaires de réseaux et BRUGEL aux discussions éventuelles afin de pouvoir évaluer, en fonction des décisions qui seront prises, quelles seront les impacts sur le réseau électrique bruxellois.

BRUGEL demande également au GRD, dès qu'il disposera de suffisamment d'éléments, de revoir les études qui ont déjà été réalisées afin d'intégrer l'impact de ces véhicules électriques dans l'estimation des besoins en capacité dans les prochains plans d'investissements.

#### **4. Smart Metering et Smart Grid**

Dans son plan d'investissements pour la période 2015-2019, le GRD a planifié de nouveaux investissements à la fois dans l'installation de compteurs intelligents mais aussi dans transformation du réseau en réseau intelligent.

En matière de Smart Grid, le GRD a prévu l'installation de cabines de type smart en fonction des résultats du projet pilote qui consistait en l'installation de 9 cabines smart en 2014.

Dans le cadre d'un nouveau projet Smart Metering qui a pour but de préparer un éventuel déploiement massif des compteurs intelligents et qui vise à valider les choix technologiques de ce type d'équipement, le GRD compte installer 5000 compteurs intelligents pour l'électricité et 500 compteurs pour le gaz en 2017.

En fonction des résultats de ce projet et en tenant compte de la reprise de la gestion des installations de télécommande centralisée (TCC) prévue intégralement pour fin 2021, le GRD pourrait également installer 6000 compteurs smart et les équipements nécessaires pour rapatrier les données de comptage dans une zone du réseau (à déterminer) qui ne sera pas couverte par l'installation des TCC en 2018.

Enfin, pour répondre à la directive 2012/27/EU sur l'efficacité énergétique qui oblige les états membres, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2015, à installer dans tous les bâtiments neufs et les bâtiments faisant l'objet de travaux de rénovations importantes « des compteurs individuels qui indiquent avec précision la consommation réelle d'énergie du client final et qui donnent des informations sur le moment où l'énergie a été utilisée », le GRD a également planifié, de 2016 à 2019, l'installation de 13.200 compteurs électroniques pour l'électricité.

Sur base de l'article 25<sup>visies</sup> de l'ordonnance électricité qui stipule que le GRD présente, lors de la proposition des plans d'investissements pour son réseau d'électricité et de gaz, les résultats des études technico-économiques pour l'introduction des compteurs électroniques, BRUGEL demande au GRD de lui communiquer les résultats des dernières études réalisées et les motivations qui l'ont conduit au report de la fourniture de ces compteurs pour les clients concernés .

## 5. Qualité des services du GRD pour l'année 2013

Chaque année, le GRD est tenu de transmettre à BRUGEL un rapport dans lequel il décrit la qualité de ses services pendant l'année civile précédente. Chaque année, BRUGEL analyse les données de ce rapport et émet un avis.

Pour le réseau HT, le GRD veille à maintenir l'indisponibilité globale des cabines HT en dessous de 20 minutes. Les résultats obtenus en 2013 montrent que cet objectif n'a pas été atteint (indisponibilité globale de 24 minutes et 23 secondes). Le dépassement de cet objectif est néanmoins lié à des raisons non imputables au GRD (incidents sur le réseau du GRTR et interruptions pour des mesures de sécurité lors d'une intervention sur le réseau de gaz).

Pour ce qui concerne le réseau BT, l'objectif à atteindre consiste au maintien de la durée de rétablissement moyenne par incident sous 170 minutes. En 2013, la valeur obtenue est située à 152 minutes ce qui confirme la réalisation de cet objectif. Enfin, l'année 2013 a enregistré un taux de rétablissement de pannes BT, après une durée inférieure ou égale à 6 heures, de 92,99% ce qui le situe non loin de la valeur cible du GRD qui s'élève à 93,5%.

En outre, l'évaluation de la qualité de la tension fournie par le GRD est réalisée par le nombre de demandes d'information ou de plaintes reçues des utilisateurs du réseau. En 2013, le nombre de plaintes réceptionnées qui concerne la qualité de la tension a diminué de plus de 20% par rapport à 2012. La perception de l'utilisateur final quant à la qualité de la tension est en nette amélioration.

BRUGEL propose dès lors au Gouvernement d'approuver le plan d'investissements de SIBELGA pour 2015-2019.

\* \*

\*