

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

Avis

AVIS-2008 | 120-071

Concernant

L'établissement du modèle de rapport relatif à la qualité de la prestation de service du réseau de transport d'électricité en région de Bruxelles-Capitale

rendu en application de l'article 12, §4 de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, modifié par l'article 32 de l'ordonnance du 14 décembre 2006.

Le 20 novembre 2008

I. Fondement juridique

L'article 12 §4 de l'ordonnance du 19 juillet 2001, modifié par l'article 32 de l'ordonnance du 14 décembre 2006 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale (ci-après, "l'ordonnance relative à l'électricité"), stipule ce qui suit :

§ 4. Chaque année, les gestionnaires de réseaux sont tenus de communiquer à la Commission une série d'informations relatives notamment à l'infrastructure et à l'état de vétusté du réseau, à la nature et au nombre de défaillances intervenues, à la politique de réparation, à la politique d'approvisionnement et d'appel de secours et à une estimation détaillée des besoins en capacité.

Après avis de la Commission, le Gouvernement arrête les modalités de cette obligation. Il peut également imposer aux gestionnaires de réseaux de transmettre à la Commission leurs programmes d'entretien selon les modalités qu'il détermine.

Conformément à l'article précité de l'ordonnance relative à l'électricité, l'article 3 § 4 du règlement technique de transport régional d'électricité a été rédigé comme suit :

§4. Le gestionnaire du réseau de transport régional, en concertation avec les gestionnaires du réseau de transport et de distribution, surveille et contrôle la qualité de l'alimentation et de la stabilité du réseau de transport régional à l'aide d'un système qui permet de déterminer au moins les indices de qualité suivants :

- a) *la fréquence des interruptions ;*
- b) *la durée moyenne des interruptions ;*
- c) *la durée annuelle des coupures.*

Le gestionnaire du réseau de transport régional rend public, au moins annuellement, un rapport sur la qualité et la fiabilité de l'alimentation dans le réseau.

Vu les articles précités, BRUGEL devra dans un premier temps établir un modèle de rapport à ce propos et le soumettre à l'approbation du Gouvernement.

2. Introduction

La proposition de modèle de rapport de qualité de l'électricité est un modèle contenant des modalités qui sont spécifiquement conçues pour la Région de Bruxelles-Capitale (RBC). Ce modèle sera transmis au Gestionnaire de réseau de transport régional (GRTR) afin qu'il communique ses observations en la matière.

Après l'étude des éventuelles remarques du GRTR, BRUGEL soumettra le modèle de rapport au Gouvernement. Il incombera ensuite au Gouvernement de fixer les modalités de ce rapport.

A compter de ce moment, le rapport de qualité annuel du GRTR devra s'appuyer sur ce modèle.

En raison de l'évolution de la technologie et de la législation, BRUGEL se réserve le droit de créer une présentation du modèle de rapport.

3. Remarques générales

1. Dans l'acceptation du présent modèle de rapport, le terme "réseau" devra être compris comme le réseau de transport régional (RTR).
2. Par "moyenne tension", on vise le niveau de tension en-dessous de 30 kV. Le réseau moyenne tension régional pour la RBC est composé des réseaux de tension 5 kV, 6 kV et 11 kV.
3. Par "haute tension", on vise le niveau de tension égale ou supérieure à 30 kV. Le réseau haute tension régional pour la RBC est composé des réseaux de tension 30 kV et 36 kV.
4. Des données de qualité sur plusieurs années devront être disponibles afin de pouvoir statuer de manière objective à propos de la qualité du réseau au cours d'une année donnée. Lors de la présentation du premier rapport de qualité, BRUGEL devra, pour cette raison, disposer à tout le moins d'informations à propos des années 2006 et 2007. Ce faisant, BRUGEL pourra comparer, d'une manière raisonnablement objective, la qualité du réseau au cours des années précitées.
5. Le contrôle de la qualité du réseau doit être considéré dans une perspective plus large que la seule garantie technique en matière d'alimentation en électricité. Ce contrôle doit également porter sur la qualité de tension et la prestation de services relative à l'exécution des missions imposées par le règlement technique en question.
6. La qualité de la prestation de services est quantifiée en fonction d'un certain nombre de plaintes et/ou de demandes d'information à propos de certaines matières (cf. le respect des délais, les études de détail, etc.).
7. Le calcul des indicateurs de qualité (cf. AIT, AIF et AID) en matière d'approvisionnement en énergie repose sur la puissance interrompue et la consommation annuelle d'énergie des utilisateurs du réseau en RBC.
8. Les définitions et les formules qui sont utilisées dans le présent modèle de rapport y seront commentées.

9. En complément des exigences qui sont précisées à l'article 3 § 4 du règlement technique régional électricité à propos de la qualité du réseau, nous attendons du GRTR qu'il indique les pertes en réseau annuelles dans son rapport. Le GRTR devra à cette fin utiliser sa propre méthodologie pour le calcul des pertes en réseau. Ces dernières sont les pertes dans les composants du réseau tels que les câbles, les transformateurs, les fusibles, etc.

4. Modèle de rapport à propos de la qualité de la prestation de services du RTR bruxellois

Le présent modèle de rapport concerne le rapport de qualité concernant le réseau d'électricité du GRTR pour l'année d'exploitation considérée.

4.1. Profil du RTR

Le profil du RTR de la RBC est exprimé par le biais du nombre d'utilisateurs du réseau de transport qui y sont raccordés, du profil de leur prélèvement d'énergie annuel et de la longueur totale des liaisons haute tension.

4.1.1. Nombre d'utilisateurs du réseau de transport du RTR

Pour calculer le nombre d'utilisateurs du réseau de transport, il convient de prendre en compte le nombre de points d'accès. Les points d'accès peuvent être identifiés au moyen de leurs numéros EAN-GSRN¹ et des équipements de mesure y attribués. Une distinction est opérée dans ce cadre entre les utilisateurs qui sont directement reliés au réseau de transport et le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) de distribution qui est (sont) raccordé(s) sur ce réseau via les points d'interconnexion à la moyenne tension. Pour la RBC, les usagers du réseau de transport directs du RTR sont raccordés à la haute tension.

Les points de raccordement dans un poste de tension, indépendamment du niveau de tension chez un même client, sont regroupés dans un point d'accès unique.

Les données statistiques qui sont demandées au GRTR sont destinées à pouvoir déterminer l'ampleur du RTR de la RBC.

Le GRTR devra préciser dans le tableau ci-dessous le nombre de ses utilisateurs du réseau au 31 décembre de l'année d'exploitation considérée.

	Moyenne tension ²	Haute tension ³	Total
Nombre de points d'accès prélèvement			
Nombre de points d'accès injection			
Nombre de points d'accès prélèvement - injection ⁴			
Total			

Tableau I : Nombre de points d'accès dans le RTR bruxellois

¹ European Article Number/Global Service Related Number: un champ numérique unique de 18 chiffres permettant l'identification explicite d'un point d'accès.

² A la sortie des transformateurs vers le réseau moyenne tension.

³ A la sortie des transformateurs vers les réseaux de tension 70/36/30 kV.

⁴ Il s'agit du nombre de points qui sont à la fois des points de prélèvement et des points d'injection.

Le point de prélèvement est l'endroit physique et le niveau de tension où la puissance électrique peut être prélevée du RTR.

Le point d'injection est l'endroit physique et le niveau de tension où la puissance électrique peut être injectée dans le RTR.

4.1.2. Prélèvement annuel d'énergie dans le RTR

	Moyenne tension	Haute tension	Total
Energie nette prélevée (TWh) ⁵			
Energie prélevée par la charge (TWh)			

Tableau 2 : Prélèvement annuel d'énergie (énergie nette et énergie prélevée par la charge) dans le RTR bruxellois

Où :

- **La puissance prélevée par la charge** ($P_{\text{charge}}(qh)$)
Cette puissance est la puissance prélevée moyenne durant un quart d'heure (qh) par la (les) charge(s) à un point d'accès.
- **L'énergie prélevée par la charge** ($E_{\text{charge}}(\text{per})$)
Cette énergie est l'intégrale de la puissance prélevée nette à un point d'accès pendant une période (per), soit :

$$E_{\text{charge}}(\text{per}) = \sum_{qh \in \text{per}} P_{\text{charge}}(qh)$$

Remarque :

L'énergie qui est prélevée par les charges inclut l'énergie prélevée par les usagers du réseau de transport directs et l'énergie nette⁶ prélevée par le gestionnaire de réseau de distribution Sibelga.

- **La puissance prélevée nette**
Cette puissance est la différence, pendant un quart d'heure (qh), si cette différence est positive, entre la puissance prélevée par la (les) charge(s) en un point d'accès et la puissance injectée par une/des production(s) locale(s) qui est (sont) en rapport avec ce point d'accès. Si cette différence est négative, la puissance prélevée nette sera égale à zéro.

⁵ TWh = 10¹² Wh.

⁶ Le GRTR ne dispose pas des données concernant l'énergie prélevée par les clients individuels raccordés au GRD bruxellois.

- **L'énergie prélevée nette**

Cette énergie est l'intégrale de la puissance prélevée nette à un point d'accès pendant une période (per).

En d'autres termes, si $P_{\text{production}}(qh)$ est la puissance qui est injectée (produite) pendant un quart d'heure (qh) par les unités de production locales, qui sont associées à un point d'accès, l'énergie prélevée nette pour la période (per) sera égale à :

$$E_{\text{prélevée}}(\text{per}) = \sum_{qh \in \text{per}} \max(0; P_{\text{charge}}(qh) - P_{\text{production}}(qh))$$

Remarque :

Si la puissance injectée par la (les) production(s) locale(s) est égale à zéro (cf. $P_{\text{production}}(qh) = 0$), l'énergie prélevée nette sera égale à l'énergie prélevée par les charges (cf. $E_{\text{prélevée}}(\text{per}) = \sum_{qh \in \text{per}} P_{\text{charge}}(qh)$).

4.1.3. Longueur totale des liaisons haute tension dans le RTR

Le GRTR doit indiquer dans le tableau ci-dessous la situation des liaisons haute tension au 31 décembre de l'année d'exploitation considérée.

Tension nominale (kV)	Lignes aériennes (km)	Câbles (km)	Total (km)
30 – 36 kV			
70 kV			
Total			

Tableau 3 : Longueur totale des liaisons haute tension dans le RTR bruxellois

4.2. Continuité et qualité de l'alimentation

4.2.1. Généralités

La fiabilité du réseau haute tension est exprimée en se servant des trois indicateurs "indisponibilité" (AIT), "fréquence des interruptions" (AIF) et "durée des coupures" (AID). Le calcul de ces indicateurs s'effectue au moyen de la puissance interrompue et de la consommation annuelle d'énergie des utilisateurs du réseau en RBC.

Pour chaque indicateur, nous opérons une distinction entre cet indicateur assorti d'un chiffre global et le même indicateur assorti d'un chiffre propre à Elia. Ces deux types de chiffres sont définis au point 4.2.2.1.1 du présent document.

Ce modèle de rapport fera en outre une distinction entre les interruptions planifiées et les interruptions non planifiées. S'agissant des interruptions planifiées, la qualité de la prestation de service est examinée, en exigeant de la part du GRTR un aperçu des plaintes reçues par écrit à la suite de telles interruptions. En ce qui concerne les interruptions non planifiées, la qualité du réseau est notamment vérifiée par la mesure de la continuité de l'alimentation en cas de survenance d'interruptions brèves et prolongées. La durée des interruptions longues est de 3 minutes au moins.

4.2.2. Continuité de l'alimentation

4.2.2.1. Interruptions non planifiées

En ce qui concerne le RTR, l'impact de l'interruption non programmée sur le client qui prélève l'énergie⁷ est évalué sur la base de l'énergie non livrée (cf. ENS) et de la puissance interrompue (cf. PNS) par point de raccordement et sur la base du niveau de tension du point de raccordement en question. A cet effet, les trois indicateurs AIT, AIF et AID seront calculés.

En raison du nombre limité de points d'accès à la haute tension, les chiffres annuels des indicateurs précités ne sont statistiquement pas pertinents. Une période d'observation de 5 à 10 ans est nécessaire pour pouvoir se forger une idée de la continuité moyenne de l'alimentation. Les résultats obtenus ne peuvent dès lors être considérés que comme indicatifs. Le nombre limité d'installations du GRTR en RBC et la faible fréquence des incidents demeurent la pierre d'achoppement. Ces éléments font en sorte que le GRTR n'interprète pas ces valeurs moyennes calculées des indicateurs de qualité en vue de prendre d'éventuelles mesures (cf. la politique de remplacement et les investissements). La suite la plus approfondie possible est dès lors donnée aux incidents, davantage sur une base individuelle qu'en fonction de l'évolution des moyennes.

Le raisonnement précité vaut également pour la moyenne tension, même si le nombre de points d'accès est nettement supérieur, ce qui permet de restreindre la période d'observation à un délai compris entre 3 et 5 ans et d'obtenir des résultats plus précis, même s'ils sont toujours indicatifs.

4.2.2.1.1. Chiffres globaux et chiffres d'Elia pour les longues interruptions

Le GRTR doit préciser dans le tableau suivant la continuité de l'alimentation en cas d'interruptions non planifiées et prolongées, en indiquant à la fois les chiffres globaux et les chiffres d'Elia pour de telles interruptions.

	Moyenne tension	Haute tension	Total
YEC (TWh)			
YAP (MW)			
Chiffres globaux			
Σ ENS (MWh)			
Σ PNS (MW)			
AIT (hh : mm : ss)			
AIF			
AID (hh : mm : ss)			
Chiffres d'Elia			
Σ ENS (MWh)			
Σ PNS (MW)			
AIT (hh : mm : ss)			
AIF			
AID (hh : mm : ss)			

Tableau 4 : Continuité de l'alimentation – interruptions longues – « résultats globaux »
et « résultats d'Elia »

⁷ Le client qui prélève l'énergie est l'usager du réseau de transport haute tension ou le gestionnaire du réseau de distribution moyenne tension qui prélève de la puissance /de l'énergie du RTR.

Où :

YEC (TWh)⁸: “Yearly Energy Consumption in the system” ou la consommation annuelle d'énergie dans le système.

YAP (MW): “Yearly Average Power consumption in the system” ou la consommation annuelle moyenne dans le système.

ENS (MWh): “Energy Not Supplied for each interruption” (interrupted power x duration), c'est-à-dire l'énergie non fournie pendant chaque interruption.

Σ ENS (MWh): “Sum of all ENS for interruptions with a duration ≥ 3 min over 1 year” ou la somme annuelle de toutes les ENS pour les interruptions égales ou supérieures à 3 minutes.

PNS (MW): “Power Not Supplied for each interruption” (interrupted power) ou la puissance non fournie pour chaque interruption.

Σ PNS (MW): “Sum of all PNS for interruptions with a duration ≥ 3 min over 1 year” ou la somme annuelle de toutes les PNS pour les interruptions égales ou supérieures à 3 minutes.

AIT (Average Interruption Time en hh:mm:ss): il s'agit du temps moyen annuel d'interruption par utilisateur – également appelée SAIDI (System Average Interruption Duration Index), “Customer Minutes lost” ou “Supply Unavailability”.

AIF (Average Interruption frequency): Il s'agit de la fréquence moyenne annuelle des longues interruptions par utilisateur du réseau. Elle est également appelée SAIFI (System Average Interruption Frekwentie Index).

AID (Average Interruption Duration in uu:mm:ss): il s'agit de la durée moyenne annuelle d'une longue interruption. Elle est également appelée CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index).

Ces indicateurs sont définis comme :

$$AIT = \frac{60 \cdot \Sigma ENS}{YAP} = \frac{8760 \cdot 60 \cdot \Sigma ENS}{YEC \cdot 10^6} \left(\frac{\text{min}}{\text{customer.year}} \right)$$

$$AIF = \frac{\Sigma PNS}{YAP} = \frac{8760 \cdot \Sigma ENS}{YEC \cdot 10^6} \left(\frac{\text{interruptions}}{\text{customer.year}} \right)$$

$$AID = \frac{AIT}{AIF} = \frac{\Sigma T \cdot PNS}{\Sigma PNS} = \frac{60 \cdot \Sigma ENS}{\Sigma PNS} \left(\frac{\text{min}}{\text{interruption}} \right)$$

Chiffres globaux : Il s'agit des chiffres qui tiennent compte des interruptions de tous les préleveurs d'énergie, indépendamment de la provenance ou de la cause des interruptions. Ces dernières sont causées par les disjoncteurs du GRTR qui sont activés.

⁸ Ce chiffre est égal à l'énergie prélevée nette reprise au tableau 2.

Chiffres Elia : Si l'origine et la cause des interruptions se situent dans le réseau d'un utilisateur et que l'utilisateur du réseau en question ne remédie pas à l'interruption, ce court-circuit dans le réseau de l'utilisateur sera éliminé en réserve par les mesures que le GRTR prendra. Le but est que d'autres préleveurs d'énergie ne soient pas confrontés à un problème d'approvisionnement et restent branchés. Dans pareil cas, l'interruption en question ne sera pas reprise dans les chiffres d'Elia. Une telle interruption sera dès lors reprise dans les chiffres globaux.

4.2.2.1.2. Nombre d'interruptions longues et apport à "l'AIT global"

Il convient de préciser dans le tableau ci-dessous les causes de l'AIT global pour les interruptions longues par catégorie de cause.

Catégorie de cause	Nombre d'interruptions			Contribution à l'AIT global		
	Moyenne tension	Haute tension	Total	Moyenne tension	Haute tension	Total
C1						
C2						
C3						
C4						
C5						
C6						
C7						

Tableau 5 : Continuité de l'alimentation : nombre d'interruptions longues et contribution à l'AIT global en fonction de la cause

Dans le tableau ci-dessus :

- C 1 : tout défaut à un câble (départ compris) géré par le GRTR System Operator. Cette catégorie comprend toutes les causes d'un défaut, à l'exception des bris de câble causés par des tiers ;
- C 2 : tout défaut à un câble (départ compris) géré par le GRTR System Operator. Cette catégorie comprend les défauts causés par des tiers (cfr. entrepreneurs, par exemple, à la suite de travaux d'excavation) ;
- C 3 : tout défaut à une ligne aérienne (en ce compris le point de départ de cette ligne) gérée par le GRTR System Operator. Cette catégorie comprend toutes les causes d'un défaut, à l'exception des défauts causés par des conditions climatiques ou par des tiers ;
- C 4 : tout défaut à une ligne aérienne (en ce compris le point de départ de cette ligne) gérée par le GRTR System Operator. Cette catégorie comprend les défauts causés par de mauvaises conditions climatiques (tempête, conditions hivernales extrêmes, vent, chute de neige, etc.) ou par des tiers (par exemple des entrepreneurs utilisant un élévateur à nacelle) ;
- C 5 : tout défaut dans un poste haute tension géré par le GRTR System Operator, indépendamment de sa cause (rails, connexion, transformateur, mesures de sécurité, etc.);
- C 6 : tout défaut sur un réseau externe, localisé chez un utilisateur du réseau ;
- C 7 : tout défaut sur un réseau externe, localisé sur un réseau de distribution ou de transport qui n'est pas géré par le GRTR System Operator⁹.

⁹ Par le passé, la catégorie C7 tenait compte également des interruptions provenant des réseaux de distribution ou de transport gérés par le GRTR. Ces interruptions ne relevaient cependant pas du régulateur régional. Afin de donner

4.2.2.1.3. Indicateurs relatifs aux interruptions de courte durée

En cas d'interruptions de courte durée (de moins de 3 minutes), seul l'indicateur de fréquence AIF sera demandé, car les délais d'interruption annuels moyens AIT seront à ce point réduits que leur mesure n'aura aucune signification pertinente.

	Moyenne tension	Haute tension	Total
Nombre d'interruptions de courte durée			
PNS (MW)			
AIF			

Tableau 6 : Qualité de l'alimentation : fréquence des interruptions de courte durée

4.2.2.2. Interruptions planifiées

Les interruptions résultant de travaux planifiés sont relativement limitées et n'ont la plupart du temps aucun impact majeur sur le confort d'utilisation, étant donné que ces travaux doivent être annoncés à l'avance ou être réalisés en concertation avec les clients finaux concernés.

La continuité de l'alimentation en cas d'interruptions planifiées est dès lors évaluée d'après le nombre de plaintes écrites reçues. Un relevé de ces plaintes est demandé au tableau 13 du présent document.

4.2.3. Demandes d'information et plaintes

Il s'agit en l'espèce du nombre de demandes d'information et/ou de communications, de plaintes reçues d'utilisateurs du réseau de transport régional, de détenteurs d'accès, de responsables d'équilibre, ainsi que du gestionnaire du réseau de distribution bruxellois Sibelga. Ces demandes d'information et plaintes sont réparties en fonction du type de perturbation.

Les exigences de qualité en matière de tension sont déterminées par la norme NBN EN 50160 "Caractéristiques des tensions dans les réseaux publics d'électricité". Il y est fait référence pour les définitions, limites et valeurs des caractéristiques de tension. En cas de signalements ou de plaintes à propos de pannes de tension, il convient de vérifier si les normes et limites imposées dans la norme de tension NBN EN 50160 pour ce type de catégorie de panne ont été dépassées.

Les perturbations de tension, susceptibles de se produire dans le réseau de transport régional, sont : les creux de tension, la surtension, la variation de tension, le flicker (papillotement), le déséquilibre de tension, les harmoniques et interharmoniques.

Le GRTR doit indiquer dans le tableau ci-dessous toutes les demandes d'information et toutes les plaintes reçues pour l'année sous revue, par catégorie de perturbation.

Catégorie de perturbation	Moyenne tension				Haute tension				Total			
	Dossiers de plaintes	Autres dossiers	Total	Nombre de dépassements	Dossiers de plaintes	Autres dossiers	Total	Nombre de dépassements	Dossiers de plaintes	Autres dossiers	Total	Nombre de dépassements
C1 : Interruption longue												
C2 : Interruption courte												
C3 : Creux de tension												
C4 : Transitoire / Surtension												
C5 : Variation de tension												
C6 : Flicker (papillotement)												
C7 : Déséquilibre de tension												
C8 : Harmoniques et interharmoniques												
C9 : Inconnue												
C10 : Autre												
Total												

Tableau 7 : Nombre de demandes d'information reçues et de plaintes d'utilisateurs du réseau, de détenteurs d'accès, de responsables d'équilibre ou du gestionnaire du RD bruxellois réparties d'après le type de perturbation¹⁰

Dans le tableau ci-dessus, on entend par :

Dossier de plainte : Tout dossier qui est traité à la suite d'une plainte écrite, reçue par courrier, télécopie ou e-mail.

Autres dossiers : Des demandes d'informations écrites et des signalements téléphoniques à propos des types de panne repris dans ce tableau, sans que ces signalements ne se traduisent par des plaintes.

Nombre de dépassements : Nombre de dépassements des normes imposées en application de la norme de tension NBN EN 50160 et/ou du règlement technique concerné¹¹. Cette disposition ne s'applique pas aux pannes pour lesquelles aucune norme ou limite n'a été imposée (cf. les cases grises dans le tableau).

Si la panne qui s'est produite est inconnue, elle devra être classée dans la catégorie C9.

Tous les autres types de pannes connus, en marge des pannes déjà précisées dans le tableau ci-dessus (C1 à C8 inclus), doivent être indiqués dans la catégorie C10.

¹⁰ Les données statistiques mentionnent uniquement les plaintes et demandes d'information relatives aux points d'accès qui font partie du périmètre BRUGEL. Il s'agit des plaintes et demandes d'information reçues au cours de l'année d'exploitation considérée.

¹¹ Par exemple, en cas de demande de mesure de tension sur place et de demande d'enregistrement prolongé, si le GRTR et le client l'acceptent.

Le GRTR précisera dans le tableau 8 ci-dessous, les renseignements pertinents à propos de toutes les demandes d'information et plaintes, qui résultent d'interruptions non planifiées et de problèmes de tension.

Date de réception du signalement et/ou de la plainte	Déposant	Plainte ¹²	Phénomène ressenti	Quel poste d'Elia ?	Type d'incident	Date de l'incident	Plainte fondée	Cause de l'incident

Tableau 8 : Demandes d'information et plaintes dans le RTR du périmètre BRUGEL, concernant les interruptions et les tensions pour l'année d'exploitation considérée.

Afin de contrôler davantage la continuité de l'alimentation, des informations complémentaires concernant les incidents sont demandées au GRTR.

Un incident est considéré comme un déclenchement non désiré d'un disjoncteur du GRTR, qui est fréquemment dû à un court-circuit. Un incident peut également être une tension trop basse ou une surtension prolongée.

Nombre d'incidents générant des interruptions de longue ou de courte durée dans le RTR bruxellois

Un seul incident peut générer plusieurs interruptions et, par conséquent, plusieurs plaintes.

	Nombre
Incidents des interruptions de courte ou de longue durée chez au moins un utilisateur du réseau ou chez le gestionnaire du réseau de distribution	

Tableau 9 : Nombre d'incidents ayant entraîné des interruptions de courte ou de longue durée dans le RTR bruxellois

Remarque : Le nombre total d'interruptions de longue durée et le nombre total d'interruptions de courte durée peuvent être respectivement déduits des tableaux 5 et 6 du présent document.

Dans le tableau 9 repris ci-dessus, le GRTR doit tenir compte des incidents dans les réseaux externes qui entraînent une interruption et/ou une plainte d'un client final et/ou du GRD qui font partie du périmètre Brugel.

Le GRTR doit mentionner dans le tableau 10 toutes les informations pertinentes relatives aux interruptions qui résultent du nombre d'incidents.

¹² S'il ne s'agit pas d'une plainte, indiquer "non". Cela signifie qu'il s'agit d'une demande d'information.

Date et heure	Tronçon concerné	Poste d'Elia concerné	Durée de l'interruption ¹³	Cause	ENS (MWh)	PNS (MW)	Mesures prises par Elia

Tableau 10 : Liste des interruptions de courte et de longue durée dans le RTR du périmètre BRUGEL pour l'année d'exploitation considérée.

Le tableau 9 permet de déterminer combien d'incidents donnent lieu à une interruption de courte ou de longue durée. Les informations pertinentes relatives à ces interruptions sont déduites du tableau 10. Via le tableau 8, on peut vérifier combien de ces interruptions donnent lieu à des plaintes et/ou des demandes d'information, y compris les informations pertinentes à ce propos.

Nombre d'incidents qui ont provoqué au moins une plainte ou une demande d'information relative suite à des creux de tension dans le RTR bruxellois

	Nombre
Incidents qui ont provoqué au moins une plainte ou une demande d'informations d'un utilisateur du réseau ou du gestionnaire du réseau de distribution suite à des creux de tension	

Tableau 11 : Nombre d'incidents qui, suite à des creux de tension dans le RTR bruxellois, ont donné lieu à des plaintes et/ou des demandes d'information

Dans le tableau 11 repris ci-dessus, le GRTR doit tenir compte des incidents dans les réseaux externes qui entraînent une interruption et/ou une plainte d'un client final et/ou du GRD qui font partie du périmètre BRUGEL

Remarque : Le nombre de plaintes et/ou le nombre de demandes d'information concernant un creux de tension figurent au tableau 7, les informations pertinentes à ce propos figurant au tableau 11 du présent document.

Nombre total d'incidents dans le réseau du GRTR

	Nombre
Incidents dans le réseau 30 à 380 kV géré par le GRTR	

Tableau 12 : Nombre d'incidents dans le réseau 30 à 380 kV géré par le GRTR Elia System Operator

Les incidents dont question dans le tableau 12 sont tous les incidents dans le réseau du GRTR, pour tous les niveaux de tension et toutes les régions.

¹³ Nous pouvons déduire de la durée de l'interruption s'il s'agit d'une interruption de courte ou de longue durée.

Plaintes résultant d'interruptions planifiées

Date d'introduction	Déposant ¹⁴	Description de la plainte

Tableau 13 : Aperçu des plaintes des utilisateurs du réseau suite à des interruptions planifiées, reçues au cours de l'année d'exploitation considérée dans le rapport

Elia doit donner dans le tableau ci-dessus un aperçu de toutes les plaintes écrites qui sont reçues par courrier, fax ou e-mail durant l'année d'exploitation considérée et qui sont dues à des interruptions planifiées.

4.3. Prestation de services

4.3.1. Généralités

La qualité des services rendus par le GRTR est contrôlée en examinant dans quelle mesure les délais pour les services demandés (cf. les demandes de raccordement, les demandes d'accès, les demandes d'étude, les mesures, etc.), tels que déterminés dans le règlement technique régional électricité, sont respectés.

4.3.2. Aperçu des études réalisées

Le GRTR devra fournir dans le tableau suivant un aperçu des études d'orientation et des études de détail qui ont été entreprises au cours de l'année d'exploitation considérée.

Type d'étude	Déposant	Description de l'étude	Date de commande	Date de livraison

Tableau 14 : Aperçu des études d'orientation et de détail effectuées au cours de l'année d'exploitation examinée dans le rapport

Le type d'étude peut être soit une étude d'orientation, soit une étude de détail.

¹⁴ Le déposant est soit le client final qui est directement raccordé au RTR, soit le GRD bruxellois.

4.3.3. Aperçu des plaintes relatives aux délais

Les plaintes ayant trait au non-respect des délais contractuels et/ou réglementaires ¹⁵ (comme l’octroi d’un accès au réseau de transport pour les travaux programmés, la réparation de pannes à un équipement de mesure, le démarrage dans les délais impartis de travaux de réparation, etc.), doivent être précisées dans le tableau ci-dessous. Les plaintes relatives aux études d’orientation et aux études de détail doivent également y être précisées.

Le GRTR devra cependant regrouper par type de plaintes les plaintes concernant la qualité des services, déposées par courrier, fax ou E-mail.

Date de réception de la plainte	Déposant	Description de la plainte	Plainte justifiée	Cause de la plainte

Tableau 15 : Aperçu des autres plaintes relatives à la qualité des services, reçues au cours de l’année d’exploitation examinée dans le rapport

Les plaintes relatives à la norme de tension NBN EN 50160 et aux interruptions non planifiées doivent être reprises dans le tableau 7. Les plaintes relatives aux interruptions planifiées doivent être mentionnées au tableau 13.

4.4. Pertes en réseau

Les pertes en réseau peuvent être une indication de la qualité du réseau de transport. Les pertes en réseau peuvent être définies comme la différence entre, d’une part, l’électricité injectée par les producteurs, les unités de production locales qui sont raccordées au réseau de transport, ou à partir d’autres réseaux de transport et, d’autre part, les valeurs mesurées à tous les points de prélèvement dans le réseau de transport. Ces points de prélèvement sont les points limites du RT avec une Région.

Le calcul de telles pertes d’énergie est malaisé, car le GRTR ne dispose pas d’équipement de mesure sur tous les points limites de la RBC. En outre, ces appareils ne pourraient pas mesurer ces pertes de manière suffisamment précise, car la perte serait déterminée comme une légère différence entre deux grandes valeurs, à savoir l’énergie injectée et l’énergie consommée. C’est pour ces raisons que les pertes d’énergie ne peuvent pas être déterminées sur la base de grandeurs de mesure effectives.

Le GRTR obtient cependant une valeur approximative, en utilisant un outil informatique, appelé le “State Estimator”. Cet outil informatique calcule les pertes par quart d’heure et par élément du réseau, d’après les caractéristiques techniques de cet élément et le courant passant par cet élément du réseau. La somme de toutes les données par quart d’heure pour tous les éléments du réseau donne la somme des pertes. L’inventaire des éléments du réseau permet de calculer les pertes par région. Le GRTR prend dans ce cas une marge de 10% sur la perte en réseau calculée de la sorte. Nous obtenons donc une grandeur de mesure approximative de cette perte en réseau. Le GRTR utilise en outre un modèle mathématique pour déterminer sa perte en réseau aux niveaux national et régional et obtient dès lors la perte en réseau calculée. Cette approche sert plutôt à vérifier la première approche.

Au cours de la phase suivante, le GRTR compare ces deux valeurs afin de vérifier leur correspondance.

¹⁵ Ces dernières sont précisées dans le règlement technique régional électricité.

Brugel demande au GRTR d'indiquer pour l'année d'exploitation considérée la valeur mesurée approximativement de la perte en réseau. Le GRTR est également prié d'indiquer l'origine et/ou les causes de la perte en réseau. Il est par ailleurs demandé au GRTR de ventiler la perte en réseau suivant son réseau MT et son réseau HT, afin d'identifier le type d'utilisateurs finaux ayant provoqué une telle perte en réseau. Le GRTR doit également communiquer les pertes en réseau dans d'autres régions, ainsi que la perte dans son réseau global au niveau national pour l'année d'exploitation considérée. BRUGEL pourra ainsi faire une analyse comparative entre les différentes régions au niveau des pertes en réseau.

* *

 *