

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

ETUDE (BRUGEL-ETUDE-20150306-08)

relative à

La détermination du potentiel d'efficacité énergétique des infrastructures de gaz et d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale

Etabli en application de l'Art. 30bis introduit par l'ordonnance du 8 mai 2014 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale

6 mars 2015

Table des matières

1	Base légale.....	3
2	Contexte.....	3
3	Structure de l'étude présentée.....	3
4	Conclusion.....	4
5	Annexes.....	5
5.1	Annexe 1 : Etude commune de Synegrid	5
5.2	Annexe 2 : Plan d'action de Sibelga	5
5.3	Annexe 3 : Plan d'action d'ELIA	5

I Base légale

En vertu de l'article 30bis §2 21° 2 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 » modifiée 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, 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.»

Le présent document répond à cette obligation.

2 Contexte

L'article 30bis §2 21°, découle d'une transposition partielle de la Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique.

Le paragraphe 2 de l'article 15 de cette directive stipule en effet que pour :

« Le 30 juin 2015 au plus tard, les États membres veillent à ce que:

- a) une évaluation soit réalisée en ce qui concerne le potentiel d'efficacité énergétique de leurs infrastructures de gaz et d'électricité, en particulier sur le plan du transport, de la distribution, de la gestion de la charge et de l'interopérabilité, ainsi que du raccordement des installations de production d'électricité, y compris les possibilités d'accès pour les micro-installations de production d'énergie;*
- b) des mesures concrètes et des investissements soient identifiés en vue d'introduire des améliorations rentables de l'efficacité énergétique dans les infrastructures de réseau, avec un calendrier pour leur introduction.*

Les régulateurs d'énergie en Belgique ont ainsi, via le groupe FORBEG (forum des régulateurs belges), demandé à la fédération belge des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution, SYNERGRID, de mener une étude qui répond aux stipulations de l'article 15.2 de la directive.

Un groupe de travail a ainsi été constitué au sein de SYNERGRID ainsi qu'un comité d'accompagnement composé des régulateurs.

3 Structure de l'étude présentée

L'étude présentée comporte 3 parties:

- I) Une étude commune réalisée par SYNERGRID qui décrit notamment le scope de l'étude et une méthodologie commune des gestionnaires de réseaux pour évaluer le potentiel par mesure d'efficacité énergétique étudiée ;

- 2) Le plan d'actions de SIBELGA qui comprend l'évaluation qualitative ou quantitative des mesures liées au réseau de distribution ainsi qu'un plan d'actions pour chacune d'entre elles.
- 3) Le plan d'actions d'ELIA qui comprend l'évaluation qualitative ou quantitative des mesures liées au réseau de transport régional ainsi qu'un plan d'actions pour chacune d'entre elles.

Les plans d'actions des gestionnaires de réseaux de distribution de Wallonie (RESA et ORES) et de Flandre (EANDIS et INFRA) n'ont pas été annexés à ce rapport étant donné que ceux-ci ne sont pas liés aux infrastructures des réseaux en Région de Bruxelles-Capitale.

Par ailleurs, l'étude commune de SYNERGRID reprend aussi une analyse de certaines mesures qui sont spécifiques aux gestionnaires de réseaux de distribution de Wallonie et de Flandre mais qui n'ont pas d'impact en Région de Bruxelles-Capitale.

4 Conclusion

Sur base de l'article 30 bis de l'ordonnance électricité, BRUGEL a bien veillé à la mise en œuvre d'une étude en vue de déterminer le potentiel d'efficacité énergétique des infrastructures de gaz et d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.

La méthodologie relative à l'élaboration de l'étude et l'analyse de cette dernière permet de mettre en avant les éléments suivants :

1) Canevas du rapport

Le canevas du rapport a été élaboré de manière à répondre à l'article 30 bis de l'ordonnance électricité mais aussi à la Directive 2012/27/UE du Parlement européen. En effet, l'adaptation d'un canevas commun pour l'ensemble des gestionnaires de réseaux (à l'échelle bruxelloise mais aussi nationale) a permis d'aboutir vers une étude claire et cohérente pour l'ensemble des mesures étudiées et pour l'ensemble du pays.

2) Contenu de l'étude

Le contenu de l'étude répond globalement à l'article 30 bis de l'ordonnance électricité. Celle-ci contient en effet une évaluation du potentiel d'efficacité énergétique par mesure identifiée ainsi qu'un plan d'actions pour chacune d'entre elle.

Il est toutefois important de noter que les gestionnaires de réseaux n'ont pu, pour chacune des mesures étudiées, déterminer un potentiel d'efficacité énergétique quantitatif en raison de la complexité de l'estimation.

Par ailleurs, il est utile de préciser que certaines mesures sont déjà d'application et font partie intégrante du processus lié à la détermination d'investissements dans les réseaux.

3) Suivi de l'étude

L'analyse des questionnaires de réseaux a permis, pour certaines des mesures présentées dans l'étude, d'aboutir vers un plan d'actions concret.

BRUGEL suivra de près l'évolution de ces plans d'actions et des futures études qui seront menées dans ce contexte.

5 Annexes

5.1 Annexe 1 : Etude commune de Synegrid

« Etude de Synegrid pour la réalisation de l'article 15.2 de la Directive d'efficacité énergétique 2012/27/EU du Parlement Européen et le Conseil du 25 octobre 2012 »

5.2 Annexe 2 : Plan d'action de Sibelga

« Efficacité énergétique dans les réseaux de distribution. Plan d'action de Sibelga »

5.3 Annexe 3 : Plan d'action d'ELIA

« Directive Efficacité énergétique Art 15.2. Etude potentiel de l'efficacité énergétique »



**Etude de Synergrid pour la réalisation de l'article 15.2 de la
Directive d'efficacité énergétique 2012/27/EU du
Parlement Européen et le Conseil
du 25 octobre 2012**

(v2015.02.10)

Table de matière

PARTIE I: Introduction

1	Cadre de l'étude DEE de Synergrid	1
2	Scope de l'étude DEE de Synergrid	1
3	Approche, structure et suivi de l'étude	2
4	Type de mesures pour efficacité et remarques générales	4
5	Aperçu récapitulatif des mesures étudiées	6

PARTIE II: Mesures étudiées dans le cadre de l'efficacité énergétique au niveau de Synergrid

-	Augmentation de la tension existante dans les réseaux de distribution HT et BT.....	9
-	Choix optimal de la section du câble	17
-	Utilisation des transformateurs de distribution (plus) efficace au niveau énergétique	21
-	Réduction de l'autoconsommation des postes et cabines et l'alimentation de l'autoconsommation par production locale	24
-	Réduction du nombre de déplacements grâce à télécommande / télérelevage	28
-	Choix ciblé d'un point ouvert dans une boucle de distribution	30
-	TS Elia : transfo de réserve exploité de façon parallèle, séparée ou transfo non magnétisé	35
-	Installation d'un transformateur de distribution autorégulant	45
-	Dynamic Line Rating	48
-	Raccordement avec accès flexible	52
-	Impact des tarifs adaptés sur l'efficacité énergétique de l'infrastructure du réseau	56
-	Le gaz naturel: applications innovatrices du gaz	64
-	Le gaz naturel comme carburant alternatif pour véhicules.....	67
-	Potentiel d'efficacité d'éclairage public.....	71

PARTIE I: INTRODUCTION

1 Cadre de l'étude DEE de Synergrid

La directive 2012/27/EU du Parlement Européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique (ci-après dénommée la Directive sur l'efficacité énergétique ou la « DEE ») stipule à l'article 15 '**Transformation, transport et distribution de l'énergie**' § 2:

Le 30 juin 2015 au plus tard, les États membres veillent à ce que:

- a) une évaluation soit réalisée en ce qui concerne le potentiel d'efficacité énergétique de leurs infrastructures de gaz et d'électricité, en particulier sur le plan du transport, de la distribution, de la gestion de la charge et de l'interopérabilité, ainsi que du raccordement des installations de production d'électricité, y compris les possibilités d'accès pour les micro-installations de production d'énergie;*
- b) des mesures concrètes et des investissements soient identifiés en vue d'introduire des améliorations rentables de l'efficacité énergétique dans les infrastructures de réseau, avec un calendrier pour leur introduction.*

FORBEG (l'organisation coordinatrice de 4 régulateurs d'énergie en Belgique) a demandé à Synergrid le 25 février 2014 d'établir une étude menée conjointement par les gestionnaires de distribution et de transport qui répond aux stipulations de l'article 15.2 de la DEE.

2 Scope de l'étude DEE de Synergrid

Sur base de l'article 15.2 de la Directive et la note d'interprétation de la Commission Européenne (CE) de l'article 15, on peut conclure que la CE vise deux types de mesures :

- 1) des mesures qui ont comme objectif une réduction de la consommation d'énergie pour la gestion du réseau, sans se limiter aux pertes de réseau
- 2) des mesures relatives à une gestion plus efficace des réseaux existants (avec l'idée sous-jacente de gérer la pression d'investissement pour les nouveaux réseaux).

Après concertation avec les régulateurs, il a été décidé que le potentiel d'efficacité de l'éclairage public (EP) fait également partie du scope de l'étude. Bien que les gestionnaires de réseaux de distribution ne sont souvent pas propriétaire des installations EP (dépendant de la région ou intercommunale), et ne peuvent donc pas décider de façon autonome sur des actions éventuelles, ils disposent des données et de l'expertise leur permettant d'étudier le potentiel d'efficacité énergétique de l'éclairage public.

Le scope de l'article 15.2 de la DEE est explicitement limité à l'efficacité de l'*infrastructure* d'électricité et de gaz. Autrement dit, le potentiel d'efficacité ou les économies d'énergie pour les applications de gaz et d'électricité, donc dans les installations des utilisateurs, ne font pas partie de l'étude dans le cadre de l'article 15.2. Néanmoins, un comportement de consommation adapté des utilisateurs du réseau peut être un moyen d'amélioration de l'efficacité de l'infrastructure de gaz et d'électricité, ce qui est effectivement mentionné dans cette étude.

Indépendamment de l'étude dans le cadre de l'article 15.2 de la DEE, les gestionnaires des réseaux continueront à jouer leur rôle dans la promotion de l'utilisation rationnelle d'énergie (URE) auprès des utilisateurs des réseaux, sur base de conseils et des primes URE.

3 Approche, structure et suivi de l'étude

3.1. *Fonctionnement du groupe de travail Synergrid*

Un groupe de travail (C8-WG06) a été établi au sein de Synergrid pour laquelle chaque gestionnaire de réseau a nommé un délégué.

Lors de l'établissement de l'étude, les gestionnaires de réseau ont fait un effort de fournir une description de chaque sujet conjointement, et d'utiliser la même structure :

Un template d'une fiche d'étude a été établi et comprend les rubriques suivantes :

- I. Description qualitative de la mesure
 - A. Une description de la mesure
 - Quel est la mesure dont le potentiel est étudié ?
 - B. Comment cette mesure augmente-t-elle l'efficacité ?
 - C. Quel sont les effets additionnels de la mesure ?
 1. Implications technico-économiques – en général (avantages, désavantages, autres conséquences)
 2. Quel rapport existe-t-il avec les autres mesures étudiées ?
 3. La mesure, dépend-elle de tierces parties ?
- II. Etude qualitative du potentiel – méthodologie pour la détermination du potentiel d'efficacité.

Un lead-gestionnaire de réseau a été désigné par mesure étudiée qui la décrit et propose une méthodologie. Ensuite, après concertation, ils sont parvenus, pour autant que possible, à un consensus.

3.2. Suivi

Synergrid a organisé des concertations tri-mensuelles et a fourni des rapports de situation à Forbeg via un comité de suivi avec une représentation des 4 régulateurs, et ce pour présenter la progression des travaux et pour se concerter sur les priorités.

Les réunions avec le comité de suivi ont eu lieu les

- 3 avril 2014
- 25 juin 2014
- 26 septembre 2014
- 18 décembre 2014 (présentation de l'étude réalisée, qui a été transmise aux régulateurs pour vérification)

Les régulateurs s'occupent de rapporter la situation aux autres instances publiques, comme les agences régionales d'énergie.

3.3. Objectif

L'objectif des gestionnaires de réseau est un modèle commun pour le rapport de l'étude du potentiel de l'efficacité énergétique. La méthodologie pour l'estimation du potentiel de chaque mesure sera commune pour autant que possible. L'estimation même (traduction de la méthodologie dans des chiffres concrets dans la mesure du possible) et le plan d'action ont été établis par gestionnaire de réseau ou société d'exploitation.

L'objectif de cette étude est d'inventorier le potentiel de l'efficacité énergétique par mesure proposée. Dans les cas où il n'était pas possible ou inutile d'établir une évaluation pour le réseau totale, on s'est basé sur des cas de référence.

Par mesure, il y a une évaluation et une conclusion dans laquelle les possibilités suivantes sont considérées:

- Établissement d'un plan d'action.
- Établissement d'une règle de conception, ou perpétuer une règle de conception existante qui est appliquée dans la gestion d'actifs (p.ex. dans le cas d'un transformateur dans ces conditions, la règle standard sera d'exécuter ces actions bien précises afin d'améliorer l'efficacité énergétique).
- Décider sur le trajet pour un complément d'étude

Finalement, Synergrid tient à faire observer qu'il s'agit ici d'une étude indicative et le résultat sera l'objet de concertations supplémentaires entre les différents régulateurs et les gestionnaires de réseau concernés.

4 Type de mesures pour efficacité et remarques générales

Via un brainstorming parmi les membres du groupe de travail de Synergrid, il a été déterminé quelles mesures pourraient contribuer à une amélioration de l'efficacité énergétique. Ces mesures, tel que énumérées dans le paragraphe suivant, peuvent globalement être sous-divisées dans des catégories, dépendant de:

- 1) L'effet principal de la mesure pour l'efficacité :
 - Réduction de la consommation de l'énergie qui va de pair avec la gestion de l'infrastructure (principalement mais pas exclusivement des pertes de réseau)
 - Utilisation plus efficace de l'infrastructure disponible (et par conséquent le contrôle des besoins d'investissements futurs)

- 2) Le caractère de la mesure :
 - Investissement dans l'infrastructure du réseau
 - Méthode d'exploitation de l'infrastructure du réseau
 - Stimulation d'un comportement adapté des utilisateurs de réseau

En plus des mesures énumérées, les gestionnaires de réseau ont entrepris des actions qui ont une influence positive sur l'efficacité énergétique de l'infrastructure d'électricité et du gaz. Ces actions ont, en dehors de l'efficacité énergétique de l'infrastructure d'électricité, encore d'autres objectifs (sécurité, remplacements, ...) et ne sont pas nécessairement imposées par la loi. Des exemples sont:

- l'installation souterraine des lignes électriques (nues) en surface ;
- le remplacement de canalisations désuètes en fibrociment ;
- l'assainissement des cabines désuètes ayant un profile à risque important ;
- ...

L'amélioration de l'efficacité énergétique est un effet secondaire positif de ces actions, toutefois le potentiel qui en résulte n'a pas été repris dans cette étude.

Pour chaque mesure, on a évalué l'utilité de calculer le potentiel, ou s'il est plutôt recommandé d'établir une analyse coût – bénéfice qui pourrait éventuellement mener à une mesure stratégique, un plan d'action,...

L'évaluation du potentiel de l'efficacité énergétique et l'établissement d'un plan d'action pour mettre la mesure en application est une décision individuelle du gestionnaire de réseau.

Il est important d'être conscient du fait que certaines mesures peuvent avoir un impact l'un sur l'autre, ce qui rendra l'établissement d'une évaluation du potentiel d'efficacité énergétique du système global une tâche très difficile. Etant donné l'interaction entre les mesures, il est important d'observer des réserves et de nuancer lors de l'interprétation du potentiel.

Il n'est pas utile d'appliquer certaines mesures simultanément, puisque leurs effets pourraient s'annuler mutuellement ou au moins partiellement. Par exemple le choix pour une section de câble plus élevée dans les réseaux de distribution (afin de réduire les pertes de réseau) rend l'application de dynamic line rating (qui améliore l'utilisation des limites d'exploitation des câbles existants) superflue. Le choix de la mesure dépend alors du cas concret.

En ce qui concerne la décision quant à l'exécution d'une mesure, il faut souligner qu'elle dépend de plusieurs critères: frais, moyens mis à disposition (l'impact sur les aspects budgétaires/tarifaires), timing, Etant donné les caractéristiques spécifiques d'un GR, les propositions et le timing diffèrent d'un GR à l'autre.

Les analyses coût/bénéfice sont considérées du point de vue des gestionnaires de réseau, indépendamment de la structure tarifaire appliquée pour les gestionnaires de réseau. Pour cette raison, les facteurs limitatifs suivants doivent être pris en considération:

- le potentiel d'efficacité énergétique théorique ne sera pas calculable pour chaque mesure ;
- un gestionnaire de réseau ne peut pas toujours décider de façon autonome sur l'exécution d'un plan d'action;
- l'effet de certaines mesures dépend de facteurs externes (p.ex.. le comportement de l'utilisateur du réseau);
- le résultat des mesures ne sera possiblement pas visible suite à d'autres évolutions (conjoncture, consommation autre ou progressive de l'utilisateur du réseau)

5 Aperçu récapitulatif des mesures étudiées

Le tableau ci-dessous reprend une énumération des mesures étudiées et un aperçu du type d'action qu'un ou plusieurs gestionnaires de réseau entreprennent. Ce tableau est un résumé high-level et le rapport contient toutes les descriptions des actions ainsi que de leur situation. Les informations se trouvent dans la partie commune ainsi que dans les parties individuelles.

	INFLUENCE PRINCIPALE SUR L'EFFICACITE			SITUATION DE LA MESURE (si d'application pour au moins un gestionnaire de réseau)			
	Reduction consommation d'énergie	Utilisation efficace de l'infrastructure disponible	Utilisation du potentiel dépend du comportement des utilisateurs du réseau ?	Plan d'action en exécution	Gestion d'application pour optimisation selon les circonstances	Projet pilote ou étude	Campagnes de promotion
Augmentation de la tension existante dans les réseaux de distribution HT et BT	X	(x)	non		X		
Choix optimale de la section du câble	X		non		X		
Utilisation des transformateurs de distribution (plus) efficaces au niveau énergétique	X		non		X		
Réduction de l'autoconsommation des postes et cabines ou autoconsommation par production locale	X		non	X			
Réduction du nombre de déplacements grâce à télécommande / télérelevage	X		non			X	
Choix ciblé d'un point ouvert dans un boucle de distribution	X	(x)	non	X	X		
Installation d'un transformateur de distribution autorégulant		X	non			X	
Dynamic line rating		X	non	X		X	
Raccordement avec accès flexibles		X	oui			X	
Impact des tarifs adaptés sur l'efficacité énergétique de l'infrastructure du réseau	X	X	oui			X	
Le gaz naturel: applications innovatives au gaz naturel		X	oui				
Le gaz naturel comme carburant pour véhicules		X	oui			X	X
Potentiel d'efficacité de l'éclairage public	X		<i>dépend du type de convention entre GR et commune</i>				X

Suite à cette étude, une analyse a été faite de l'influence de la configuration d'exploitation d'une station de transformateurs, i.e. les postes de haute tension qui sert de raccordement entre le réseau de transmission et les réseaux de distribution. Pour une analyse détaillée des façons d'exploitation, les discussions sont encore en cours dans la commission CE11 de Synergrid. Les premiers résultats montrent toutefois que l'efficacité énergétique dans le TS même ne sera pas un critère décisif par rapport aux autres critères (comme la puissance de court-circuit) pour la détermination d'une configuration d'exploitation concrète par poste de transformation.

PARTIE II: Mesures étudiées dans le cadre de l'efficacité énergétique au niveau de Synergrid

Etude de la mesure pour l'efficacité énergétique: Augmentation de la tension existante dans les réseaux de distribution HT et BT

Champ d'application de la mesure	Réseau de distribution pour l'électricité
Type de mesure	Mesures d'investissement pour réduire la consommation d'énergie

I. Description qualitative de la mesure:

A. Quelle est la mesure dont le potentiel est étudié

Les GR en Belgique exploitent des réseaux de distribution HT et BT à des tensions différentes. Les tensions inférieures sont plus ou moins d'application à grande échelle dans les réseaux plus anciens. En cas d'extension, de renforcement ou de remplacement de ces réseaux existants, une augmentation de la tension de distribution est, selon la situation sur place, considérée. Une tension de distribution plus élevée augmente en effet la capacité du câble et réduit les pertes de réseau en cas d'une puissance égale distribuée et augmente ainsi l'efficacité du réseau de distribution.

Le choix d'adapter la tension historique d'un réseau suppose cependant que tous les autres éléments dans le réseau, plus spécifiquement les transformateurs de distribution et les câbles de réseau et de raccordement, et auprès des clients sont appropriés à cette tension de distribution.

Pour le changement de la HT d'un réseau, notamment la tension d'isolation nominale des câbles et les tensions primaires éventuelles sur les transformateurs dans les cabines réseau et client doivent, le cas échéant, être adaptées.

Une augmentation de la tension sur le réseau BT (de 230 V à 400 V) n'est pas possible sans que:

- tous les câbles de réseau soient des câbles à 4 conducteurs, ce qui n'est pas le cas pour tous les réseaux existants,
- les transformateurs de réseau de distribution offrent cette tension secondaire et
- les installations des clients soient prêtes pour un raccordement à un réseau 400 V. Ce n'est pas un problème pour des mono-raccordements, mais il existe aussi beaucoup de raccordements triphasés sur les réseaux BT.

Cela veut dire concrètement qu'avant la modification de la tension de distribution, un contrôle approfondi de toutes les installations concernées et si nécessaire une adaptation des installations doivent être réalisés. Ces investissements supplémentaires doivent être inclus dans la décision pour changer ou non la tension d'un réseau de distribution local.

Note: La tension de distribution 3 x 230 V + N est plutôt unique en Europe. La plupart des réseaux sont en effet du type 3 x 400 V + N.

De ce fait, le marché pour les appareils 3 x 230 V est limité, ce qui peut avoir une influence sur le coût de ces appareils. La suppression progressive de ces réseaux ne fera qu'augmenter cette influence.

Ceci peut également résulter en un coût plus élevé pour les GR par exemple pour les compteurs d'électricité et les disjoncteurs pour raccordements triphasés. Lors de l'évolution normale des réseaux, cette situation peut avoir une influence dès que ces réseaux deviennent exceptionnels. Dans le cas de programmes d'investissement importants, comme par exemple le placement de Smart Meters, ou dans le cas de petits réseaux avec un grand nombre de raccordements triphasés, l'influence du coût des appareils peut être reprise dans l'évaluation des différents scénarios.

B. Comment cette mesure augmente-t-elle l'efficacité

Chaque conducteur, câble ou câblage dans un appareil dispose d'une résistance interne. Cette résistance cause le réchauffement du conducteur si du courant y passe. Lorsque ce réchauffement n'est pas le but dans l'application (cf. chauffage électrique), il peut être considéré comme une "perte". Cette perte est proportionnelle à la résistance du conducteur et au carré du courant qui y passe.

L'annexe 1 présente un calcul sommaire de cette perte pour un câble (câble de réseau ou câble de raccordement).

Pour un même câble et pour une puissance égale distribuée, les pertes en 230 V sont environ 3 fois plus élevées qu'en 400 V.

Pour un même câble MT, les pertes en 5 kV sont environ 5 fois plus grandes que pour un câble de 11 kV, dans l'hypothèse qu'ils auraient la même résistance. Pour un même câble HT, les pertes en 70 kV sont environ 2,5 fois plus élevées que pour un câble de 110 kV, dans l'hypothèse qu'ils auraient la même résistance.

Le potentiel de gains d'efficacité (moins de pertes d'énergie) dépend cependant également du profil de charge sur le câble, c.-à-d. que les pertes réelles doivent être estimées, afin de calculer les gains en kWh ou €.

Le même raisonnement peut aussi être appliqué pour les "pertes cuivre" dans un transformateur. Pour calculer le potentiel de gains d'efficacité énergétique, le profil de charge du transformateur doit alors être pris en compte.

Note: Étant donné les avantages de la tension plus élevée, des nouveaux réseaux ou des extensions importantes sont toujours réalisés dans la tension de réseau la plus élevée dont dispose le gestionnaire de réseau dans ses réseaux. À terme, les réseaux évolueront vers cette tension. Ces travaux sont cependant toujours initiés par des facteurs externes, tels que des puissances additionnelles à raccorder, l'assainissement d'assets vieillissants etc.

C. Quels sont les effets additionnels de la mesure

1. Implications technico-économiques - en général

Avantages:

- Réduire les pertes de réseau mène à un moindre coût de l'énergie pour le GR. Ces pertes de réseau doivent en effet être achetées sur le marché de l'énergie par le GR.
- Les pertes de réseau n'engendrent pas uniquement le réchauffement du conducteur, mais causent également un creux de tension sur le conducteur ($\sim R.I$). Cela signifie que p.e. lors d'une tension de 400 V et en cas d'une même puissance sur une même longueur de câble, un creux de tension moins élevé sera causé. La qualité de la tension fournie s'améliorera également.
- À l'inverse, lors d'un creux de tension égal et une perte égale dans le câble, une puissance plus grande peut être distribuée, ce qui augmente la capacité du réseau.
- En cas d'une tension 400 V uniforme, il n'est plus nécessaire d'installer des transformateurs de distribution avec une tension secondaire double (400/230V).
- En cas d'une tension uniforme dans le réseau MT, les transformateurs de puissance d'Elia ne doivent distribuer qu'une tension secondaire, ou s'il y a plusieurs transformateurs avec 1 tension secondaire dans un point d'alimentation, ceux-ci peuvent être supprimés sur la tension annulée. Cela augmente l'utilisation efficace de la puissance totale mise à disposition dans un point d'alimentation.
- La suppression des réseaux existants est l'occasion d'optimiser et de raccourcir aussi le parcours des câbles. Par conséquent, il y a aussi moins de pertes d'énergie.

Inconvénients / limitations:

- L'adaptation de la tension d'un réseau existant exige que tous les éléments du réseau et les installations des clients soient appropriés à la nouvelle tension. Ceci peut mener à de nombreux investissements additionnels et suppose également que les installations du client soient appropriées ou puissent être rendues appropriées à la nouvelle tension de distribution.
- Cela prend des années pour mettre en place des réseaux et dans de nombreux cas, des réseaux à deux tensions existent l'un à côté de l'autre. Les réseaux 5 et 6,6 kV qui seront à terme abandonnés en faveur des réseaux 11 ou 15 kV se trouvent aujourd'hui l'un à côté de l'autre.

La suppression des 5 et 6,6 kV ne se passe pas seulement par la mise en place de nouveaux câbles, mais également par le transfert de cabines vers le réseau existant 11 ou 15 kV. Dans ces réseaux, les pertes de réseau augmenteront donc et puisque cette augmentation est proportionnelle au carré du courant, celles-ci peuvent être importantes.

2. *Quel rapport existe-t-il avec les autres mesures étudiées dans le cadre d'Art 15.2*

Les actions suivantes ont pour but de réduire les pertes dans les câbles et elles diminuent donc l'effet de la mesure étudiée.

- évolution vers une section plus grande (réduction de la résistance R).
- modification du comportement des utilisateurs du réseau: réduction de la pointe en raison du pilotage des consommations (tarif multiple) et simultanéité maximale entre la production et la consommation locale.
- évolution vers des transformateurs à faible perte (réduire les gains en utilisant une tension plus élevée).

3. *La mesure dépend-elle de tierces parties*

La réalisation dépend des installations des clients (câblage et appareils triphasés éventuels; tension d'isolation et transformateurs dans les cabines clients).

Pour la transformation d'un réseau, ces installations doivent donc être examinées en détail et si nécessaire, une disposition doit être prise pour l'adaptation.

Les éléments suivants peuvent réduire l'efficacité de la mesure:

- production locale auprès des clients:
 - ensemble avec les consommations du client, le prélèvement du client diminuera; d'où le courant sur le réseau baissera.
 - l'injection de la production locale dans les réseaux sera en principe consommée à proximité, dès lors la distance que l'énergie doit parcourir sur le réseau diminuera.

Les éléments suivants peuvent augmenter l'efficacité de la mesure:

Suite au pilotage éventuel attendu des consommations en fonction des tarifs sur les marchés de l'énergie, les câbles et les transformateurs pourraient avoir une plus grande charge de pointe. C'est juste lors de ces charges de pointe (courants les plus élevés) que les pertes ($\sim I^2$) sont les plus élevées.

II. **Etude quantitative du potentiel**

A. **Méthodologie pour la détermination du potentiel d'efficacité sur la base des données disponibles**

Comme déjà mentionné, le gain énergétique dépend du profil de charge du câble et de la répartition de la charge sur le câble, de sorte qu'une évaluation économique pour la transformation d'un réseau vers une tension plus élevée n'est possible que dans des cas très concrets.

L'amélioration éventuelle de l'efficacité de nos réseaux en remplaçant les réseaux 230 V par les réseaux 400 V, peut être estimée comme suit:

- Extension du réseau

Pour une extension du réseau, l'on envisage toujours la tension la plus élevée gérée par le gestionnaire de réseau. Dans la plupart des cas, cela nécessite cependant aussi des investissements supplémentaires, comme par exemple:

- Tableau BT 400 V additionnel dans une cabine réseau existante 230 V;
- Nouveau transformateur avec 2 tensions secondaires dans une cabine réseau 230 V.

Dans le cas d'un réseau HT, les coûts supplémentaires sont encore beaucoup plus élevés; les tensions différentes ne sont pas présentes dans tous les postes d'ELIA. La décision sur la tension à appliquer est prise sur une base financière et à l'avenir la limitation des pertes y peut être intégrée.

- Assainissement / remplacement d'installations vétustes

Tout comme lors de l'extension des réseaux existants, lors d'investissements de remplacement, l'on envisage toujours le passage à la tension de réseau la plus élevée. Le passage ou non à une nouvelle tension dépend également du besoin d'investissements supplémentaires, et la réduction des pertes sur le réseau BT peut être intégrée dans la décision. Finalement, la décision sera également prise sur une base financière.

Remarques: Dans l'étude des investissements de remplacement prévus à long terme, comme p.ex. le remplacement des assets dans les réseaux 5 et 6,6 kV, un passage à une tension plus élevée peut bien être envisagé. Ceci est en effet le cas pour les réseaux 5- et 6,6 kV dans lesquels Elia ne remplace plus d'assets. Les gestionnaires de réseau ont alors le choix, soit de moderniser leurs réseaux; ou soit d'alimenter ces réseaux à partir de leurs réseaux à tension plus élevée (11 et 15 kV).

- Potentiel de gain d'énergie, lorsqu'un réseau existant est transformé à une tension plus élevée.

Les pertes de réseau dépendent de beaucoup de facteurs, qui ne sont pas tous connus. Dans le cadre de cette étude, nous pouvons estimer le potentiel de réduction de pertes de réseau par niveau de tension, sous certaines hypothèses.

- Hypothèses

- La densité de charge et les profils de charge sur les câbles des différentes tensions dans le réseau étudié sont les mêmes.
- Les pertes sur les assets du même type pour le même courant sont les mêmes; c.-à-d. tous les assets d'une même classe (par exemple, câbles BT) ont la même résistivité.
- Chaque gestionnaire de réseau part d'une certaine répartition des pertes de réseau par niveau de tension et catégorie d'assets.

- Données nécessaires
 - Longueur des réseaux par tension.
 - Les pertes totales sur le réseau de distribution (HT + BT)
Voir à cet effet les rapports annuels des pertes de réseau aux régulateurs.

- Approches:
 - Supposons un réseau avec 2 tensions A et B, dans lequel le réseau avec la tension A est transformé vers la tension B.
 - Les pertes totales sur le réseau sont dès lors, $V_t = V_a + V_b$
avec:
 V_a , les pertes sur la partie du réseau sur tension A;
et V_b les pertes sur la partie du réseau sur tension B.

 - $V_a = V_a(m) \times L_a$
avec:
 $V_a(m)$ les pertes par mètre de câble
et la longueur des câbles sous tension A

Analogie est p. ex. $V_b = V_b(m) \times L_b$

 - De l'annexe 1, nous connaissons C, le rapport des pertes entre les deux tensions:
$$C = B^2/A^2$$

 - Pour une même charge et un même profil de charge, nous pouvons donc supposer que les pertes dans 1 m de câble sous tension A sont égales à $C \times$, les pertes dans ce même mètre de câble à la tension B.

Il en résulte que $V_a(m) = C \times V_b(m)$

ou $V_t = C \times V_b(m) \times L_a + V_b(m) \times L_b$

ou $V_t = V_b(m) \times (C \times L_a + L_b)$

 - Lors de la transformation de la partie du réseau sur tension A vers la tension B, les pertes dans cette partie du réseau $V_b(m) \times L_a$ et les pertes totales sur le réseau $V_t' = V_b(m) \times (L_a + L_b)$

 - Le gain en efficacité énergétique WEE est alors donné par $V_t - V_t'$

$$WEE = V_t - V_t' = V_t - V_b(m) \times (L_a + L_b) = V_b(m) \times (C \times L_a + L_b) - V_b(m) \times (L_a + L_b)$$

ou $WEE = V_b(m) \times (C-1) \times L_a$

Annexe 1: pertes de réseau dans un câble en fonction de la tension.

1. Pertes dans un câble

Pour un câble dans le réseau de distribution ou un câble de raccordement, les pertes sont calculées comme suit:

$$\text{Pertes de réseau (W)} \sim R I^2$$

R est la résistance du câble (Ω) et I le courant dans le câble (A).

- a. La résistance du câble est calculée selon la loi de Pouillet :

$$R = \rho * l / D$$

dans laquelle ρ est la résistivité du matériel (Ωm), l est la longueur du câble (m) et D est la section du câble (m^2).

- b. Le courant qui passe dans le câble dépend de la puissance transportée. Cette puissance est calculée au moyen de la formule suivante pour un réseau triphasé:

$$P = \sqrt{3} U \cdot I \cdot \cos\phi$$

Ou

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\phi} \text{ ou } I = \frac{P}{k \cdot U}$$

- c. Les pertes dans un conducteur deviennent donc

$$\text{Pertes de réseau (W)} \sim R \cdot \frac{P^2}{k^2 \cdot U^2}$$

2. Comparaison pertes en cas de 230 V et 400 V

Le point 1 nous montre que pour un même câble (R et section égales) et pour une même puissance P , les pertes de réseau sont plus petites au fur et à mesure que la tension augmente.

Pour la distribution, l'on peut choisir entre 230 V et 400 V. La différence de pertes de réseau pour une même puissance par un même câble est indiquée par:

$$R \cdot \frac{P^2}{k^2 \cdot 230^2} = C \cdot R \cdot \frac{P^2}{k^2 \cdot 400^2}$$

Ou

$$C = \frac{400^2}{230^2} = \sim 3,02$$

- c.-à-d. que pour une même puissance, par un même câble, les pertes pour une tension 230 V sont 3 fois plus élevées que pour une tension 400 V

3. Comparaison des pertes à 5 kV, 6,6 kV et 11 kV

De façon semblable, nous pouvons calculer le rapport des pertes de réseau dans les réseaux MT.

Pertes de réseau à 5 par rapport à 11 kV:

$$C = \frac{11\ 000^2}{5\ 000^2} = 4,84$$

Pertes de réseau à 6,6 par rapport à 11 kV:

$$C = \frac{11\ 000^2}{6\ 600^2} = \sim 2,78$$

Pertes de réseau à 70 par rapport à 110 kV:

$$C = \frac{110\ 000^2}{70\ 000^2} = \sim 2,47$$

Etude de la mesure pour l'efficacité énergétique: Choix optimale de la section du câble

Champ d'application de la mesure	Réseau de transmission et de distribution d'électricité
Type de mesure	Mesures d'investissement pour réduire la consommation d'énergie

I. Description qualitative de la mesure :

A. Quelle est la mesure dont le potentiel est étudié

Lors du développement de nouveaux réseaux ou le remplacement de réseaux existants, le GRD ou le GRT choisit la section de câble la plus appropriée sur la base de la capacité de charge du câble et les variations de tensions maximales. Il est également tenu compte d'une croissance potentielle future. Cette mesure plaide pour tenir compte non seulement de ces aspects techniques, mais également d'une minimisation des pertes de réseau. Concrètement, ceci signifie que l'on opte pour une section de câble plus grande, ou pour un plus grand nombre de câbles en parallèle, que ce qui est strictement nécessaire pour respecter les limites techniques du réseau.

B. Comment cette mesure augmente-t-elle l'efficacité

Le courant dans les câbles va toujours de pair avec des pertes. Ces pertes sont causées par le dégagement de chaleur dans les câbles. La formule suivante est valable ici :

$$\text{Pertes de réseau (W)} \sim R I^2$$

où R est la résistance du câble (Ω) et I le courant dans le câble (A).

La résistance du câble est calculée selon la loi de Pouillet :

$$R = \rho * l / D$$

où ρ est la résistivité du matériel ($\Omega \cdot \text{m}^2/\text{m}$), l la longueur du câble (m) et D la section du câble (m^2).

La description ci-dessus démontre qu'en augmentant la section du câble, la résistance diminue et par conséquent les pertes de réseau diminuent aussi. Au lieu d'augmenter la section du câble, il est également possible de poser un câble supplémentaire (en parallèle).

C. Quelles sont les effets additionnels de la mesure

1. Implications technico-économiques – en général

Avantages:

- Les pertes de réseau sont physiquement transformées en chaleur, ce qui signifie qu'en cas de fortes pertes de réseau, la température du câble augmentera. Une augmentation trop importante de la température mènera à un vieillissement accéléré du câble. En diminuant les pertes, le câble se réchauffera moins vite et sera donc moins sujet au vieillissement. Le câble présentera moins vite des défaillances et aura une plus longue durée de vie.
- Lorsqu'on utilise une section plus grande que strictement nécessaire pour la charge, il y a davantage de marge pour la croissance.
- Réduire les pertes de réseau engendre à long terme un coût moins élevé pour le GRD et le GRT. En effet, ces pertes de réseau doivent être achetées sur le marché de l'énergie par le GRD et le GRT.
- Par la diminution de la résistance sur le câble, la chute de tension diminuera également. Des problèmes avec le maintien de la tension peuvent donc être évités.

Désavantages :

- La pose d'un câble avec une section plus grande, ou d'un câble supplémentaire mènera à un coût plus élevé. Cette augmentation en frais d'investissement résulte en une augmentation des dépenses du GRD ou du GRT. Après un certain nombre d'années, ces frais supplémentaires peuvent être remboursés par la diminution en pertes de réseau, à condition que les frais de fouillage et de pavage se tiennent en rapport du choix de section de câble.

2. Quel rapport existe-t-il avec les autres mesures étudiées dans le cadre d'Art. 15.2

Les actions suivantes ont pour but de réduire les courants en réseau et elles diminuent donc l'effet de la mesure qui est l'objet de cette étude.

- évolution vers une tension de réseau plus haute qui diminuera les courants.
- modification du comportement des utilisateurs du réseau: réduction de la pointe et simultanéité maximale entre la production et la consommation locale.

L'action suivante a pour but de réduire les besoins d'investissements

- dynamic line rating: dans ce cas, le câble sera utilisé plus près de ces limites en faisant passer un courant plus élevé dépendant entre autre de la température du câble et de la température ambiante. Toutefois, ce courant plus élevé fera augmenter les pertes de réseau.

3. La mesure dépend-elle de tierces parties

Le GRD décide de manière autonome de la réalisation de cette mesure, à condition que les moyens de fonctionnement nécessaires soient approuvés par le régulateur compétent.

II. Etude quantitative du potentiel

A. Méthodologie pour la détermination du potentiel d'efficacité sur la base des données disponibles

Lors de la détermination de la section du câble, il est tenu compte des aspects suivants:

- Capacité de charge maximale du câble
- Changement de tension maximale sur le câble
- Minimisation des pertes de réseau

Une section de câble appropriée est déterminée pour chacun des aspects ci-dessus et la section de câble la plus grande est choisie comme résultat final. Dans un réseau de 10-11 kV, le changement de tension sera le point prépondérant; pour un réseau de 15kV, ce seront les pertes de réseau.

Pour la détermination de la section optimale du câble en fonction des pertes de réseau, les investissements pour le câble (les coûts d'achat du câble et de sa pose) sont mis en relation avec les pertes de réseau sur une période de 20 ans. Il est également tenu compte de la NPV(Net Present Value) et de la croissance attendue:

$$B_{pertes} = q \cdot U_v \cdot \frac{3 \cdot R \cdot I^2}{1000} \cdot \sum_{j=0}^{n-1} \left(\frac{(1+\delta)^j}{1+\alpha} \right)^j \quad (1)$$

où

B_{pertes}	=	frais causés par les pertes de réseau du câble (€)
q	=	coût des pertes (€/kWh)
U_v	=	utilisation ou durée d'utilisation du câble (h)
R	=	résistance du câble (1 phase) (Ω)
I	=	courant de base dans l'année 0 (A)
n	=	horizon de temps (20 ans)
δ	=	pourcentage de croissance annuelle attendue
α	=	taux d'actualisation (5%) pour le calcul de la NPV

Pour chaque section disponible, les pertes de réseau actualisées sont calculées et il est tenu compte des frais d'investissements $B_{investissement}$ (€). La section avec le coût minimal est finalement choisie :

$$Section\ choisie = section \mid (B_{pertes} + B_{investissement}) \text{ est minimale}$$

Estimation du potentiel :

Pour la détermination de l'efficacité énergétique annuelle, uniquement les pertes de réseau annuelles sont prises en compte. Par analogie avec (1), les pertes de réseau annuelles sont donc:

$$P_{pertes} = 3 \cdot R \cdot |I|^2 \cdot U_v$$

L'efficacité énergétique obtenue par le choix d'une section plus grande sera donc :

$$\Delta P = P_{perdes,1} - P_{perdes,2} = 3 * |I_1|^2 * U_v * (R_1 - R_2) \quad (2)$$

où l'index 1 représente le câble avec la section la plus petite et l'index 2 le câble avec la section la plus grande.

Les hypothèses suivantes sont utilisées pour estimer l'économie :

- actuellement, le câble est choisi pour sa capacité de charge ou la chute de tension
- le câble transporte en moyenne 25%¹ I_{nom}
- la durée moyenne d'utilisation des boucles de distribution (U_v) = 2300h

Les données nécessaires :

- Km de câbles posés par section
- Résistance par km (ρ/D)

Comme expliqué ci-dessus, rien que la chute de tension n'est pas toujours une raison de passer à une section plus grande. Il faudra donc insérer un facteur de correction.

L'estimation ci-dessus est valable pour la pose des nouveaux câbles MT. Lors du remplacement de câbles MT existants, un raisonnement analogue est appliqué afin de calculer le gain d'efficacité énergétique, mais il est tenu compte des pertes du câble initial. Lors d'un remplacement, la diminution des pertes de réseau sera plus importante, parce que dans la plupart des cas l'ancien câble était plus chargé et dissipait davantage de pertes de réseau.

Une mesure supplémentaire comprend le remplacement préventif d'un câble lourdement chargé ayant une petite section par un câble avec une section plus grande. De ce fait, le câble sera moins chargé, ce qui a un effet positif sur les pertes. Les gains éventuels résultant d'une section plus grande doivent naturellement être évalués par rapport aux frais liés au remplacement anticipé d'un câble fonctionnant de façon satisfaisant.

¹ Une charge de câble de 25% est une estimation conservatrice.

Etude de la mesure pour l'efficacité énergétique: Utilisation des transformateurs de distribution (plus) efficaces au niveau énergétique

Champ d'application de la mesure	Réseau de transport et de distribution d'électricité
Type de mesure	Mesures d'investissement pour réduire la consommation d'énergie

I. Description qualitative de la mesure:

A. Quelle est la mesure dont le potentiel est étudié

Lors de la mise en place de nouveaux transformateurs de distribution ou du remplacement de transformateurs de distribution existants sur les réseaux, le GRD choisit un transformateur avec une efficacité énergétique satisfaisant à la norme imposée (UE) N° 548/2014 de la commission en matière de l'écoconception de transformateurs.

Ce règlement impose des exigences en matière de l'écoconception par le biais des paramètres suivants:

- Performances énergétiques minimales ou efficacité énergétique minimale
- Pertes dues à la charge et pertes à vide maximales

Pour déterminer quel transformateur sera utilisé, les gestionnaires de réseau tiennent également compte du prix du transformateur, afin d'avoir le "Total Cost of Ownership" (TCO) le plus bas possible.

B. Comment cette mesure augmente-t-elle l'efficacité

Un transformateur est donc caractérisé par 2 sortes de pertes, c'est-à-dire les pertes dues à la charge et les pertes à vide.

- Les pertes dues à la charge ou les pertes cuivre sont les pertes électriques qui surviennent dans les enroulements du transformateur suite à la résistance des enroulements. Ces pertes ne surviennent que s'il y a un courant qui y passe. Elles dépendent quadratiquement du courant de charge.

Pertes cuivre $\sim RI^2 \rightarrow R$ plus faible = moins de pertes

- Les pertes à vide ou les pertes fer sont les pertes qui surviennent dans le noyau du transformateur. Ces pertes naissent dans le noyau de l'électroaimant lorsque celui-ci est magnétisé. Ces pertes sont présentes de manière continue.

Des transformateurs efficaces en énergie tiennent compte de ces pertes.

Il y a différents types de transformateurs. La dénomination actuelle fait dès lors référence à ces deux sortes de pertes et à une sorte de degré d'efficacité à l'aide d'un caractère alphanumérique. Pour les chiffres spécifiques de la norme, nous faisons référence à la norme même (NBN EN 50464-1).

Niveaux de pertes utilisés par INFRAx:

Période	Norme	
<1985	RA	≈ CkD0
1985-1997	R85	≈ CkC0
1998-2012	R98	≈ Bk-7,5% C0-5%
2013-...	AkB0	

Pour EANDIS:

Période	Norme	
<1971	N70	≈ CkD0
<1987	R70	≈ CkC0
<1994	R85	≈ Bk-7,5% C0-5%
<2013	C C'	
2013-...	Ak B0	

A partir du 1^{er} juillet 2015, le règlement européen N° 548/2014 en matière de l'éco-conception de transformateurs entre cependant en vigueur. En conséquence, les pertes maximales par puissance du transformateur devront être respectées.

C. Quels sont les effets additionnels de la mesure

1. Implications technico-économiques - en général

Par l'utilisation de transformateurs de distribution efficaces en énergie, il y aura moins de pertes, mais un tel transformateur efficace en énergie entraîne naturellement un coût plus important. Les gestionnaires de réseau cherchent dès lors la meilleure solution du point de vue technico-économique.

Lors de la mise en place de nouveaux transformateurs de distribution ou du remplacement de transformateurs de distribution existants, les gestionnaires de réseau font déjà usage de transformateurs de types qui sont plus efficaces en énergie et qui satisfont à la norme en vigueur. Par le biais d'une analyse coûts-bénéfices (détermination du coût total de possession), le type à installer est déterminé.

2. *Quel rapport existe-t-il avec les autres mesures étudiées dans le cadre d'Art 15.2*

Les actions suivantes ont pour but de réduire les courants en réseau et elles diminuent donc l'effet de la mesure étudiée.

- évolution vers une tension de réseau supérieure.
- modification du comportement des utilisateurs du réseau: réduction de la pointe et simultanéité maximale entre la production et la consommation locale.

3. *La mesure dépend-elle de tierces parties*

Le GRD décide de manière autonome de la réalisation de cette mesure, à condition que les moyens de fonctionnement nécessaires sont approuvés par le régulateur compétent.

La disponibilité de matériel doit être développée plus en détail, pour fabriquer des transformateurs avec un noyau amorphe en acier (des pertes à vide très basse), avant que l'on peut envisager d'utiliser dans le futur la meilleure technologie possible en tant qu'exigences minimales.

II. Etude quantitative du potentiel

A. Méthodologie pour la détermination du potentiel d'efficacité sur la base des données disponibles

Si l'on doit installer un nouveau transfo ou si l'on doit remplacer un transfo, l'on peut opter pour un transfo qui satisfait à la norme (AkBO) ou pour un type plus efficace du point de vue énergétique (AkAO). Nous allons le comparer pour un seul transfo.

La différence réside dans les pertes à vide. La normalisation (NBN EN 504464-1) indique que la différence de pertes à vide entre un type AO et BO est en moyenne de 6,79% sur les pertes totales sur les différentes grandeurs de transformateurs (voir tableau ci-dessous).

Hypothèses de base:

- Durée de charge totale: environ 3300 heures

Durée d'utilisation pertes cuivre: $U_v = u_{bel} * (1/3 + 2/3*(u_{bel}/u_{tot}))$

(Source: document Synergid C10-16 point 3.2)

- Durée d'utilisation pertes cuivre: environ 2000 heures
- Durée d'utilisation pertes fer: 8760 heures

Etude de la mesure pour l'efficacité énergétique: Réduction de l'autoconsommation des postes et cabines et l'alimentation de l'autoconsommation par production locale

Champ d'application de la mesure	Réseau de transmission et de distribution d'électricité
Type de mesure	Mesures d'investissements afin de réduire la consommation d'énergie

I. Description qualitative de la mesure:

A. Quelle est la mesure dont le potentiel est étudié

L'autoconsommation d'un poste de haute tension comprend un certain nombre d'installations techniques (batteries, protections, redresseurs, ...) ainsi que le chauffage et l'éclairage des bâtiments dans lequel se trouvent ces installations techniques. Leur alimentation se fait la plupart du temps par moyen de transformateurs de secours. Ces derniers ne disposant pas de compteurs, il n'existe pas de chiffres exacts de l'autoconsommation des postes et des cabines.

Une étude a été entamée en ce moment pour l'installation de compteurs sur quelques postes de haute tension (par échantillonnage), afin de faire une estimation de la consommation de ces services de secours, ainsi que de la répartition sur les différents composants consommateurs (batteries, chauffage, éclairage, ...).

Le scope des mesures qui sont examinées est assez large et peut être reparti suivant :

- Consommation totale des services de secours: dimensionnement des transformateurs de secours et des installations de secours, production locale, ...
- Consommation chauffage: isolation des bâtiments, appareils de chauffage plus efficaces, adaptations du réglage des systèmes de chauffage et de ventilation, télé-activation du chauffage et de la ventilation (gsm) ...
- Consommation éclairage: pose de capteurs de mouvements pour le contrôle de l'éclairage intérieur et extérieur.

Il est également examiné s'il est possible d'alimenter différentes consommations sur un poste/une cabine par l'autoproduction d'énergie renouvelable.

B. Comment la mesure améliore-t-elle l'efficacité énergétique

- Consommation totale des services de secours: aligner le dimensionnement des transformateurs de secours et des installations de secours avec la consommation réelle, l'autoproduction d'énergie renouvelable (panneau photovoltaïques, éoliennes) ...
- Consommation chauffage: isolation des bâtiments, appareils de chauffage plus efficaces, adaptation du réglage des systèmes de chauffage et de ventilation, télé-activation du chauffage et de la ventilation (gsm) ...
- Consommation éclairage : pose de capteurs de mouvement et des mètres de luminescence pour l'éclairage intérieure et extérieure.

C. Quels sont les effets additionnels de la mesure

1. Les implications technico-économiques générales

Pour un fonctionnement optimal et la protection des installations techniques le climat intérieur doit satisfaire un certain nombre de conditions: adaptation du système de chauffage et de ventilation, et une isolation supplémentaire peuvent déséquilibrer ce climat intérieur et provoquer p.e. condensation ou surchauffe .

La consommation des services de secours est répertoriée comme des pertes sur le réseau qui doivent être achetées par les gestionnaires de réseau en compensation. La réduction de ces pertes signifie finalement moins de frais pour le gestionnaire de réseau. Les frais d'investissement de chaque mesure doivent être évalués en fonction du gain potentiel en énergie et frais, en faisant la distinction entre les nouvelles installations et l'adaptation des existantes.

2. La mesure dépend-elle d'une tierce partie pour la mise en œuvre

Le gestionnaire de réseau ne peut exécuter certaines mesures à condition que ce soit possible dans le cadre législatif (autoproduction) et régulateur (frais d'investissement).

Spécifiquement pour l'autoproduction, il existe pas mal de restrictions dans le contexte légale :

Dans le cas du gestionnaire de réseau de transmission, la loi du 29 avril 1999 concernant l'organisation du marché de l'électricité, l'article 9 §1 stipule que le gestionnaire de réseau ne peut s'engager dans des activités de production ou de vente d'électricité autres que la production dans la zone de réglage belge dans les limites de puissance de ses besoins en terme de services auxiliaires et les ventes nécessitées par son activité de coordination en tant que gestionnaire du réseau.

Le décret flamand du 8 mai 2009 portant sur les dispositions générales en matière de la politique de l'énergie stipule à l'article 4.1.8 § 1. que le gestionnaire du réseau de transport local d'électricité ne peut pas entreprendre d'autres activités pour la production d'électricité que la production d'électricité qui est nécessaire pour pouvoir dûment exécuter ses tâches de gestionnaire de réseau. § 2. Un gestionnaire de réseau de distribution et sa société d'exploitation ne peuvent pas entreprendre des activités en matière de la production d'électricité ou de gaz, sauf la production d'électricité de sources d'énergie renouvelables et de cogénération qualitative dans les installations de production dont le gestionnaire de réseau de distribution est le propriétaire au 1er octobre 2006 et qui sont raccordés au réseau de ce gestionnaire de réseau de distribution.

L'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale stipula à l'article 8 § 4 que le gestionnaire du réseau de distribution ne peut d'engager dans des activités de production ni de fourniture d'électricité si ce n'est pour couvrir ses besoins propres, compenser les pertes et remplir les missions et obligations de service public visées aux articles 24 et 24bis au chapitre IVbis de cette ordonnance.

Le décret wallon du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité stipule à l'article 8 §1 que le gestionnaire de réseau de distribution ne peut réaliser des activités de production autres que de l'électricité verte. Cette électricité servira à alimenter ses propres installations et/ou à compenser les pertes.

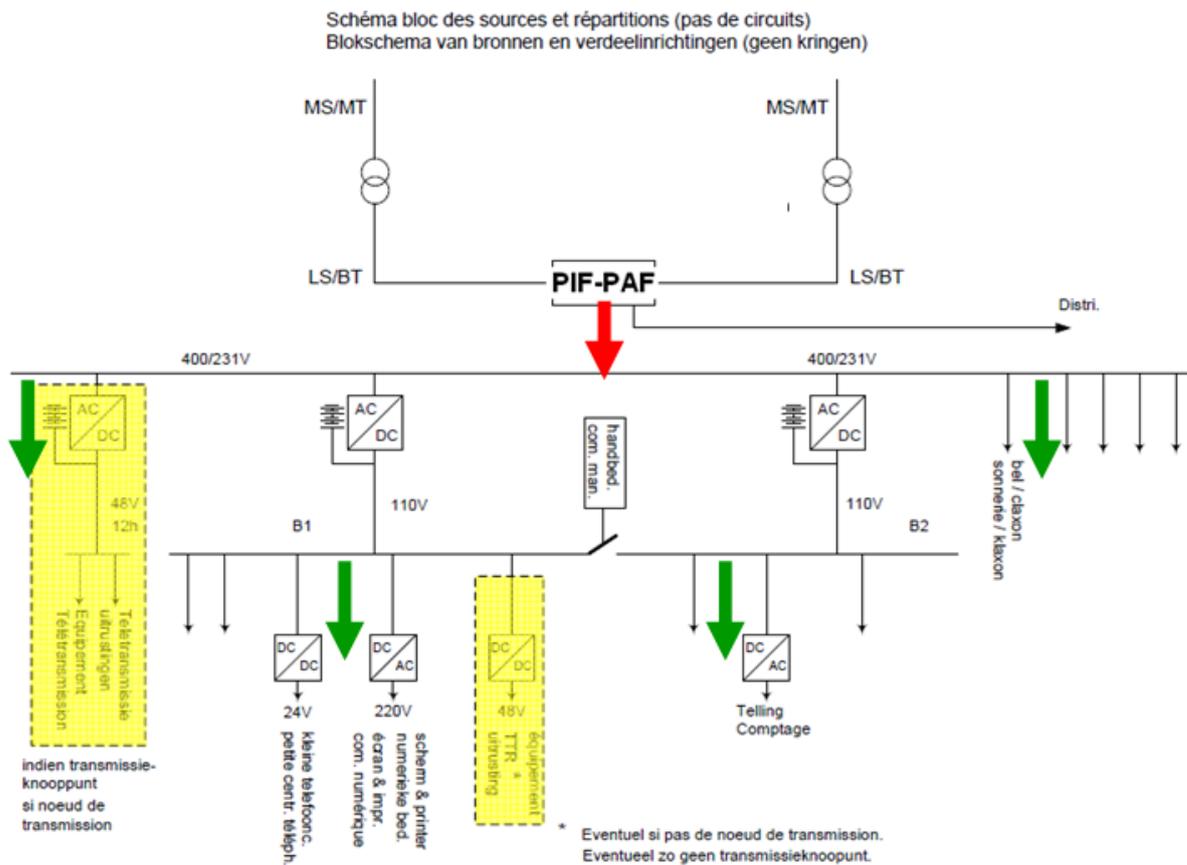
Malgré ces restrictions légales, la production d'électricité par des gestionnaires de réseau a été tolérée dans certains cas, pour autant qu'il s'agisse d'une production provenant de sources d'énergie renouvelable ou de cogénération, et qui n'est pas destinée à la vente.

II. Étude quantitative du potentiel

A. Méthodologie du calcul du potentiel d'efficacité énergétique

1. Etude des compteurs des services de secours des postes de haute tension Elia

Elia ne dispose en ce moment pas d'informations structurées fiables permettant d'évaluer la consommation des services de secours. Un échantillon de 20 des 816 postes a été sélectionné pour la pose de compteurs sur l'alimentation principale et sur les départs vers les différents postes utilisateurs répartis sur les installations techniques, le chauffage et l'éclairage (voir le schéma ci-dessous).



Avec les résultats, il sera possible d'identifier les composants principaux de consommation des postes de haute tension Elia et de déterminer le potentiel d'efficacité des différentes mesures.

2. *Potentiel pour les cabines de distribution*

Le potentiel pour les cabines de distribution est bas, étant donné que l'autoconsommation de ces postes est basse. Le potentiel se trouve principalement dans les pertes du transformateur. Cette mesure est considérée séparément.

Etude de la mesure pour l'efficacité énergétique: Réduction du nombre de déplacements grâce à la télécommande/au télérelevage

Champ d'application de la mesure	Réseau de transport et de distribution d'électricité + de gaz
Type de mesure	Mesures d'investissement pour réduire la consommation d'énergie

I. Description qualitative de la mesure:

A. Quelle est la mesure dont le potentiel est étudié

Si les gestionnaires de réseau pouvaient relever les compteurs par le biais du télérelevage et pouvaient effectuer des déclenchements/enclenchements par le biais de la télécommande, ils pourraient réduire le nombre de déplacements et ainsi également la consommation de carburant des véhicules de service.

B. Comment cette mesure augmente-t-elle l'efficacité

Moins de déplacements = moins de consommation de carburant

C. Quelles sont les implications technico-économiques de la mesure

Avantages:

- Moins d'émissions de CO₂
- Moins de frais de personnel pour des déplacements
- Moins d'emploi de temps pour le planning et le relevé du compteur
- Télécommande: réenclenchements plus rapides, durée d'interruption moins longue

Désavantages:

- Coûts de la télécommande de disjoncteurs
- Coûts du télérelevage de compteurs
- Coûts d'entretien
- Coûts d'exploitation
- Coûts du système central

II. Etude quantitative du potentiel

A. Méthodologie pour la détermination du potentiel d'efficacité sur la base des données disponibles

Cette analyse peut se limiter à une réflexion simplifiée. Si nous connaissons le nombre de kilomètres parcourus par les véhicules de service pour les relevés des compteurs et pour les déclenchements/enclenchements, une consommation de carburant peut facilement y être accordée.

- ➔ Télécommande: nombre moyen de kilomètres/déclenchement/enclenchement * nombre de déclenchements/enclenchements/an = nombre de km/an
- ➔ Télérelevage: nombre de relevés/an et nombre de km/an

Une analyse coûts/bénéfices a été effectuée pour les GRD flamands dans le cadre du projet Compteurs intelligents et pour lequel le nombre de km pour les relevés de compteur par an a déjà été déterminé.

Etude de la mesure pour l'efficacité énergétique: Choix ciblé d'un point ouvert dans une boucle de distribution

Champ d'application de la mesure	Réseau de transport et de distribution d'électricité
Type de mesure	Mesures d'exploitation pour réduire la consommation d'énergie

I. Description qualitative de la mesure:

A. Quelle est la mesure dont le potentiel est étudié

Le point ouvert est l'endroit dans la boucle de distribution où un disjoncteur est ouvert en cas d'une exploitation normale. L'endroit exact du point ouvert est entre autres déterminé sur la base de l'accessibilité, l'influence sur la vitesse du rebranchement lors d'une erreur, la sécurité des appareillages de commutation, ...

Le point ouvert peut également être choisi pour minimiser des pertes de réseau.

A titre d'illustration, la figure ci-dessous donne un aperçu schématique de la structure du réseau de distribution du GRD. L'énergie venant du réseau du GRT est distribuée à plusieurs postes de manœuvre via un poste de transformation et des 'feeders'. Deux postes de manœuvre sont liés par une boucle de distribution avec des cabines secondaires. Les boucles de distribution sont exploitées avec un point ouvert dans une de ces cabines. La mesure se concentre sur la boucle de distribution.

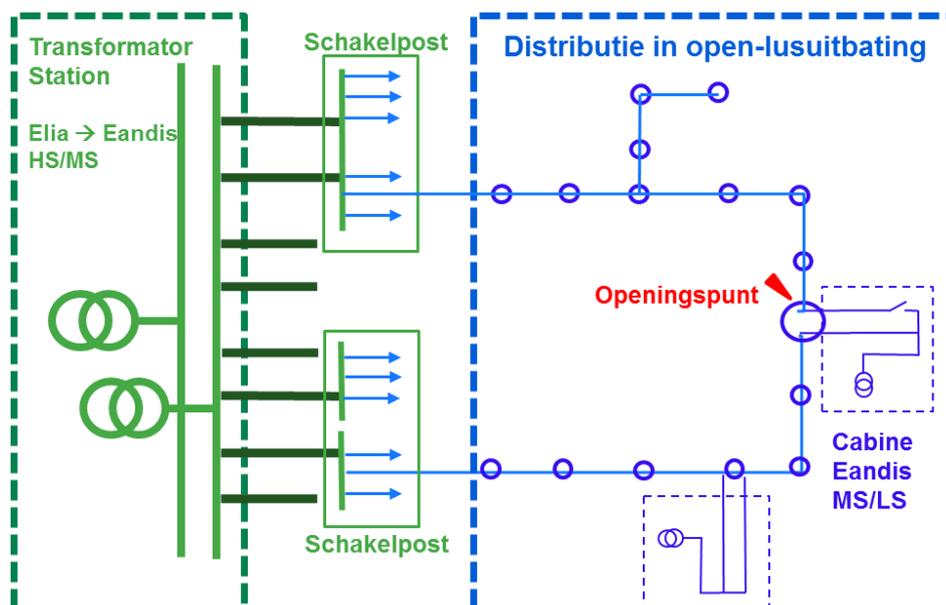


Figure: aperçu schématique du réseau de distribution d'Eandis

B. Comment cette mesure augmente-t-elle l'efficacité

Le transport de l'électricité s'accompagne toujours de pertes dans les câbles. Ces pertes sont causées par le dégagement de chaleur dans les câbles. La formule suivante est valable ici:

$$\text{Pertes de réseau} \sim RI^2$$

dans laquelle R est la résistance du câble (Ω) et I le courant dans le câble (A).

La résistance du câble est calculée selon la loi de Pouillet :

$$R = \rho * l / D$$

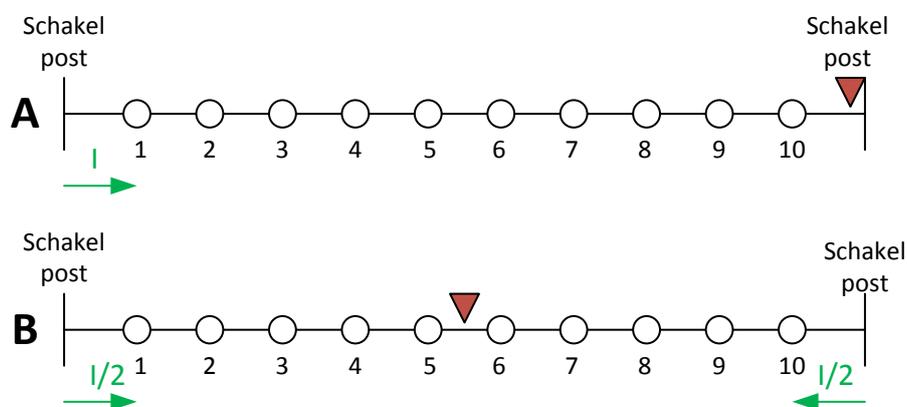
dans laquelle ρ est la résistivité du matériel ($\Omega \cdot \text{m}^2/\text{m}$), l est la longueur du câble (m) et D est la section du câble (m^2).

En choisissant le point ouvert de façon optimale, les pertes de réseau peuvent être limitées. En effet:

- le courant dans le câble baisse;
- la longueur de la boucle diminue, d'où la résistance baisse.

Les deux ont une influence positive sur les pertes de réseau.

L'exemple de calcul ci-dessous l'illustre.



La figure représente une boucle schématique dans laquelle le point d'ouverture se trouve dans un poste de manœuvre en situation A et en situation B une boucle dans laquelle le point d'ouverture est situé entre les 2 postes de manœuvre. Supposons maintenant que chaque cabine a une charge égale et que les cabines secondaires sont distribuées de manière uniforme entre les postes de manœuvre. Dans ce cas, le courant décroîtra après chaque cabine d'une quantité I/n et la résistance entre les cabines est dans chaque segment égale.

La perte totale peut ensuite être calculée en fonction du nombre de cabines:

$$P_{\text{pertes}} = \sum_{i=1}^n 3 * R * i^2 * \left(\frac{I}{n}\right)^2$$

$$P_{\text{pertes}} = 3 * R * \frac{I^2}{n^2} * \sum_{i=1}^n i^2$$

$$P_{\text{pertes}} = 3 * R * I^2 * \frac{(2n^2 + 3n + 1)}{6n}$$

R est la résistance calculée sur l'entière boucle et I le courant au début de la boucle.

Nous comparons maintenant la situation A et B en déterminant le rapport P_A / P_B avec la formule ci-dessus:

$$\frac{P_A}{P_B} = \frac{R_A * I_A^2 * \frac{(2n_A^2 + 3n_A + 1)}{2n_A}}{2 * R_B * I_B^2 * \frac{(2n_B^2 + 3n_B + 1)}{2n_B}}$$

Les choses suivantes sont d'application: $I_B = I_A/2$; $R_B = R_A/2$; $n_B = n_A/2$ (tout simplement, nous considérons un nombre égal de cabines en situation A). Après simplification, le résultat est le suivant:

$$\frac{P_A}{P_B} = \frac{2n^2 + 3n + 1}{\frac{n^2}{2} + \frac{3}{2}n + 1}$$

Si n devient assez grand ($n \rightarrow \infty$), cela peut être réduit à

$$P_B = P_A/4$$

Nous voyons qu'en déplaçant le point ouvert au milieu du câble, les pertes de réseau peuvent être diminuées jusqu'à 75% au maximum. Un nombre plus réduit de cabines engendre néanmoins un effet plus restreint:

Nombre de cabines	Réduction
4	66%
6	69%
8	70%
10	71%
12	72,0%
14	72,4%
16	72,7%

C. Quels sont les effets additionnels de la mesure

1. Implications technico-économiques - en général

Avantages:

- Réduire les pertes de réseau mène à un moindre coût pour le GRD et le GRT.
- Le courant moins élevé dans le câble et la diminution de la distance, ont pour conséquence un creux de tension moins élevé. Des problèmes avec le maintien de la tension peuvent donc être évités.
- Le courant moins élevé provoque également moins de dégagement de chaleur. Cela a un effet positif sur la durée de vie du câble.
- Le câble sera moins chargé, d'où davantage de cabines peuvent être raccordées sur le câble, sans que des investissements supplémentaires soient nécessaires.
- Le nombre de clients qui sont coupés simultanément lors d'une faute est moins élevé lorsque le point ouvert se trouve au milieu de la boucle de distribution.

Désavantages:

- Uniquement tenir compte des pertes de réseau peut avoir un impact négatif sur la durée d'interruption: l'endroit du point ouvert n'est pas toujours accessible de manière optimale et il n'est pas toujours possible de manœuvrer en toute sécurité.
- Le point ouvert ne se trouve plus chez des clients importants qui doivent vite être réalimentés.
- L'on doit tenir compte de l'impact de la production locale et du prélèvement local. La production locale par éolienne ou panneaux photovoltaïques est cependant variable et difficilement prévisible.

2. Quel rapport existe-t-il avec les autres mesures étudiées dans le cadre d'Art 15.2

Les actions suivantes ont pour but de réduire les courants en réseau et elles diminuent donc l'effet de la mesure étudiée, vu que de ce fait les pertes de réseau seront limitées:

- évolution vers une tension de réseau supérieure.
- modification du comportement des utilisateurs du réseau: réduction de la pointe et simultanéité maximale entre la production et la consommation locale.

L'action suivante a pour but de réduire les pertes de réseau, d'où l'impact absolu du déplacement du point ouvert est réduit:

- choix optimal de la section du câble

L'action suivante a pour but de réduire les besoins d'investissements

- dynamic line rating: le câble est plus chargé, ce qui cause des pertes de réseau plus élevées.

3. La mesure dépend-elle de tierces parties

Le GRD décide de manière autonome de la réalisation de cette mesure, à condition que les moyens de fonctionnement nécessaires sont approuvés par le régulateur compétent.

II. Etude quantitative du potentiel

A. Méthodologie pour la détermination du potentiel d'efficacité sur la base des données disponibles

Pour avoir une estimation du potentiel d'économie, nous partons des pertes de réseau totales du GRD.

Les pertes de réseau sont constituées de pertes techniques et administratives:

- Les pertes techniques sont causées par le transport d'électricité lors duquel une partie de l'énergie est perdue par dissipation (p.e. pertes de fer dans les transfos, chauffage des câbles, ...)
- Les pertes administratives sont dues au vol d'énergie, aux erreurs de mesurage, aux points non mesurés, ...

Une étude qui a été effectuée par KEMA en 2011 à la demande de l'Autorité néerlandaise de la concurrence (voir ci-dessous), stipule que les pertes techniques sont responsables de 70% des pertes de réseau totales.

Les pertes techniques elles-mêmes peuvent encore être subdivisées par niveau de réseau. Dans le cas d'un GRD, il y a trois niveaux de réseau: les câbles MT, les transfos MT/BT et les câbles BT. Selon la même étude de KEMA, les pertes sont environ réparties uniformément entre ces trois niveaux de réseau.

Les hypothèses ci-dessus ont été établies pour le réseau hollandais. Actuellement, il n'y a pas d'étude connue qui détermine les hypothèses pour le réseau belge. Reprendre les hypothèses hollandaises pour le réseau belge doit être fait avec une certaine précaution. Dans cette étude, nous avons tenu compte des hypothèses hollandaises, afin de pouvoir donner une idée du potentiel possible. Il est évident que les résultats des calculs sont très indicatifs.

Afin de déterminer le potentiel d'efficacité, nous pouvons donc utiliser la méthodologie suivante:

- Perte de réseau technique = 70% de la perte de réseau totale du GRD
- Perte du réseau MT = 1/3 de la perte de réseau technique
- La part du réseau MT où le point ouvert se trouve maintenant dans un poste de manœuvre
- Une économie de 70 à 75% est possible ici.

“Etude relative à la méthodologie pour la répartition des coûts des pertes de réseau”, Arjan Aalberts et al. KEMA, commandée par l'Autorité néerlandaise de la concurrence, en collaboration avec la SEO Economisch Onderzoek (Institut pour la Recherche Economique), 29 mars 2011

Etude de la mesure pour l'efficacité énergétique: Poste de transformation d'Elia: transfo de réserve exploité de façon parallèle, séparée ou transfo non magnétisé

Champ d'application de la mesure	Réseau de transport et de distribution d'électricité
Type de mesure	Mesures d'exploitation pour réduire la consommation d'énergie

I. Description qualitative de la mesure:

A. Quelle est la mesure dont le potentiel est étudié

Les normes précédentes pour les transformateurs de distribution prévoyaient des séries avec des tensions de court-circuit de 11% et 22%. La tension de court-circuit de 22% avait été choisie, afin de pouvoir exploiter deux transformateurs en parallèle sans dépasser I_{max} sur la moyenne tension.

En cas d'une exploitation en parallèle avec des transfos de 22% ou en cas d'une exploitation solo avec des transfos de 11%, il reste peu de place pour des installations de production locales dans des réseaux MT. Dès lors, des problèmes se posent vite pour le raccordement de grandes puissances d'installations de production locales qui apportent une puissance de court-circuit substantielle (surtout cogénération). Il est nécessaire de réserver une (plus grande) partie de la puissance disponible pour des installations locales.

L'exploitation en parallèle est-elle la meilleure solution pour pouvoir raccorder les RES et réduire les pertes?

Quel est le meilleur type de transfo (= quel % d'ucc) pour pouvoir raccorder les RES, en fonction de l'exploitation choisie.

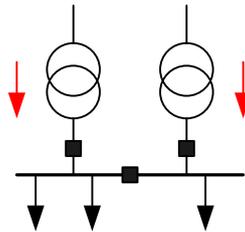
B. Comment cette mesure augmente-t-elle l'efficacité

En cas d'une exploitation en parallèle, deux transformateurs sont en service, qui alimentent en parallèle le réseau de distribution MT. Les transformateurs fournissent chaque la moitié de la puissance. Les pertes ($\sim I^2$) seraient inférieures que lors d'un fonctionnement solo ou d'une exploitation séparée.

Combien de marge doit-on attribuer à la contribution de la production décentralisée?

Sur la base d'un certain nombre de simulations, il est décidé d'appliquer une **règle 1/3 – 2/3**:

- 1/3 du courant de court-circuit disponible sera réservé pour la contribution des installations dans le réseau de distribution MT et BT (installations de production locales et moteurs)
- 2/3 du courant de court-circuit disponible sera réservé pour l'injection du transformateur/des transformateurs HT/MT.



- DV open
- DV gesloten

C. Quels sont les effets additionnels de la mesure

1. Implications technico-économiques – en général

Avantages :

- Avec une exploitation en parallèle, il n'y a pas d'interruption lors d'un incident transfo

Désavantages :

- Des transfos qui doivent travailler en parallèle, doivent également avoir un ucc supérieur; ils sont donc plus chers.

2. Quel rapport existe-t-il avec les autres mesures étudiées dans le cadre d'Art. 15.2.

L'action suivante a pour but de réduire la consommation d'énergie et diminue donc l'effet de la mesure étudiée ici.

- Choix ciblé d'un point ouvert dans des boucles de distribution

L'action suivante a pour but de réduire les besoins d'investissements

- dynamic line rating
- commutateur de réglage automatique des transformateurs de distribution

3. La mesure dépend-elle de tierces parties

Cette problématique impacte évidemment les GRD. Il faut donc un accord commun sur les caractéristiques des futurs transfos ainsi que sur le mode d'exploitation préférentiel.

Cette discussion a d'ailleurs lieu au sein de Synergrid afin de trouver un accord commun.

II. Etude quantitative du potentiel

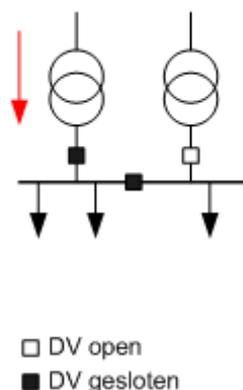
A. Méthodologie pour la détermination du potentiel d'efficacité sur la base des données disponibles

Tout d'abord il convient de rappeler les différents types de topologies possibles. Les exemples ci-dessous tiennent compte d'un poste alimentant la moyenne tension via deux ou trois transfos.

Cas I: exploitation en parallèle (voir I. B)

Cas II: fonctionnement solo avec transformateur de réserve

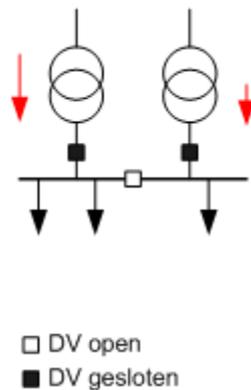
L'un des deux transformateurs alimente l'ensemble du poste, l'autre transformateur sert en tant que transformateur de réserve. Le transformateur de réserve ne reste en principe que sous tension pendant les mois d'hiver. Dans le cas de branchement ou d'antenne sans disjoncteur avant le transfo, celui-ci restera tout au long de l'année sous tension. En cas d'une coupure du premier transformateur, il y a un transfert rapide.



Cas III: exploitation séparée

Les transformateurs sont tous en service et alimentent chaque une partie du poste. En cas d'une coupure de l'un des transformateurs, le transfert rapide sera réalisé en fermant le couplage MT.

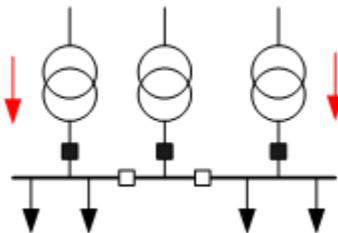
Cette exploitation se produit dans des postes avec 1 cabine et 2 transformateurs, mais aussi dans des postes avec différentes cabines MT. Merksem en est un exemple avec 3 cabines et 4 transformateurs.



Dans ce cas, la puissance n'est plus distribuée de façon égale sur les deux transformateurs.

Cas IV: poste avec trois transformateurs sans fonctionnement en parallèle

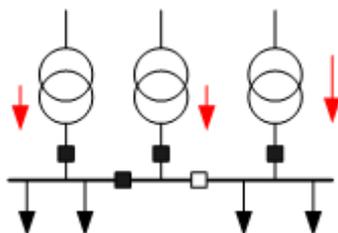
Deux transformateurs sont en service et alimentent chaque une partie du poste. En cas d'une coupure de l'un des deux transformateurs, la charge coupée est reprise par un troisième transformateur qui sert de transformateur de réserve.



Le cas IV peut être considéré comme une combinaison des cas II et III.

Cas V: poste avec trois transformateurs dont deux fonctionnent en parallèle

Trois transformateurs sont en service. Deux transformateurs alimentent une première cabine en parallèle, tandis qu'un troisième alimente la deuxième cabine.



Le cas IV peut être considéré comme une combinaison de cas I et II.

Après avoir rappelés les différentes topologies, listons les conséquences:

- Impact sur les pertes

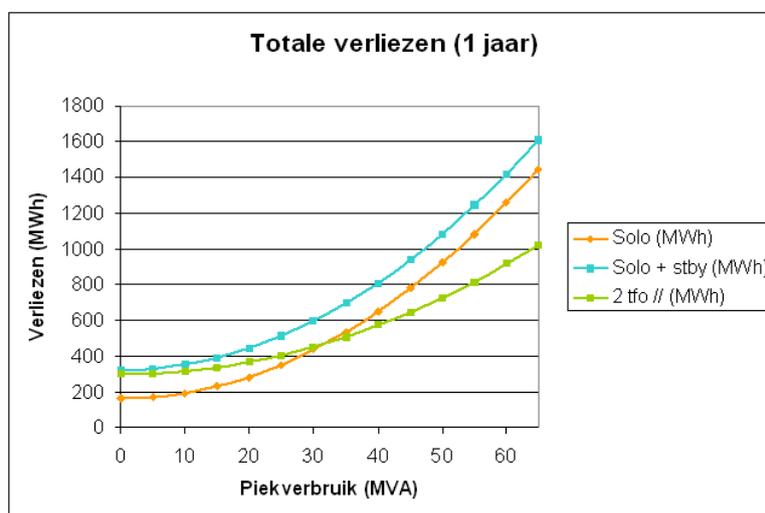
- Influence du mode d'exploitation sur la 'power quality'
- Impact sur les protections et automatismes

Après avoir analysé ces différentes topologies il sera possible de choisir la meilleure. Par la suite, il nous faudra encore établir les caractéristiques des transfos (notamment l'ucc) afin de pouvoir répondre au mieux au besoin de raccordement des unités de production décentralisées.

B. Résultats: potentiel d'efficacité

1. Impact sur les pertes

Sur la base d'analyses réalisées antérieurement, fondées sur des puissances quart-horaire (dans la cabine MT de Woluwe), le graphique ci-dessous a été établi. Celui-ci montre les pertes annuelles totales en fonction de la puissance de pointe.



- Le coût actualisé des pertes à 50 ans est en moyenne 2 x plus élevé que le coût d'investissement du transfo. Lors du renouvellement du contrat-cadre pour des transformateurs de distribution, il vaut certainement la peine d'analyser les ROI de pertes fer et/ou cuivre inférieures.
- Dans un poste bien chargé, une exploitation en parallèle résulte toujours en des pertes les plus basses.
- Un fonctionnement solo est dans la plupart des cas à éviter, du point de vue des pertes. L'option peut cependant être / devenir intéressante dans les postes de distribution avec un faible prélèvement – donc dans des endroits où il y a beaucoup de production locale – à condition d'une bonne simultanéité entre la charge et la production.
- Dans le cas d'un fonctionnement solo, il importe que le transformateur de réserve ne reste pas sous tension tout au long de l'année. Les pertes fer montent en effet à 160 MWh/an pour un transfo de 50 MVA (= 12,5 kEURO/an).

- Les pertes en cas d'exploitations séparées sont toujours supérieures à celle d'une exploitation parallèle. En théorie, la valeur oscille entre celle d'une topologie avec *deux transfos en parallèle* (si on charge à l'identique les deux transfos en service) et celle *solo + standby* (cas extrême où toute la charge est sur un transfo et rien sur l'autre). Si la charge et la production sont bien partagées entre les deux transformateurs, les pertes supplémentaires resteront limitées à 5 à 10 %.
- Une exploitation séparée avec un seul transfo pour la production et l'autre pour la charge est absolument à éviter, du point de vue des pertes. Lors de cette configuration, 500 – 1000 MWh de pertes supplémentaires (= 40 à 80 kEURO par poste par an) sont possibles par rapport à un fonctionnement en parallèle ou un fonctionnement solo.

2. Ucc idéal (%)

Une topologie d'exploitation avec des transfos séparés semble donc être le meilleur compromis pour répondre au mieux aux différentes problématiques évoquées ci-dessus. Intéressons-nous donc à présent à la valeur d'ucc la plus appropriée pour les transfos. La détermination de cette valeur peut se faire sur base de deux critères.

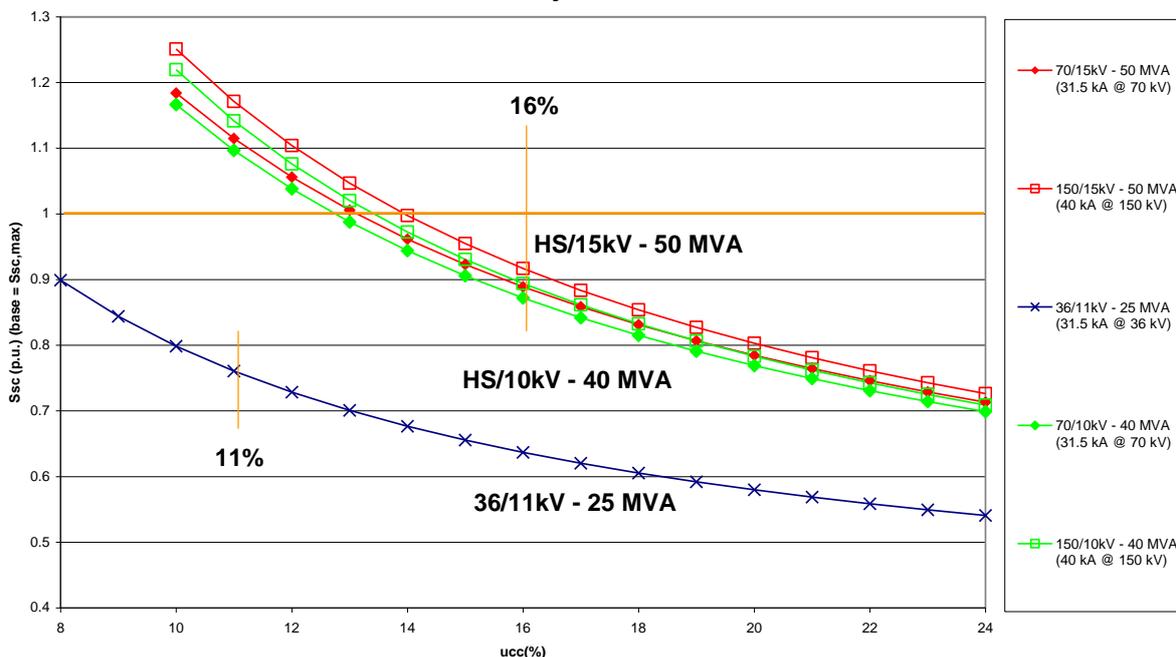
Critère 1: Puissance de court-circuit

La puissance de court-circuit maximale sur la moyenne tension est calculée en fonction de l'ucc (%) sur la base des hypothèses suivantes

- La puissance de court-circuit du côté HT du transformateur est égale à la puissance de court-circuit maximale admissible (31.5 kA à 36 kV et 70 kV et 40 kA à 150 kV et 220 kV). Voir à cet effet le règlement technique.
- La puissance de court-circuit apportée par les installations locales est égale à 1/3 de la résistance de court-circuit du matériel MT

Les résultats sont présentés dans la figure 1.

Criterion 1: Kortsluitvermogen MS (p.u.) i.f.v. ucc(%) bij 1/3 - 2/3 verdeling en dit bij Ssc,max kant HS



Pour les transformateurs de 40 et 50 MVA, nous pouvons dépasser la résistance de court-circuit du matériel MT pour l'ucc ≤ 14 %.

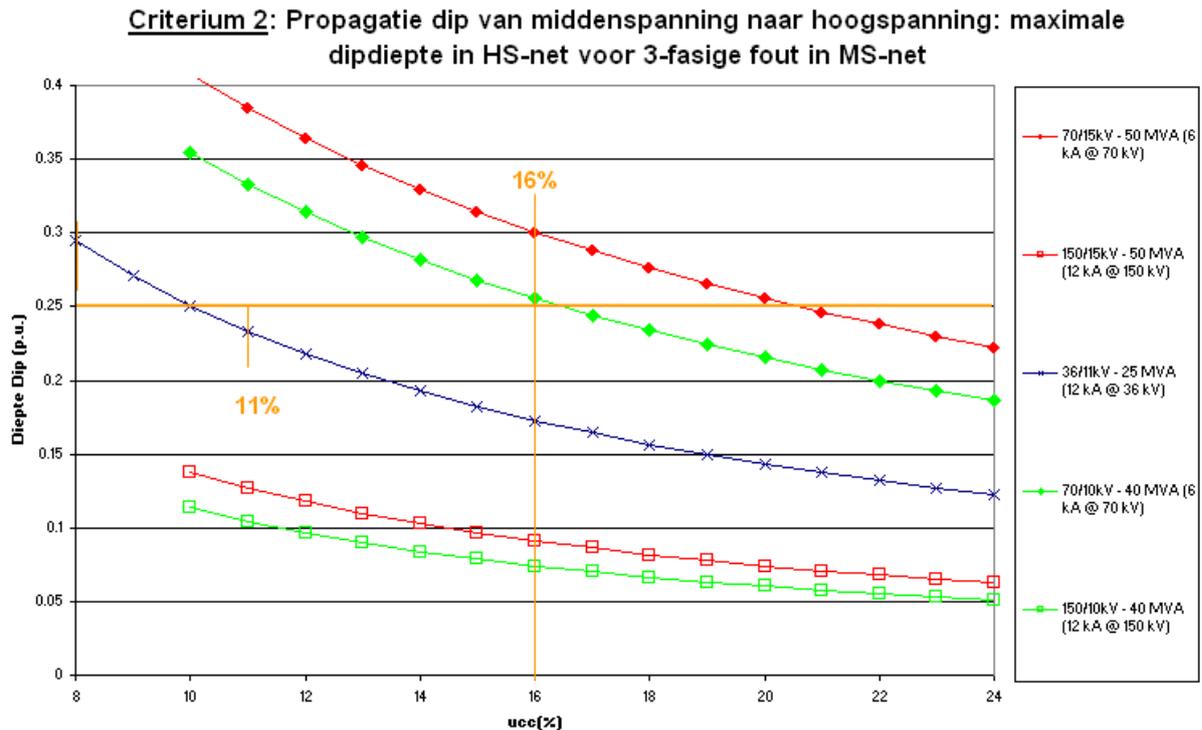
Crîtère 2: Taille maximale du creux de tension dans le réseau HT suite à une erreur triphasée dans le réseau MT

La taille maximale du creux de tension est calculée sur HT pour un court-circuit triphasé sur MT sur la base des hypothèses suivantes:

- La puissance de court-circuit du côté HT du transfo est limitée: 12 kA à 36 kV, 6 kA à 70 kV et 12 kA à 150 kV (voir aussi annexe 2 pour avoir une indication d'une répartition statistique de puissances de court-circuit dans nos postes).
- L'impédance entre le transfo HT/MT et la faute sont négligées.

Afin d'éviter autant que possible la propagation des creux de MT à HT, l'on essaie de ne pas dépasser une taille maximale du creux de tension de 25%.

Les résultats sont présentés dans l'annexe 3.



Pour des transformateurs 70/15 kV de 50 MVA, la situation est la plus problématique: il faut un ucc minimal de 20%, afin de répondre aux exigences formulées.

Un ucc trop élevé mène à une faible puissance de court-circuit dans le réseau MT, ce qui porte préjudice à la qualité de la tension dans le réseau de distribution MT. En outre, les pertes cuivre monteront et le coût du transfo augmentera.

Un trop petit ucc (%) cause par contre des problèmes de puissances de court-circuit trop élevées sur MT et de mauvaise qualité de l'alimentation dans le réseau HT.

Il est donc important de trouver le juste équilibre. Nous arrivons aux recommandations du tableau 4, pour quelques puissances de transformateur typiques par niveau de tension. Cette liste n'est pas exhaustive; par cas concret, une étude est réalisée de la puissance de transformateur la plus appropriée et de l'ucc recommandé:

Tableau: ucc recommandé(%)

U1 (kV)	U2 (kV)	S _{NT} (MVA)	Recommandé ucc(%)
70 kV	15 kV	50 MVA	15-16 %
150 kV / 220 kV			
36 kV	11-12 kV	25 MVA	11%
		50 MVA	22%
70 kV	10 kV	40 MVA	15-16%
150 kV			

(1) Les transformateurs 70/15 kV de 50 MVA s'écartent du critère des creux

Pour les transformateurs 36/11 kV de 50 MVA et 25 MVA, des tensions de court-circuit de respectivement 20 % et 10 % sont encore mieux. La différence par rapport aux normes actuelles est cependant trop petite pour justifier une adaptation des normes.

III. Conclusion

Du point de vue de la limitation des pertes, l'ordre de préférence pour l'exploitation des transfos dans les postes est en 1 : parallèle en 2 : séparé et en 3 : solo.

Cependant d'autres considérations doivent être prises en compte pour décider du mode d'exploitation des transformateurs.

A. Puissance de court-circuit :

Afin de rendre le réseau HT insensible aux court-circuits sur la moyenne tension, la tension de court-circuit des transformateurs doit être suffisamment élevée (ce qui cause parfois des problèmes aujourd'hui). Une tension de court-circuit trop élevée est préjudiciable à la qualité de l'alimentation dans le réseau MT.

Le nouvel accord-cadre transformateurs d'Elia qui est en vigueur depuis 2012 ne prévoit plus de transformateurs qui sont appropriés au fonctionnement en parallèle pour la catégorie de 40 – 50 MVA (ucc = 13,5 et 15%). Des analyses ont montré que le maintien du fonctionnement en parallèle peut entraver la raccordabilité de productions décentralisées à l'avenir (atteindre ou dépasser des limites en ce qui concerne la résistance de court-circuit du matériel MT).

En pratique le mode d'exploitation parallèle ne sera donc plus implémenté dans les postes avec des nouveaux transformateurs. La préférence sera alors donnée au mode séparé. La question du remplacement en fin de vie des transfos de 25MVA fonctionnant aujourd'hui en parallèle sur un réseau > à 70 KV ou leur remplacement lors d'un passage à une tension > 70 KV n'est pas encore résolue et risque de mener à une dégradation de la situation. En 36 ou 70 KV cependant, l'accord cadre prévoit encore la possibilité d'acheter des transfos de 25 MVA pouvant fonctionner en parallèle.

B. Exploitation du réseau MT

L'exploitation des postes en mode séparé n'est pas toujours possible en fonction de la structure du réseau MT:

- L'alimentation des cabines de dispersion par plusieurs câbles exploités en parallèle impose que tous les câbles soient raccordés sur le même transfo.
- Multiplication des points de bouclages entre transfos différents dans le réseau.
- Dédoublage de la TCC et dans certains cas du transfo de point neutre.

En fonction de ces considérations, et surtout dans les postes où le tableau est à simple jeu de barre, le mode d'exploitation solo sera souvent la seule possibilité. La décision sur le mode d'exploitation des transformateurs doit être prise en concertation entre le GRT et le GRD local en fonction de l'ensemble des critères.

Etude de la mesure pour l'efficacité énergétique: Installation d'un transformateur de distribution autorégulant

Champ d'application de la mesure	Réseau de distribution d'électricité
Type de mesure	Mesures d'investissement et d'exploitation afin de maîtriser les besoins d'investissement futurs

I. Description qualitative de la mesure:

A. Quelle est la mesure dont le potentiel est étudié

L'intégration des installations photovoltaïques dans le réseau de distribution engendre un grand nombre d'investissements pour les GRD. En effet, afin d'offrir la possibilité aux producteurs PV d'injecter leur production locale sur le réseau, les GRD sont parfois amenés à recourir à des renforcements du réseau non-négligeables : par exemple, une pose MT, un transformateur et un poste réseau pour un montant de ≈ 150000 €.

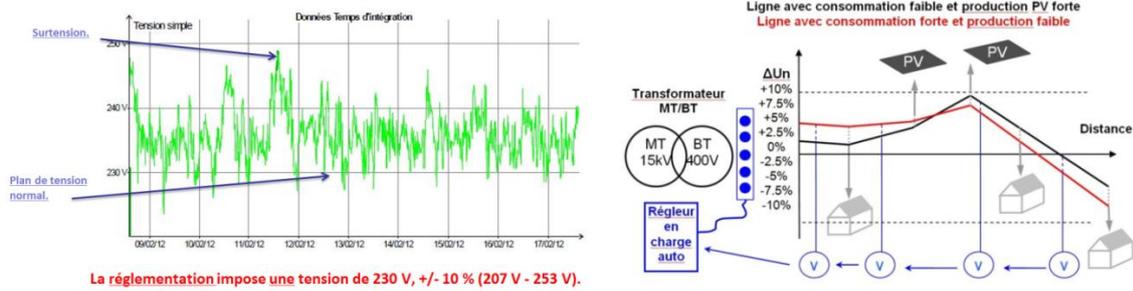
Le transformateur autorégulant est une solution aujourd'hui envisagée en vue de :

- 1- Solutionner les problèmes de tension
- 2- Eviter le décrochage des installations PV
- 3- Augmenter l'intégration des installations PV

Actuellement, les solutions envisagées pour pallier au problème du décrochage des panneaux photovoltaïques peuvent mener à :

- des adaptations du raccordement du client
- des modifications de la structure du réseau
- des renforcements du réseau

L'utilisation d'un transformateur de distribution autorégulant offre les avantages suivants : d'une part, il n'engendre aucune modification de la structure du réseau et évite les renforcements, d'autre part, il règle les problèmes de surtension de manière générale au niveau de la zone BT considérée.



La réglementation impose une tension de 230 V, +/- 10 % (207 V - 253 V).

B. Comment la mesure améliore-t-elle l'efficacité énergétique

L'utilisation de cette technologie permettra de réguler la tension de sortie du transformateur en fonction de mesures effectuées sur le réseau BT, au plus près des productions photovoltaïques. Le maintien de la tension sur le réseau de distribution dans les normes prescrites évite le décrochage des onduleurs et permet d'utiliser au maximum la production photovoltaïque. De cette manière, l'énergie verte produite par les installations photovoltaïques est utilisée en priorité. De plus, il n'est plus nécessaire de procéder à un réglage saisonnier des plots du transformateur.

C. Quels sont les effets additionnels de la mesure

1. Les implications technico-économiques générales

Le coût de cette solution technique est aujourd'hui difficile à évaluer puisqu'il s'agit encore de prototypes. Aujourd'hui, cette solution est à l'étude chez plusieurs GRD mais l'état des tests ne permet pas encore d'établir le business case de cette solution. De plus, le choix d'une solution doit viser avant tout un optimal technico-économique.

2. Quel rapport existe-t-il avec les autres mesures étudiées dans le cadre d'Art. 15.2

Cette solution technique peut encore être améliorée grâce à des mesures de gestion active de la demande : favoriser l'auto-consommation ainsi que la consommation locale minimisent l'injection d'énergie photovoltaïque sur des trajets longs et réduisent ainsi les pertes liées au transport d'énergie sur le réseau.

3. La mesure dépend-elle d'une tierce partie pour sa mise en œuvre

La mesure ne dépend pas d'une tierce partie en tant que telle ; néanmoins, il est essentiel que les fournisseurs continuent de développer cette technologie si les GRD souhaitent pouvoir l'utiliser de manière plus large sur les réseaux de distribution.

II. Etude quantitative du potentiel

A. Méthodologie du calcul du potentiel d'efficacité énergétique

Pour contrôler l'efficacité du système, une comparaison doit être établie entre la production photovoltaïque globale sur le réseau BT considéré avant le placement du transformateur autorégulant et après.

Par conséquent, cette méthode nécessite une connaissance de la production photovoltaïque globale pour la partie du réseau BT concerné.

Fiche d'étude dans le cadre de la réalisation de la DEE Art. 15.2

Etude de la mesure pour l'efficacité énergétique: Dynamic Line Rating (DLR) : Déterminer la capacité de transport maximale des lignes aériennes en temps réel grâce à des investissements limités

Champs d'application de la mesure	Réseau de transmission et de distribution d'électricité
Type de mesure	Des mesures d'investissement et d'exploitation afin de maîtriser les besoins d'investissement futurs

I. Description qualitative de la mesure :

A. Quelle est la mesure dont le potentiel est étudié

Afin d'accroître temporairement la capacité de transport des lignes aériennes, il est proposé de mettre en place des dispositifs de Dynamics Line Rating (DLR).

Actuellement, la puissance nominale des conducteurs est définie de façon statique en fonction de paramètres d'ambiance fixes, correspondant à la période d'été. Néanmoins, la limite statique de la puissance nominale peut être adaptée en fonction des saisons afin de prendre en compte l'influence de la température sur la capacité de transport. Cependant, d'autres facteurs extérieurs ainsi que des conditions météorologiques locales qui influencent la capacité de transport des conducteurs ne sont pas considérés (ensoleillement, vitesse et orientation du vent,...). Afin de prendre en compte ces différents facteurs, des DLR's peuvent être installés. Ces dispositifs permettent de déterminer la puissance maximale de transport en temps réel grâce à la mesure soit de la température du conducteur ou soit de la flèche du conducteur.

Actuellement, les DLR utilisant la mesure thermique des conducteurs nécessitent l'utilisation d'un type spécial de conducteur appelé OPPC. L'OPPC est un conducteur classique, dans laquelle l'un de ses fils a été remplacé par un tube dans lequel un faisceau de fibres optiques est intégré. Les DLR se basant sur la mesure de la flèche du conducteur nécessitent seulement le placement d'un module de mesure sur les portées critiques.

En raison de la différence de coût entre ces technologies seule cette dernière est proposée pour équiper des lignes aériennes.

B. Comment cette mesure augmente-t-elle l'efficacité

Les DLR permettent de connaître la capacité réelle des lignes aériennes équipées. Ainsi, en fonction des conditions météorologiques, des marges supplémentaires peuvent être dégagées.

Ceci est surtout vrai dans le cadre de la prise en compte des vitesses de vent comme illustré à la figure ci-contre.

La figure présente les résultats théoriques obtenus dans le cadre d'un conducteur 570 AMS en considérant un coefficient d'absorption (alpha) de 0.9 et celui d'émissivité (epsilon) de 0.7. Les courbes illustrent l'impact de la vitesse du vent. Ainsi pour une vitesse de vent égale à 5m/s, une ligne qui serait équipée de DLR pourrait transporter plus de capacité (minimum 20 % en plus) tout en conservant un même niveau de fiabilité.

De plus, la figure montre que l'angle formé par le conducteur et le vent relatif est un facteur non négligeable pour le refroidissement du conducteur. Néanmoins, l'augmentation de l'ampacité (courant permanent admissible) est très rapide dans le cas d'angle faible et d'une vitesse de vent d'au moins 5 (2 ?) m/s. Ainsi, un gain de 20% par rapport à la limite statique est constaté lorsque l'angle varie entre 1 et 13°. Si l'angle est plus élevé, le gain marginal est réduit et il faut que l'angle varie entre 40 et 90° pour avoir le même gain de 20%.

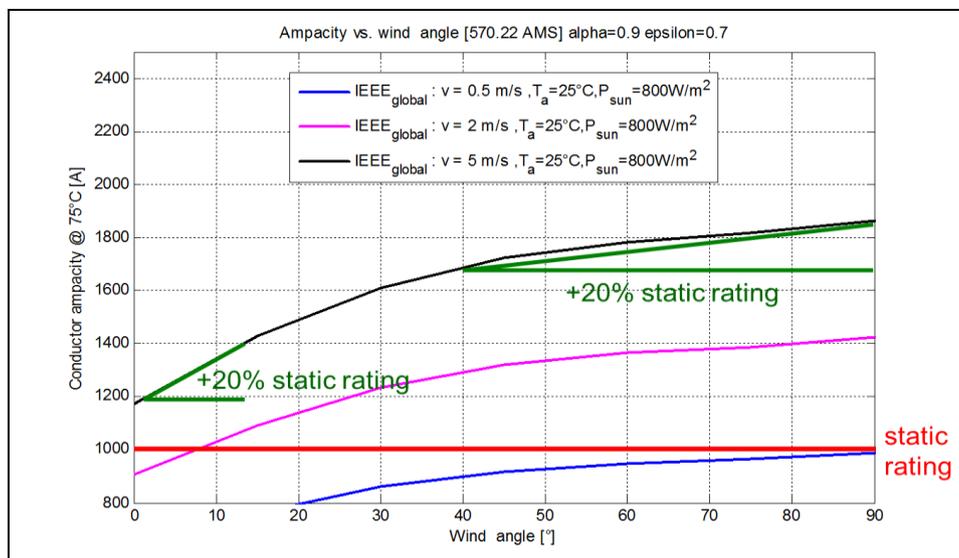


Figure 1 : Ampacity vs. wind angle & speed.

La figure illustre l'utilité d'installer des DLR pour l'intégration de la production éolienne dans des zones déjà saturées. Car lorsque le vent souffle fort, la production éolienne est plus élevée, et au même moment la capacité de transmission est plus élevée. Cette situation se produit en raison de l'effet de refroidissement du vent sur les lignes permettant plus de capacité de transport à travers la ligne. Il est à noter que la production des parcs éolien commence à partir de 3 à 4 m/s ce qui permet quel que soit l'orientation de la ligne d'obtenir un gain par rapport à la limite statique.

Ainsi, les DLR apportent une alternative au renforcement du réseau (construction de nouvelles infrastructures) afin d'accueillir de la production éolienne dans des zones saturées.

C. Quelles sont les effets additionnels de la mesure

1. Implications techno-économique – en général

Avantages :

En plus de l'avantage de maximiser la production éolienne en raison d'une corrélation important entre une production élevée et une capacité de transport supplémentaire identifiée par les DLR, d'autres avantages peuvent être listés :

- Permettre de raccorder plus de clients, notamment les productions décentralisées de type renouvelables dont les délais de réalisation des projets sont plus petits que ceux des investissements réseaux,
- Réduire l'appel à la flexibilité au niveau des productions décentralisées renouvelables dans les périodes d'entretien et/ou d'incident ce qui permet de maximiser la production verte,
- Maximiser l'utilisation de la capacité de transport des lignes aériennes :
 - D'un point de vue local (≤ 150 kV), ceci permet les avantages cités ci-dessus,
 - D'un point de vue transnational (400 kV), les DLR permettent d'augmenter les capacitifs d'import et d'export ce qui permet :
 - une meilleure convergente des prix de l'électricité,
 - d'importer plus de renouvelable venant des pays du nord de l'Europe tout en diminuant la production classique belge (Gaz, Nucléaire).
- Réduire les besoins d'investissement.

Désavantages :

- Augmentation des pertes limitée à la période d'utilisation accrue des assets.

2. Quel rapport existe-t-il avec les autres mesures étudiées dans le cadre d'art. 15.2

Les principes développés dans le cadre des DLR peuvent être repris dans le cadre du Real Time Thermal Monitoring RTTM pour les câbles. Il y a cependant moins d'influence des conditions météorologiques sur la température du câble. L'influence de la possibilité du refroidissement du sol joue par contre un rôle majeur.

L'utilisation accrue de micro-réseau incluant des moyens de production et des dispositifs de stockage et une gestion intelligente des échanges énergétiques pourrait réduire la nécessité d'avoir des capacités de transport élevées et donc des dispositifs de DLR.

3. La mesure dépend-elle de tierces parties

Le GRT décide de manière autonome de la réalisation de cette mesure, à condition que les moyens de fonctionnement nécessaires sont approuvés par le régulateur compétent.

II. Etude quantitative du potentiel

A. Méthodologie pour la détermination du potentiel d'efficacité sur la base des données disponibles

Pour quantifier l'efficacité énergétique apportée par les DLR, il est dans un premier temps nécessaire de quantifier l'apport en capacité de transport des DLR. En raison de l'influence significative des facteurs météorologiques locaux sur l'ampacité maximale, différentes méthodes de quantification sont possibles.

La première méthode la plus simple est une méthode basée sur des données à posteriori. Pour cela, en planification, il est supposé que les DLR apportent une capacité de transport supplémentaire². Au niveau de cette phase le nombre MW supplémentaires raccordables est identifié sur base des marges de sécurité appliquées par le gestionnaire de réseau. Ainsi dans les zones saturées, les productions décentralisées de type éolien sont autorisés à venir se raccorder moyennant l'installation de DLR sur les éléments limitants. Ensuite en fonction des données collectées en temps réel, il est possible de quantifier le nombre de MWh produit grâce à l'utilisation de DLR.

Une seconde méthode consiste à évaluer préventivement l'apport des DLR sur une ligne spécifique. Pour cela, un modèle météorologique doit être utilisé. Ce modèle permettra sur base des données historiques collectées au niveau des stations météo de définir les conditions météorologiques locales au niveau de la ligne aérienne. Ensuite, une évaluation de gain par rapport à la limite statique est possible moyennant des intervalles de confiance.

Il est à noter que dans le cadre de l'installation de DLR au niveau des lignes transfrontières, une prévision à court terme (24 et 48 h) est prévue afin de définir les capacités de transport supplémentaires disponibles en Day-Ahead pour le marché de l'électricité.

Cependant, dans le cadre de l'utilisation de DLR combinée avec la production décentralisée, les méthodes basées sur des prévisions météorologiques ne sont pas utilisées. En contrepartie, des mesures curatives en exploitation sont mises en place pour assurer la fiabilité du réseau en cas de conditions météorologiques défavorables.

Pour les câbles souterrains, l'effet sur la température de la surcharge du câble par rapport à la limite statique peut être calculé au moyen d'un programme informatique. Celui-ci est utilisé pour estimer le potentiel par profil de charge et pour dimensionner le réseau en phase de planification.

Lors de l'exploitation du câble avec des DLR, il est nécessaire de mesurer localement la température des câbles et d'évaluer continuellement lors de ces mesures en temps réel si l'augmentation temporaire de la limite est possible. Des prévisions, par exemple de la production décentralisée, peuvent être utilisées, afin de déterminer le caractère temporaire et la frontière de la nouvelle limite. Il est très important de nuancer que la sécurité du réseau doit toujours être garantie. Les possibilités des DLR doivent donc d'abord être étudiées en détail, avant que les DLR soient implémentés sur les câbles souterrains. Les conséquences techniques doivent être évaluées par rapport aux bénéfices économiques.

² Dans le cadre du projet TWENTIES, le gain des DLR a été quantifié en moyenne à 10 – 15 % par rapport à la limite statique (<http://www.twenties-project.eu>)

EED – Raccordement avec accès flexible

1 Introduction

Le nombre d'unités de productions décentralisées, souvent d'origine renouvelable comme le vent ou le soleil, a considérablement augmenté ces dernières années et continuera d'augmenter dans les années à venir. Ces productions de puissance souvent inférieure à 25 MVA sont généralement raccordées dans le réseau de distribution ou à l'interface des réseaux de distribution et transport, mais affectent également les réseaux de transport, que ce soit en termes de planification de réseau ou gestion opérationnelle.

En particulier, le refoulement de puissance vers la HT, résultat d'un excédent de production locale, conduit dans certaines régions à une saturation du réseau de transport (y compris au niveau des postes d'interface HT/MT) et dès lors à un épuisement de la capacité d'accueil de ces productions dans les postes MT.

Le renforcement systématique du réseau HT s'avère être une solution peu optimale pour la communauté, que ce soit d'un point de vue économique ou encore environnemental. Le caractère intermittent des productions d'origine renouvelable, comme les éoliennes, conduit en effet à un taux d'utilisation de l'infrastructure relativement faible. Par ailleurs, le planning de raccordement des productions est souvent peu compatible avec les délais nécessaires au renforcement de l'infrastructure.

Les critères de raccordement classiquement utilisés pour le réseau HT (basés sur la règle communément admise du « N-1 ») sont dans ce cadre amenés à évoluer vers des concepts de flexibilité et gestion active du réseau (et des productions).

2 Principes généraux

2.1. Accès traditionnel

La capacité offerte dans le cadre d'un raccordement avec accès traditionnel correspond à la valeur de puissance qui peut être produite en situation N-1 en un point du réseau (accès redondant).

Par situation N-1, on entend toute situation de réseau avec indisponibilité d'un élément de réseau, que ce soit suite à une coupure planifiée ou suite à un incident.

Par élément de réseau, on entend les éléments de type travée, transformateur, ligne ou câble ; la perte d'un pylône, d'un jeu de barres ou d'un couplage ne sont pas pris en compte ici.

2.2. Accès flexible en N-1

Compte tenu que l'occurrence d'une situation N-1 est relativement faible, vient l'idée d'assouplir les critères d'acceptation de production et d'offrir, plus rapidement et sans investissements complémentaires, un raccordement avec accès flexible en situation N-1.

La capacité offerte dans le cadre d'un raccordement avec accès flexible en N-1 correspond à la valeur de puissance qui peut être produite en situation N en un point du réseau (accès non redondant), en supplément à la capacité dite traditionnelle.

En situation N-1, une surcharge temporaire (dont la durée et l'amplitude sont fonction de l'élément de réseau) est admise. Elia peut dans ce cas temporairement introduire une limitation du niveau de production³ ou déclencher l'unité afin de supprimer la surcharge, et ainsi garantir la sécurité et la fiabilité d'alimentation des autres utilisateurs de réseau.

La gestion des productions à accès flexible nécessite principalement deux types d'investissements :

³ Aujourd'hui, il s'agit exclusivement de la puissance active

- un système local à installer dans les postes Elia qui détecte le niveau de surcharge des transformateurs HT/MT et provoque le déclenchement de la production avec accès flexible, principalement en cas de panne sur une installation.
- Un système central à installer dans les dispatchings qui surveille l'apparition d'une surcharge sur le réseau des lignes de transport, calcule le délestage optimal des productions avec accès flexible, envoi une consigne avec le niveau de production imposé à ces producteurs. En complément, un système de réception et de traitement de la consigne de production envoyée par Elia doit être installé chez chaque producteur.

3 Initiatives – Potentiel par région

3.1. Wallonie – étude REDI

L'étude REDI (Réseaux électriques durables et intelligents) a été coordonnée et animée par la CWaPE, sur base d'une lettre de mission du Ministre en charge de l'énergie. Les résultats de cette étude ont été publiés en 2012. Les différents gestionnaires de réseaux (Ores, Tecteo et Elia) ont participé à cette étude. Celle-ci comprenait également trois groupes de travail (Productions décentralisées; Consommateurs finals ; Coût-bénéfice des investissements réseau) afin de permettre à tous les acteurs de participer à la réflexion.

Afin de contribuer aux objectifs 20-20-20 de l'Union Européenne, la Wallonie s'est doté d'un objectif de 11 TWh d'électricité verte produite en Wallonie à l'horizon 2020 par la fixation d'un quota de 37,9% en 2020. Cet objectif est ventilé par filière de la manière suivante :

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

La CWaPE a défini un scénario de répartition par niveau de puissance, par type d'énergie renouvelable, qui conduit à l'installation de productions décentralisées pour une puissance totale de 4122 MW en 2020 par rapport au 1926 MW installés en 2013.

Une avancée développée dans les groupes de travail REDI consiste à la généralisation du principe d'accès flexible des unités de production décentralisée de manière à assurer la sécurité du réseau. Cette approche a pour avantage :

1. de permettre le raccordement des productions RES sans attendre la réalisation d'un projet de renforcement du réseau de transport ;
2. de contribuer directement à l'objectif RES, objectif en quantité d'énergie produite et non en quantité de puissance installée pendant la plupart du temps où le réseau n'est pas saturé ;
3. de mieux utiliser la capacité d'existante des réseaux et de diminuer ainsi les charges des investissements de renforcement.

Ce faisant, le potentiel détecté pourrait être raccordé au réseau à un coût estimé entre 180 M€ et 250 M€ d'ici 2020.

Les conclusions du rapport REDI recommandant une généralisation de la flexibilité pour toutes les nouvelles unités de production ont en grande partie été intégrées dans la révision du décret électricité d'avril 2014. Ce décret prévoit en outre d'octroyer une compensation au producteur d'électricité verte pour les pertes de revenus dues aux limitations d'injection imposées par le gestionnaire de réseau, sauf dans les situations d'urgence ou lorsque le raccordement et/ou la capacité d'injection demandée, excédentaire par rapport à la capacité d'injection immédiatement disponible, est jugé non économiquement justifié. Sur la base d'une analyse coût-bénéfice, la CWaPE évalue le caractère économiquement justifié d'un projet de raccordements.

3.2. Flandre – Etude gestionnaires de réseau en collaboration avec la VITO

L'objectif de cette étude, publiée en septembre 2012, est de mieux comprendre les besoins futurs du réseau, afin d'atteindre les objectifs 20-20-20 en Flandre. Cette étude est une initiative des gestionnaires de réseau de distribution Eandis et Infrax et du gestionnaire du réseau de transport (local) Elia - au sein de la plateforme réseaux intelligents. L'implantation actuelle des projets d'énergies renouvelables sur une base 'ad hoc' le rend par ailleurs très difficile pour les gestionnaires de réseau de réaliser les adaptations et investissements au réseau de façon structurée et rentable et de les planifier proactivement.

Technologie	Beleidsdoelstelling 2020 Vlaams gewest	Geïnstalleerd in 2010
Zon	2 774 MW	676 MW
WKK	3 000 MW	1 799 MW
Wind	1 060 MW	264 MW

A cet effet, l'on a demandé à la VITO, en tant qu'expert indépendant, de réaliser une estimation et une ventilation géographique du potentiel pour les énergies renouvelables (éolien et PV) et pour la cogénération en Flandre en 2020. Ce potentiel était en premier lieu lié aux possibilités du réseau existant chez le gestionnaire de réseau le plus approprié. Ensuite, l'on a calculé quels coûts sont liés au raccordement au réseau (réseau de distribution, réseau de transport local ou réseau de transport), au fait de prévoir la capacité de transformation nécessaire du réseau de distribution vers le réseau d'Elia, ainsi qu'à l'augmentation de la capacité du réseau de transport local ou du réseau de transport. Finalement, une comparaison a été établie avec les objectifs proposés fin juin 2012 par le Gouvernement flamand.

3.2.1. Potentiel en Flandre pour raccorder la production décentralisée

Cette étude démontre que les réseaux existants disposent déjà d'une capacité considérable pour raccorder les moyens de production décentralisée. Globalement, nous pouvons conclure que les objectifs fixés par la Région flamande, peuvent être atteints, moyennant les investissements adéquats dans l'infrastructure du réseau. Le coût pour la communauté peut cependant varier fortement en fonction des choix opérés et de la politique menée, tant au niveau régional que provincial, tant en ce qui concerne l'énergie que l'aménagement du territoire.

3.2.2. Actions nécessaires pour pouvoir utiliser le potentiel

Les résultats de l'étude VITO, combinés avec les conclusions des gestionnaires de réseau, mènent au constat que le coût social supplémentaire total au niveau du réseau de transport, du réseau de transport local et des raccordements de clusters d'éoliennes pourrait être réduit jusqu'à 80% (de 189 jusqu'à 34 M€ pour 800 MW), si l'on tient compte uniquement des objectifs fixés par le Gouvernement flamand ET si les démarches suivantes sont prises:

1. Un choix politique clair pour certaines zones et une approche systématique du développement.
2. Maximaliser l'utilisation de l'infrastructure du réseau existante en
 - a. intégrant un "signal de localisation" dans les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération;
 - b. appliquant les raccordements avec un accès flexible.

3. Le développement d'un plan pluriannuel pour le déploiement de l'infrastructure pour la production décentralisée.

Moyennant une vision à long terme soutenue par les autorités compétentes relative à l'intégration de sources d'énergie renouvelables, une gestion géographique adaptée de nouveaux projets et les moyens pour garantir une gestion active (via des raccordements avec un accès flexible) de la production, il est possible que les gestionnaires de réseau établissent avec succès un développement optimal des réseaux.

Lorsqu'une telle politique est établie, les gestionnaires de réseau peuvent s'engager à fournir les informations nécessaires aux décideurs politiques, à l'aide d'une mise à jour régulière de l'étude de capacité d'accueil. L'étude VITO qui constitue la base pour l'étude des gestionnaires de réseau, dépend en effet fortement de la politique relative à l'aménagement du territoire et à l'environnement. Si cette politique est sujette à des changements, il y aura également une forte influence sur le calcul du coût final. L'évolution des réseaux, des objectifs politiques adaptés, un changement dans la technologie des productions décentralisées, etc. peuvent également contribuer à une adaptation dans la façon de raccordement optimale ou au moindre coût social. Tout ceci impacte les résultats de l'étude et les plans d'investissement futurs.

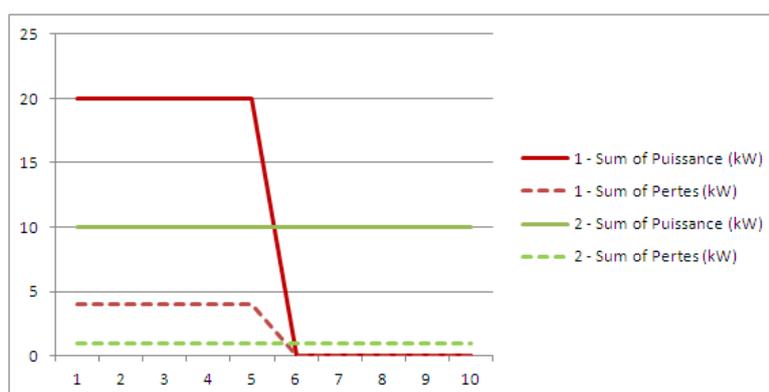
Etude des mesures pour l'efficacité énergétique: Impact des tarifs adaptés sur l'efficacité énergétique de l'infrastructure du réseau

Champ d'application de la mesure	Réseau de transmission et de distribution d'électricité
Type de mesure	Mesures pour faciliter un comportement adapté des utilisateurs du réseau

I. Description qualitative de la mesure :

A. Quelle est la mesure dont le potentiel est étudié

L'achat des pertes électriques en réseau représente un coût important pour les GRD. Ces pertes sont liées aux flux d'énergie dans le réseau des GRD. Elles dépendent non seulement des volumes de ces flux, mais également de leur profil : un volume réparti de manière constante sur une période de temps conduit à deux fois moins de pertes électriques que ce même volume réparti de manière constante sur la moitié de la période. A la base, le phénomène s'explique par le fait que les pertes sont proportionnelles au carré de la puissance dans un câble. Le schéma ci-dessous illustre ce principe : on y voit l'évolution dans le temps de deux profils de puissance ainsi que ceux des pertes associées.



Par des simulations théoriques et en se basant sur des études existantes relatives au potentiel de déplaçabilité des charges, l'objectif de l'étude est de montrer dans quelle mesure l'adaptation de comportements via incitants tarifaires peut ou non influencer les pertes en réseau. Et si oui, dans quelle mesure. L'étude abordera également succinctement l'impact financier pour le GRD, par exemple si l'achat des pertes se fait sur base d'un prix jour et d'un prix nuit.

B. Comment cette mesure augmente-t-elle l'efficacité

Pour un gestionnaire de réseau, un profil de consommation plat est le profil le plus intéressant, qui a la meilleure valeur techno-économique:

- Planning et exploitation du réseau le plus simple et le moins cher
- Le moins de pertes pour le même volume d'énergie transporté

Un profil de consommation plat peut être réalisé par :

- Effacer les pics de consommations et déplacer les pics
- Accorder la production locale avec la demande locale et de cette façon garder l'échange avec le réseau le plus uniforme possible et la distance sur laquelle l'énergie doit être transportée le plus court possible.

C. Quelles sont les effets additionnels de la mesure

1. *Technische economische implicaties algemeen*

Complémentairement à l'impact sur les pertes, l'augmentation de l'utilisation d'un câble pourrait permettre de dimensionner celui-ci autrement en cas de nouvel investissement.

2. *Quel rapport existe-t-il avec les autres mesures étudiées dans le cadre d'Art. 15.2*

La réduction des pertes en ligne est étroitement liée à l'amélioration de la qualité de la tension.

II. Etude quantitative du potentiel

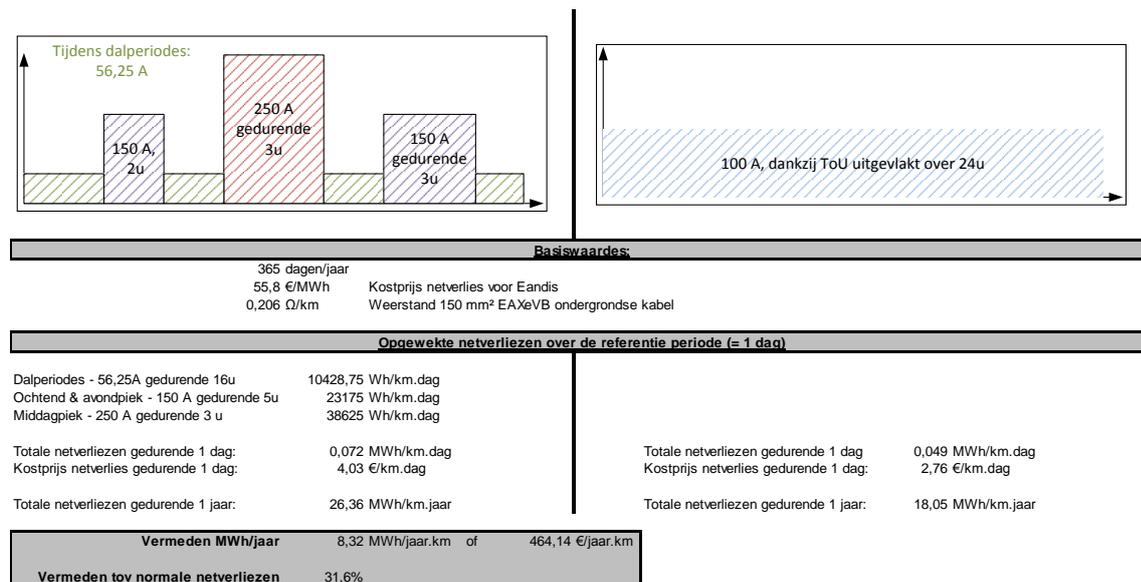
A. Simulation du potentiel d'efficacité sur base des réseaux théoriques et des données disponibles

Les simulations théoriques cibleront en particulier deux cas :

- Déplacement de la consommation vers une plage de nuit (un moment avec consommation réduite), par exemple de 2 à 5 heures du matin, par un tarif attractif à ces heures
- Déplacement de la consommation vers les heures avec production PV. Deux outils tarifaires seront étudiés :
 - Tarif de prélèvement pour le producteur PV : impact de l'autoconsommation sur les pertes réseau
 - Tarif attractif pour le consommateur sans PV. L'aspect dynamique ou non sera étudié ici : dans quelle mesure les pertes pourraient-elles augmenter et non diminuer si le tarif attractif est aussi proposé les journées sans soleil.

Les simulations se baseront sur un réseau théorique BT équilibré comportant des consommateurs et prosumers. Le comportement des consommateurs sera à la base modélisé par les profils SLP, celui des producteurs par les profils SPP connus à ce jour. Différents scénarii permettront de présenter un résultat moyen représentatif.

Une estimation du potentiel théorique des pertes de réseau évitées pour un profil de consommation complètement plat est montrée dans la figure ci-dessous.



B. Conditions préalables et remarques sur le potentiel théorique

1. Le tarif du réseau n'est qu'une partie du Business Case du consommateur d'énergie

Des tarifs de réseau adaptés peuvent encourager une consommation continuellement uniforme. Toutefois, le potentiel réel des tarifs des réseaux ne peut pas être surestimé étant donné que le consommateur sur le réseau tient compte non seulement de la totalité de la facture d'électricité et ses efforts, mais également d'autres éléments (i.e. confort, coût de l'achat de machine à laver flexible, séchoir, ...) en composant son business case personnel. En dehors des tarifs de réseau adaptés comme composant important de la facture d'électricité, le fournisseur introduira des incitations tarifaires dans le cadre de la demande/réponse. La mesure dans laquelle les incitations tarifaires du réseau et de l'énergie se passent en parallèle ou non, renforcera, réduira ou même détruira l'effet des tarifs adaptés.

2. Le potentiel du déplacement de la demande est étroitement lié au potentiel des appareils flexibles qui sont à la disposition du consommateur.

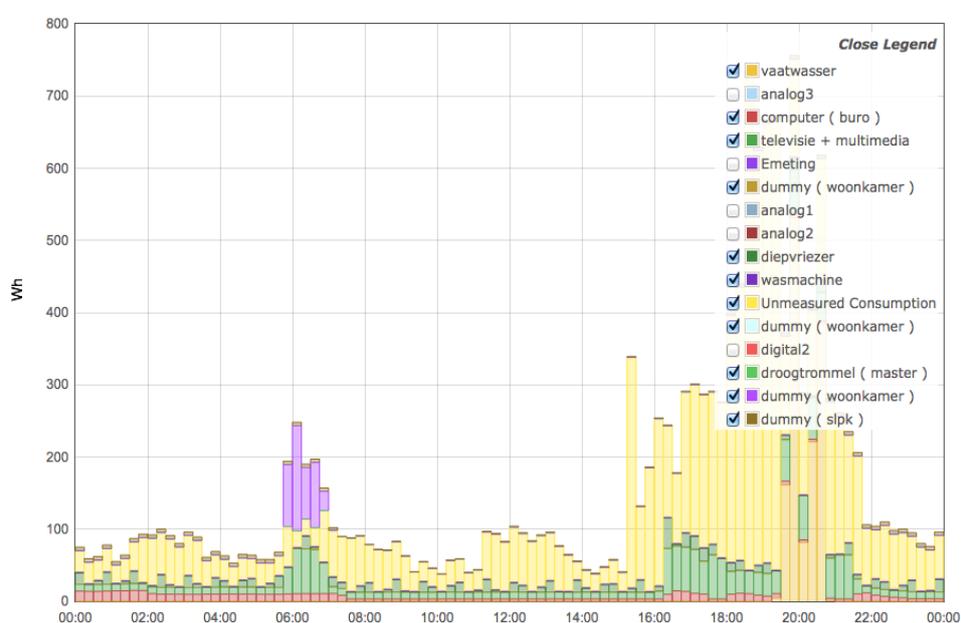
Un potentiel plus correct et lié à la réalité de l'amélioration du potentiel de l'efficacité par un comportement adapté des utilisateurs de réseau peut possiblement être réalisé par des simulations pendant lesquels les consommations sont déplacées de façon réaliste. Dans ce cas, il est difficile d'estimer la grandeur des certaines hypothèses, mais ces dernières ont une influence importante sur le résultat :

- La quantité de l'énergie qui peut être déplacée
- Quelle est la possibilité de la réduction du pic ?

- Quantité de l'autoconsommation locale (= quantité de l'énergie consommé par les propriétaires de PV est consommé localement automatiquement). Sans motivation, cette quantité est maximum 30%⁴
- Quelle est l'importance du rebound effect ? (=combien d'énergie sera consommée en plus après une période de consommation réduite ?)

Expériences du projet Linear

Le projet⁵ Linear nous apprend que la consommation d'une famille moyenne dépend d'un nombre d'appareils, dont quelques-uns seulement disposent d'un interrupteur on/off en fonction du temps. La plupart de la consommation d'électricité pendant la journée provient des consommations "fixes" (consommation des veilleuses, l'éclairage, télévision + multimédia, ordinateurs, ...). Il est quasi impossible de déplacer cette consommation en fonction du temps. Grosso modo, les parties rouges, vertes et jaunes dans la figure ci-dessous représentent ces consommateurs fixes.

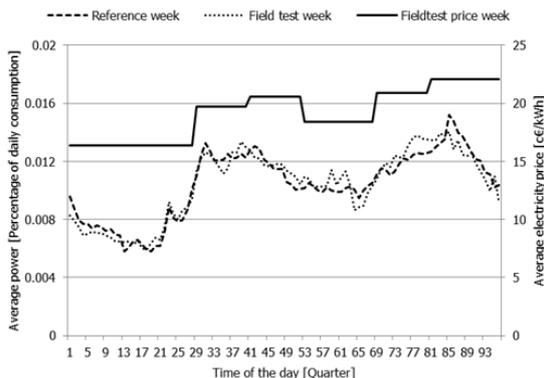


Consommation d'une famille moyenne par composant.

- On peut en déduire que créer un profil de consommation plat sur base des appareils présents dans un ménage moyen est impossible.
- La figure ci-dessous indique quel déplacement est possible: les déplacements dans cette figure ont été obtenus suite à l'envoi des tarifs ToU (Time-of-Use).

4 Résultat d'une étude du IWT Tetra project: D3O (Decongestion du réseau de distribution par le stockage décentralisé) et "Sizing and grid integration of residential PV battery systems", J. Weniger, IRES 2013

⁵ <http://www.linear-smartgrid.be/>

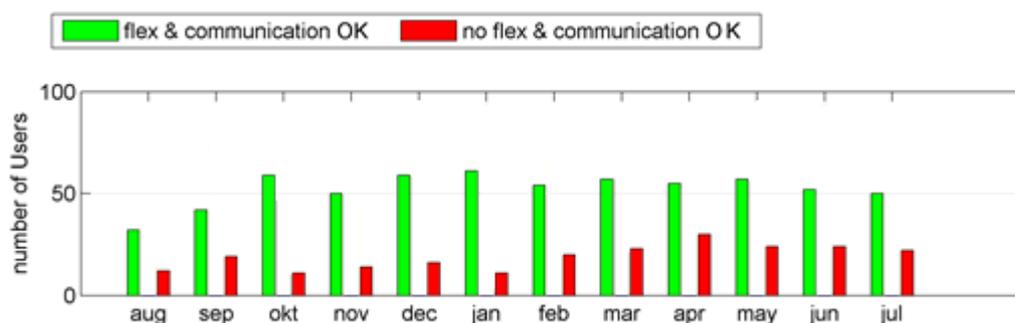


- Les clients peuvent uniquement adapter leur consommation par moyen des lave-vaisselles, machines à laver et séchoirs. Le graphique montre que l'impact sur la pointe du soir ne peut être réduite que de façon limitée et que l'augmentation de la consommation pendant la pointe est très limitée.
- Nous voyons que ces tarifs ToU peuvent également générer de nouvelles pointes de consommation (voir les quarts d'heure 37 et 61).

3. Les motivations doivent être assez importantes et automatisées

Les principes de ToU demandent un suivi soutenu de la part des utilisateurs des signaux tarifaires. Le projet Linear nous apprend que le "user fatigue" est un facteur important pour les chances de réussite du ToU.

"User fatigue" veut dire que les utilisateurs montrent initialement un grand enthousiasme pour appliquer le ToU, mais qu'ils se désintéressent après quelque temps. Ce désintérêt dépend entre autre de la complexité du ToU, l'avantage financier. Le potentiel de l'efficacité énergétique par des tarifs adaptés est sensiblement réduit par ce phénomène. Au plus complexe le ToU (GRD, fournisseur, éventuellement un autre acteur comme l'agrégateur, ...), le plus important le "user fatigue" et le plus bas la chance de réussite du ToU. Un système automatisé avec une interface qui est facile à l'emploi peut partiellement solutionner ce problème. La "fatigue" est démontrée dans la figure ci-dessous du projet Linear. La figure montre le nombre d'utilisateurs qui fait tourner le séchoir de façon flexible. Les résultats sont repris pour une année. Le nombre de consommateurs raccordés qui ne met plus la flexibilité à disposition, augmente dans le courant de l'année.



Expérience du REDI

En Wallonie, le projet REDI initié par la CWAPE a entre autres mis en lumière des potentialités de déplacement de la charge dans le secteur résidentiel. Le rapport complet est disponible sur <http://www.cwape.be/docs/?doc=610>. Les éléments ci-dessous sont extraits du paragraphe 5.3.1. On parle ici uniquement d'un potentiel « disponible » en fonction du parc d'appareils associé à différents types de client. Il n'y a donc pas de prise en compte de l'aspect sociologique (lien entre les appareils et les usages qui en sont faits) ni de l'aspect économique (la valorisation associée à la flexibilité). Ces deux aspects ont pour effet de réduire le potentiel disponible et à un potentiel « réalisable » d'un point de vue socio-économique

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

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

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

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

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

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

Table 10 - Déplaçabilité des usages électriques

La configuration 1 correspond à la situation actuelle :

		Consommation totale (GWh) 2010						Total en %	
		Da	Db	Dc	Dc1	Dd	De		Total
TOTAL		39	308	1352	1485	2482	999	6665	100%
Déplaçable	NON	39	308	1352	1373	1781	580	5433	82%
	15'	0	0	0	0	0	0	0	0%
	1 h	0	0	0	0	0	0	0	100%
	4h	0	0	0	112	123	19	255	4%
	15h	0	0	0	0	578	400	977	15%
Total déplaçable		0	0	0	112	701	419	1232	18%
Dont été		0	0	0	112	701	107	920	14%
Dont hiver		0	0	0	112	701	419	1232	18%

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

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

		Consommation totale (GWH) 2020						Total en %
		Da	Db	Dc	Dd	De	Total	
TOTAL		74	502	3 792	3 092	793	8 253	100%
Déplaçabl e	NON	0	476	3 229	1 528	238	5 546	67%
	15'	0	0	0	0	0	0	0%
	1 h	0	0	0	0	0	0	0%

44

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

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

Etude des mesures pour l'efficacité énergétique: Le gaz naturel: Applications innovatrices du gaz

Champ d'application de la mesure	Réseau de transmission et de distribution de gaz naturel
Type de mesure	Mesures pour faciliter un comportement adapté des utilisateurs du réseau Utilisation optimale du réseau gaz existant

I. Description qualitative de la mesure :

A. Quelle est la mesure dont le potentiel est étudié

Monitoring du développement et de la mise en oeuvre d'applications alternatives et innovatrices du gaz naturel :

- Power-to-Gas (P2G): conversion d'énergie électrique venant de sources d'énergie renouvelables en gaz (H₂) par électrolyse, éventuellement suivie par la production de CH₄ par une réaction avec du CO₂. Ensuite, ce gaz peut être injecté dans le réseau de transport ou de distribution du gaz naturel ou être consommé localement.
- Production Biométhane (méthane + autres composants) par fermentation ou gazéification de matières organiques. Après une épuration éventuelle et valorisation, ce gaz peut être injecté dans le réseau de transport ou de distribution du gaz naturel ou être consommé localement.
- Micro-cogénération jusqu'à 20 kW pour utilisation domestique ou PME.
- Pompe à chaleur alimentée par un moteur au gaz ou par un bruleur à gaz pour utilisation domestique.
- Véhicules CNG (sur base de bio-CNG ou pas)

B. Comment cette mesure augmente-t-elle l'efficacité

- L'utilisation de l'infrastructure de gaz naturel pour de nouvelles applications innovatrices.
- Power-to-Gas (P2G):
 - Le gaz produit par une énergie éolienne ou solaire permet de réduire la consommation de combustibles fossiles. Lors de la production du gaz naturel synthétique, on obtient un gaz naturel neutre en CO₂.
 - Une conversion simple (sans nécessairement de reconversion en électricité) signifie moins de pertes.
 - Utilisation rationnelle du surplus d'énergie électrique renouvelable.

- Injection du gaz produit dans les installations existantes de stockage et de transport du gaz naturel existant ; de cette façon, on évite un investissement éventuel dans le réseau de transmission ou de distribution électrique.
- Biométhane: En fonction de la méthode de production, le biométhane permet de réduire les émissions de CO₂ jusqu'à 80%.
- μ-cogénération et pompe à chaleur au gaz : ces deux technologies ont un meilleur rendement énergétique par rapport aux méthodes de chauffage conventionnelles.
- Les véhicules CNG ont des émissions well-to-wheel plus faibles que la plupart des autres alternatives. Les véhicules Bio-CNG ont l'émission well-to-wheel la plus basse de toutes les alternatives.

C. Quelles sont les effets additionnels de la mesure

1. Implication technico-économiques – en général

Avantages :

- La diminution de la dépendance de la Belgique/l'Europe au pétrole.
- Valorisation de l'efficacité énergétique du réseau de gaz naturel existant
- Augmentation de la santé publique et du bien-être grâce à la diminution des émissions de particules fines.
- Contribution à l'objectif européen en termes d'émissions.
- Équilibrage du réseau électrique
- Élargissement du réseau électrique

Désavantages :

Technologies innovatrices :

- Les frais d'investissement pour ces nouvelles technologies sont élevés compte tenu du marché limité.
- Un R&D supplémentaire est probablement nécessaire en fonction de la maturité des technologies.

2. Quel rapport existe-t-il avec les autres mesures étudiées dans le cadre de l'Art. 15.2

- Le biométhane ou le gaz provenant de la technologie de P2G peut être utilisé comme combustible de transport. De cette façon, la totalité des émissions diminue encore plus.

3. Cette mesure, dépend-elle de tiers

- Ces nouvelles technologies doivent continuer à être développées afin de permettre leur mise sur le marché à des prix compétitifs) → fabricants des installations.
- Pompe à chaleur au gaz et μ -cogénération : le client final doit décider d'acquérir de telle installation → client final
- P2G et biométhane : des projets pilotes devraient être mis en place → exploitant installation, producteur d'énergie renouvelable (P2G), gestionnaire du réseau de transmission d'électricité (P2G).
- Il faut également un cadre législatif et réglementaire afin :
 - d'encourager le consommateur à choisir ces applications gaz innovatrices.
 - de permettre aux industriels de produire du gaz à un prix compétitif par rapport au gaz naturel grâce à ces nouvelles applications → Autorités belges et européennes.
 - d'optimiser les mécanismes de soutien existant.
 - de développer un mécanisme pour l'échange transfrontalier du biométhane à l'échelle européenne.

II. Etude quantitative du potentiel

A. Méthodologie pour la détermination du potentiel d'efficacité sur base des données disponibles

La totalité du potentiel du marché et le potentiel d'efficacité y afférent n'ont pas encore été établi en tant que tel, étant donné qu'il s'agit ici de technologies innovatrices et qu'un développement du marché est nécessaire en premier lieu.

Etude des mesures pour l'efficacité énergétique: Le gaz naturel comme carburant alternatif pour véhicules

Champ d'application de la mesure	Réseau de transmission et de distribution de gaz naturel
Type de mesure	Mesures pour faciliter un comportement adapté des utilisateurs du réseau Utilisation optimale du réseau gaz existant

I. Description qualitative de la mesure :

A. Quelle est la mesure dont le potentiel est étudié

L'utilisation de gaz naturel comme carburant pour le transport sur la route et le transport maritime :

- CNG (Compressed Natural Gas) pour véhicules (voitures, camionnettes, camions légers) comme alternative à l'essence ou au diesel ;
- LNG (Liquified Natural Gas) pour camions (transport longues distances ou camions heavy-duty) comme alternative au diesel;
- LNG pour les navires maritimes et le transport fluvial comme alternative au heavy fuel oil (HFO).

B. Comment cette mesure augmente-t-elle l'efficacité

- L'utilisation du gaz naturel comme carburant pour le transport sur la route permet de diminuer les émissions de CO₂ de 27% par rapport à l'essence et de 12% par rapport au diesel. Lors de l'utilisation de biométhane, la réduction des émissions de CO₂ peut atteindre 80% dépendant du processus de production du biogaz.
- Les véhicules CNG ont une émission well-to-wheel plus basse que de nombreuses autres alternatives. Les véhicules Bio-CNG ont l'émission well-to-wheel la plus basse de toutes les alternatives.
- LNG pour le transport maritime : l'émission de CO₂ est 20% plus basse par rapport au HFO.

C. Quelles sont les effets additionnels de la mesure

1. Implications technico-économiques – en général

Avantages :

- Valorisation de l'efficacité énergétique du réseau de gaz naturel existant grâce à des nouvelles applications du gaz naturel.
- Amélioration de la qualité d'air :
 - Les émissions en NO_x d'un véhicule au gaz naturel sont réduites de 70% . De plus, les émissions en particules fines d'un véhicule au gaz naturel sont négligeables (particulate matter, PM).
 - Au niveau du transport maritime, la réduction en NO_x peut atteindre 90 % par rapport au HFO. Les émissions en particules fines et en SO_x sont également négligeables par rapport au HFO.
- Réduction des nuisances sonores : un véhicule au gaz naturel génère environ 50% de bruit en moins (camions).
- Lutte contre le changement climatique.
- Augmentation de la santé publique et du bien-être.
- Diminution de la dépendance belge/européenne par rapport au pétrole.
- Intégration de sources d'énergies renouvelables par l'utilisation de biométhane dans le secteur de transport.
- Contribution à l'objectif européen en termes d'émissions.

Désavantages:

Exige des investissements en :

- Infrastructures de ravitaillement (stations, bunkering).
- Véhicules CNG/LNG et navires LNG (conversion du matériel existant ou achat de nouveau matériel).

2. Quel rapport existe-t-il avec les autres mesures étudiées dans le cadre de l'Art. 15.2

- L'utilisation du biométhane a un impact positif sur la réduction des émissions de CO₂.
- Si le LNG ou CNG est dérivé d'un gaz qui a été produit au moyen de la technologie « Power to Gas », il s'agit d'une valorisation d'énergie renouvelable.

3. La mesure, est-elle dépendante de tiers

Oui, pour permettre le développement du gaz naturel comme carburant, il faut satisfaire à ce qui suit :

- Disponibilité de véhicules CNG/LNG ou navires LNG qui satisfont aux spécifications techniques (puissance suffisante, autonomie, ...) à un prix compétitif → fournisseurs et constructeurs de véhicules et de navires.
- Développement d'une infrastructure de ravitaillement (stations, bunkering) → Ports, distributeurs de fuel, investisseurs, ...
- Existence d'un cadre législatif et réglementaire afin d'obliger ou d'encourager l'utilisation du gaz naturel comme carburant alternatif → autorités belges et européennes.

II. Etude quantitative du potentiel

A. Méthodologie pour la détermination du potentiel d'efficacité sur la base des données disponibles

- CNG/LNG pour le transport routier : les objectifs pour le taux de pénétration du gaz naturel comme carburant⁶ de 2020 à 2030 ont été établis sur base du taux de pénétration actuel dans les autres pays européens où le gaz naturel est déjà bien présent en tant que carburant (Allemagne, Italie). En tenant compte de la totalité de la flotte de véhicules en Belgique, cela donne les objectifs suivants :

	2020	2025	2030
Véhicules CNG [#]	110.000	240.000	540.000
Camions LNG [#]	600	1.500	3.300

Remarque: la réalisation de ces chiffres dépend du développement effectif d'une infrastructure de ravitaillement, de la disponibilité des véhicules et des mesures de soutien des autorités (promotion de carburants alternatifs, climat fiscal favorable,...).

⁶ % de véhicules CNG/LNG par rapport à la flotte totale

Fiche d'étude dans le cadre de la réalisation de la DEE Art. 15.2

- LNG pour le transport maritime: la consommation de LNG en Belgique est estimée sur base du taux de pénétration de LNG (cf. études internationales, DMA) et de la totalité du volume de bunkering en Belgique.

	2020	2025
Consommation de LNG [million m³]	848.632	1.666.154

Remarque: la réalisation de ces chiffres dépend du développement effectif d'une infrastructure de ravitaillement, de la disponibilité des véhicules et des mesures de soutien des autorités (promotion de carburants alternatifs, climat fiscal favorable,...).

Etude de la mesure pour l'efficacité énergétique: Potentiel d'efficacité d'éclairage public

Champ d'application de la mesure	Eclairage public
Type de mesure	Réduction de la consommation d'énergie en utilisant une technologie plus efficace

I. Description qualitative de la mesure:

A. Quelle est la mesure dont le potentiel est étudié

Lors de l'étude pour la mise en place de nouvelles installations d'éclairage public ou pour la transformation d'installations d'éclairage public existantes, le Gestionnaire de réseau propose la technologie d'éclairage la plus efficace, sur la base des exigences de performance minimales pour l'endroit à éclairer et les souhaits de la commune.

B. Comment cette mesure augmente-t-elle l'efficacité

1. Transformation d'énergie en lumière utile

Si l'on utilise une technologie d'éclairage qualitative adaptée, comme la façon de transformer de l'énergie en lumière, une meilleure conduction de la lumière, la durée de l'utilisation ..., alors l'efficacité énergétique augmente.

2. Pertes câble

Le transport de l'électricité s'accompagne toujours de pertes dans les câbles. Ces pertes sont causées par le dégagement de chaleur dans les câbles. La formule suivante est valable ici:

$$\text{Pertes de réseau (W)} \sim RI^2$$

Cette formule démontre clairement qu'en diminuant la puissance, le courant baisse et en conséquence, en cas de sections de câbles égales, les pertes de réseau sont réduites.

C. Quels sont les effets additionnels de la mesure

1. Implications technico-économiques - en général

Avantages:

- Les pertes de réseau sont physiquement transformées en chaleur, ce qui signifie qu'en cas de pertes de réseau élevées, la température du câble augmentera. Une augmentation trop élevée de la température conduit à un vieillissement accéléré du câble. En diminuant les pertes, le câble se réchauffera moins vite et sera donc moins sujet au vieillissement. Le câble présentera moins vite des fautes et aura une plus longue durée de vie.

- Réduire les pertes de réseau engendre à long terme un coût moins élevé pour le GRD et le GRT. Ces pertes de réseau doivent en effet être achetées sur le marché de l'énergie par le GRD et le GRT.

Désavantages:

- De nouvelles technologies électroniques sont plus sensibles à des pannes que les technologies actuelles.

2. *Quel rapport existe-t-il avec les autres mesures étudiées dans le cadre d'Art 15.2*

Les actions suivantes ont pour but d'augmenter encore l'efficacité:

- Ballasts électroniques
- Luminaires LED

3. *La mesure dépend-elle de tierces parties*

Les communes (sauf si propriété du GRD) décident de la réalisation de cette mesure, stimulée ou non par la législation européenne ou régionale ou par des primes d'encouragement. Il y a toujours une croissance moyenne de 40.000 lampes par an.

II. Etude quantitative du potentiel

A. Méthodologie pour la détermination du potentiel d'efficacité sur la base des données disponibles

Pour déterminer une estimation du potentiel d'économie, nous partons d'un inventaire tri-annuel des lampes déployées. Le tableau ci-dessous donne un aperçu de l'éclairage public géré par les GRD:

Lampes éclairage public gérées par les GRD 2011			
Type	#	Puissance [kW]	Efficacité [lm/W]
HgHP	84.892	13.368	43
MHHP	124.309	16.490	80
HgLP	70.973	3.213	63
NaHP	1.056.530	126.307	90
NaLP	445.639	27.176	106
Autres	10.085	938	
Total	1.792.428	187.492	

Si l'on remplace un type de source lumineuse par un type plus efficace, l'on peut le calculer comme suit:

$$\Delta E = \Delta P \cdot t$$

$$\Delta P = P_{\text{HgHP}} \Delta \text{Efficacité}$$

B. Résultats: potentiel d'efficacité de tous les gestionnaires de réseau

Les calculs ci-dessous sont uniquement théoriques et ne tiennent pas compte de l'influence d'autres mesures. Ils ne tiennent pas compte de la hausse du nombre de lampes par an.

1. Transformation d'énergie en lumière utile

Si l'on remplace le type HgHP par NaHP (pas par NaLP pour raison de pertes photométriques dues à la forme de la lampe) avec une durée de fonctionnement d'une nuit entière (4000 heures), l'on obtient après un programme de retrait de 5 ans une économie annuelle de 25 GWh sur une consommation estimée de 730 GWh/an. Ceci correspond à une économie d'environ 3,5%.

Dans certains cas (par la fonction ou les circonstances du domaine public), le niveau d'éclairage requis est trop élevé ou trop bas et un flux lumineux plus élevé (davantage d'énergie) ou un flux lumineux plus bas (moins d'énergie) sera nécessaire, ce qui n'est pas pris en compte.

2. Pertes câble

Les pertes réduites dans les câbles, grâce à la mesure ci-dessus, sont difficiles à déterminer.

Effacité énergétique dans les réseaux de distribution.

Plan d'action de Sibelga

ETUDE EFFECTUEE DANS LE CADRE DE LA DIRECTIVE EUROPEENNE 2012/27/EU SUR L'EFFICACITE ENERGETIQUE ET, PLUS PARTICULIEREMENT, DANS LE CADRE DE L'ARTICLE 15 CONCERNANT LES RESEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ ET D'ELECTRICITE



Table des matières

Introduction	3
1 Impact de l'« interopérabilité » sur l'efficacité Énergétique des réseaux	3
2 Etudes proposées en Synergrid non effectuées par Sibelga	4
2.1 Les transformateurs autorégulés.....	4
2.2 Dynamic Line Rating	4
2.3 Raccordement avec accès flexible	4
2.4 Impact de l'adaptation des tarifs sur l'efficacité énergétique de l'infrastructure du réseau	4
2.5 Consolidation de la consommation dans les infrastructures de gaz naturel – Mise en œuvre d'innovations ou d'alternatives au gaz naturel	4
3 Mesures d'investissements prises par Sibelga pour influencer sur les pertes réseau	5
3.1 Evolution vers une augmentation de la tension du réseau	5
3.1.1 Potentiel	5
3.1.2 Mesure.....	5
3.2 Choix optimal des sections de câbles	7
3.2.1 Potentiel	7
3.2.2 Mesure.....	8
3.3 Emploi de transformateurs à pertes réduites	9
3.3.1 Potentiel	9
3.3.2 Mesure.....	9
3.4 Réduction de notre consommation propre dans les cabines et postes de fourniture.....	11
3.4.1 Potentiel	11
3.4.2 Mesure.....	11
3.5 Réduction des déplacements de personnel grâce au télécomptage / télécommande.....	11
3.5.1 Potentiel	11
3.5.2 Mesure.....	11
4 Mesures de type exploitation en Sibelga.....	13
4.1 Choix orienté d'un point d'ouverture sur une boucle HT.....	13
4.1.1 Potentiel	13
4.1.2 Mesure.....	13
4.2 Exploitation d'un transformateur dans un point de fourniture (//, séparé, hot/cold standby).....	15
4.2.1 Potentiel	15
4.2.2 Mesure.....	15
5 Eclairage public	16
6 Conclusions.....	17
Annexe 1 : Estimation des pertes sur le réseau ELEC.....	18
Annexe 2 : Estimation d'une diminution des pertes possibles suite à l'augmentation de la tension sur nos réseaux.....	19
Annexe 3 : Information didactique sur la conversion de réseaux 3 x 230 V et 3x230 V + N vers des réseaux 3 x 400 V + N.....	21
Annexe 4 : Estimation du gain potentiel lié à la réduction des pertes dues à la pose de câbles 240AL PRC pour l'année 2013.....	26

INTRODUCTION

- Dans son avis 20131122-179 de fin 2013 relatif au plan d'investissement 2014-2018 pour le réseau d'électricité, Brugel a demandé à Sibelga d'effectuer une étude concernant l'efficacité énergétique du réseau d'électricité, comme prévu dans l'article 15 de la directive 2012/27/EU relative à l'efficacité énergétique.
- Cet article 15 a été transposé en droit bruxellois lors de la dernière modification de l'ordonnance électricité publiée le 11 juin 2014. L'article 30 bis §2 21 de l'ordonnance demande en effet à Brugel de « *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 [...]* ».
- Les sujets techniques qui seront abordés dans cette étude doivent être approuvés auparavant par Brugel.
- Cette exigence a été rappelée dans une correspondance du 17/07/2014 dans laquelle étaient définis les délais dans lesquels les livrables de cette étude devaient être fournis :
 - Premier draft : 15/12/2014
 - Rapport final : 31/01/2015
- Pour effectuer cette étude, Sibelga participe à un groupe de travail spécifique en Synergrid qui :
 - établit une liste des sujets à étudier convenus avec les régulateurs,
 - crée une méthode d'approche et un modèle communs pour la rédaction de cette étude,
 - met en place une concertation avec les régulateurs régionaux qui :
 - devront donner leur accord sur la liste des sujets à aborder dans l'étude ;
 - devront suivre les progrès des divers sujets abordés dans l'étude.

1 IMPACT DE L'« INTEROPÉRABILITÉ » SUR L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DES RÉSEAUX

Le concept d'interopérabilité n'est pas défini dans la directive 2012/27/EU. Il pourrait cependant viser l'émergence d'« opérateurs » distincts du gestionnaire de réseau de distribution, actifs dans le pilotage des charges, voire des unités de production raccordées au réseau de distribution. On peut penser en particulier aux FSP (Flexibility Service Providers), aux VPPM (Virtual Power Plant Managers) ou encore aux BRP (Balance Responsible Parties).

Vu qu'il s'agit de phénomènes émergents à Bruxelles, l'impact actuel sur l'efficacité énergétique de la distribution peut être considéré comme négligeable. Nous pensons néanmoins que l'« interopérabilité » pourrait à moyen terme influencer négativement le taux de pertes sur nos réseaux, en l'absence d'un cadre légal et réglementaire adéquat.

Le pilotage d'un nombre croissant de charges flexibles par un petit nombre d'acteurs commerciaux pourrait en effet générer localement un trop grand synchronisme des diagrammes de charges et congestionner un réseau à même de supporter le même transit d'énergie pourvu qu'il soit un minimum diffus. Outre les risques financiers liés soit à des investissements prématurés, soit à des compensations « indues » (dans l'hypothèse où le gestionnaire de réseau de distribution devrait, contre rémunération, demander aux opérateurs de « refoisonner » leurs diagrammes de charges synchrones), l'accroissement du synchronisme à volume constant d'énergie distribuée accroîtrait inéluctablement le volume des pertes et donc l'inefficacité énergétique en réseau. Ce point mérite d'être mentionné.

2 ETUDES PROPOSÉES EN SYNERGRID NON EFFECTUÉES PAR SIBELGA

2.1 Les transformateurs autorégulés

Pour le moment, Sibelga n'est pas confrontée à des problèmes de tension sur le réseau BT pour lesquels les transformateurs autorégulés pourraient offrir une solution.

Sibelga suit attentivement les développements ultérieurs et les prises de position de Synergrid concernant ce genre de transformateurs et elle envisage de continuer à participer au marché fédéral pour l'achat des transformateurs.

2.2 Dynamic Line Rating

Le réseau MT de Sibelga est exclusivement souterrain et, dans ce cas, le concept Dynamic Line Rating n'est pas d'application.

2.3 Raccordement avec accès flexible

Actuellement, le nombre de productions décentralisées reste relativement limité sur le réseau de Sibelga. En tenant compte de la structure du réseau MT – BT et de la localisation (actuelle) de ces demandes, il n'y a pas, pour le moment, d'investissements lourds et spécifiques à faire pour ce type de production. Le raccordement au réseau se réalise en général sans changement majeur dans le réseau de distribution. Dans ce contexte, il n'est pas opportun aujourd'hui de mettre en place des mécanismes complexes pour évaluer l'impact positif d'un raccordement flexible au réseau.

Dans le cadre des divers groupes de travail au sein de Synergrid, Sibelga suit les évolutions technologiques en cours, ainsi que les différents projets pilotes initiés par les autres GRD en concertation avec Elia.

2.4 Impact de l'adaptation des tarifs sur l'efficacité énergétique de l'infrastructure du réseau

Sibelga participe à une étude, mandatée par BRUGEL, dans laquelle :

- dans une première phase, on vérifie s'il est possible de gérer la consommation des divers types de consommateurs à Bruxelles ;
- et dans une deuxième phase, on vérifie l'impact potentiel de cette gestion sur la possibilité de postposer le renforcement des infrastructures existantes.

2.5 Consolidation de la consommation dans les infrastructures de gaz naturel – Mise en œuvre d'innovations ou d'alternatives au gaz naturel

Sibelga observe avec attention l'évolution des nouvelles technologies et des nouvelles applications mises en œuvre dans le domaine du gaz naturel, en particulier ce qui peut avoir un impact possible sur ses réseaux. Actuellement, nous n'envisageons aucune initiative propre en la matière.

3 MESURES D'INVESTISSEMENTS PRISES PAR SIBELGA POUR INFLUER SUR LES PERTES RÉSEAU

3.1 Evolution vers une augmentation de la tension du réseau

3.1.1 Potentiel

Le total des pertes d'énergie électrique sur le réseau de Sibelga peut être évalué à 3,11 % de l'énergie injectée, soit 165 GWh par an (voir annexe 1).

Ce taux est jugé faible mais il va de soi qu'une telle quantité de GWh appelle une réflexion sur la maîtrise de ces pertes, tant dans la gestion que dans le développement de nos réseaux.

Conformément à la méthode simplifiée de calcul du potentiel de diminution des pertes réseau suite à l'augmentation de la tension, méthode décrite dans les études SYNERGRID, l'abandon des réseaux 6,6 et 5 kV ainsi que le passage progressif du réseau 230 V vers le 400 V auront – ou pourraient avoir – un impact positif sur la diminution des pertes réseau (voir annexe 2).

3.1.2 Mesure

Sibelga n'a pas aujourd'hui de critère d'investissement qui vise uniquement à augmenter la tension de distribution dans ses réseaux en vue d'y limiter les pertes d'énergie.

Toutefois, l'augmentation de la tension sur le réseau peut être considérée comme une solution possible aux problèmes de qualité de la tension (les chutes de tension).

En ce qui concerne la basse tension, actuellement, les nouveaux réseaux ainsi que les raccordements spécifiques sont toujours réalisés en 400 V.

En moyenne tension, Sibelga a établi, en accord avec Elia, un planning pour l'abandon progressif à Bruxelles des tensions de distribution 5 et 6,6 kV.

Cette vision à long terme de l'évolution des réseaux vers le 11 kV est basée, d'une part, sur le vieillissement « naturel » de ces réseaux et, d'autre part, sur la décision d'Elia de ne plus investir dans les tensions inférieures à 11 kV (ce qui voudrait dire que Sibelga devrait, à terme, prendre elle-même en charge l'alimentation et/ou le secours de ses réseaux, si ces tensions étaient maintenues).

A titre d'information, dans le réseau de Sibelga, il existe encore 54 transformateurs mono-tension 5 kV et environ 888 transformateurs mono-tension 230 V, soit respectivement 2% et 27 % du parc.

L'évolution du réseau MT :

La vision structurelle future de Sibelga est d'harmoniser les tensions de distribution MT vers le 11 kV.

Une étude conjointe avec Elia a été réalisée et les modalités pratiques de sortie des réseaux 5 et 6,6 kV ainsi que les différentes échéances ont été fixées par point d'interconnexion.

La décision prise implique qu'à l'horizon 2030, les tensions de distribution 5 et 6,6 kV auront disparu au profit des réseaux 11 kV.

Au-delà des aspects liés à l'élimination des câbles, des équipements vétustes de Sibelga et des transformateurs en fin de vie appartenant à Elia et qui alimentent encore nos réseaux, cela nous permettra par la même occasion de réaliser une optimisation de la structure du réseau de distribution.

En effet, les trajets des câbles seront alors rationalisés et les câbles vétustes seront remplacés par des câbles de section plus importante (240 Al PRC monopolaire). Ces travaux combinés avec le passage à une tension supérieure d'exploitation (11 kV dans notre cas) ont un impact direct sur les pertes dans le réseau. Cependant, si la réduction des longueurs de câbles ainsi que l'augmentation de la tension font diminuer les pertes, par contre, la connexion de plus de puissance sur les réseaux 11 kV existants pourrait faire augmenter les pertes sur ces réseaux. De ce fait, une estimation réaliste de l'impact net sur les pertes est complexe à faire à ce stade.

Toutefois, lors du transfert vers le 11 kV, deux cas de figure sont possibles :

- a) Transfert des cabines vers des boucles 11 kV existantes, ce qui a comme effet une augmentation des pertes sur ces réseaux ;
- b) Transfert des boucles entières vers le 11 kV, après avoir rendus compatibles en 11 kV l'ensemble des assets qui la constituent (effet positif sur les pertes).

Le bilan global d'évolution des pertes restera toutefois positif. En effet, l'augmentation des pertes induites par le 1^{er} cas de figure reste largement inférieure à la diminution des pertes suite à l'optimisation des trajets, au remplacement des câbles, le tout combiné à une augmentation de la tension d'exploitation.

En attendant, Sibelga a mis en place une ligne de conduite dans le cadre de la gestion des réseaux de distribution en vue de favoriser le développement des réseaux 11 kV au détriment des réseaux 5 et 6,6 kV :

- le raccordement des nouvelles cabines se réalise en général en 11 kV et quand cela n'est pas possible (le réseau 11 kV n'étant pas disponible à cet endroit), un transformateur bitension est placé ainsi que des équipements compatibles avec le 11 kV ;
- dans le cadre des rénovations des cabines client et réseau, le transfert vers le réseau 11 kV est privilégié ;
- l'ensemble des investissements prévus (remplacement des câbles et des équipements vétustes) est réalisé dans une optique d'évolution vers le 11 kV ;
- les câbles et les équipements placés sur le réseau sont compatibles avec le 11 kV. Cela veut dire que si, pour des raisons de vétusté, des câbles et des équipements sont remplacés sur les réseaux 5 et 6,6 kV et que le transfert vers le 11 kV n'est pas possible au moment du remplacement, ces assets sont compatibles en 11 kV et, à terme, la conversion vers le 11 kV est tout à fait réalisable ;
- pour les cabines client avec une très faible puissance installée ou une très faible consommation, une étude est réalisée et, dans les cas pertinents, la suppression de la cabine et le raccordement en BT sont proposés au client ;
- lors de la rénovation des équipements HT dans les points d'interconnexion 5 et 6,6 kV, des travaux de remplacement des câbles vétustes et de rénovation des cabines sont réalisés dans le but de faire évoluer ces réseaux vers le 11 kV.

L'évolution du réseau BT (Basse Tension) :

La majorité des clients BT sont, pour des raisons historiques, alimentés à partir d'un réseau 3 x 230V (réseaux 3 x 230 V ou 3x 230 V + N).

En BT, le choix d'une tension de 3 x 400V + N permet, à un même câble et pour une puissance identique, de réduire les pertes par 3.

Les extensions du réseau (lotissements, extensions ponctuelles, raccordements de fortes puissances en BT) sont principalement réalisées en 400 V.

La généralisation de ce niveau de tension implique cependant la compatibilité des installations des utilisateurs du réseau (URD) (essentiellement : la présence d'un conducteur pour le Neutre).

Le coût d'adaptation de l'installation des URD restant à charge du GRD, le choix d'une conversion de tension de 3 x 230V vers 3 x 400V n'est retenu que pour :

- résoudre des problèmes de chute de tension qui nécessiterait un surinvestissement en 3 x 230V (comparaison technico-économique) ;
- limiter les investissements à réaliser (suppression d'une cabine réseau en lieu et place du remplacement de cette cabine, pose d'un câble unique au lieu de deux).

NB : Il est fondamental/primordial de signaler l'importance des coûts nécessaires en vue de réaliser ces adaptations, comme déjà expliqué dans le document de Synergrid.

Pour illustrer cela, depuis 2006, Sibelga a transféré près de 900 branchements du réseau 230 V vers le réseau 400 V. Pour ce faire, nous avons posé 20,6 km de câbles et transféré 8,2 km de câbles existants. Pour ~ 700 branchements, une intervention au niveau de l'installation du client était nécessaire. Ces transformations ont coûté CONFIDENTIEL soit CONFIDENTIEL/branchement (coûts directs).

En plus, ces travaux demandent une préparation particulière puisqu'ils nécessitent une visite des installations des clients pour avoir une bonne estimation des coûts à prendre en compte dans la décision de transférer la tension du réseau ou non.

D'autre part, ces investissements ont permis soit d'éviter d'autres investissements comme la pose de 8 km de câbles et la transformation d'une cabine réseau, soit d'utiliser des câbles de plus petite section ou des câbles en aluminium et non en cuivre. L'estimation de l'investissement ainsi évité s'élève à CONFIDENTIEL (coûts directs).

Notons aussi la prescription C1/107 de Synergrid qui indique que «Deux tensions différentes de réseau de distribution BT 3N400 et 3x230V ne peuvent être admises dans un même immeuble ou dans une partie rendue commune aux deux immeubles ou transférée d'un immeuble à un autre». Cette prescription implique que même pour des grands immeubles à plusieurs ensembles, il est nécessaire de convertir tout l'immeuble en une fois ou en, d'autres termes, qu'il est impossible de prévoir des raccordements spécifiques – pour p.ex. un raccordement 400 V pour le rechargement d'un véhicule électrique – dans un immeuble raccordé en 230 V.

A titre d'information, un exposé didactique sur la problématique des transferts 230 V vers 400 V est donné en annexe 3.

3.2 Choix optimal des sections de câbles

3.2.1 Potentiel

Les sections de câbles utilisées en Sibelga pour l'extension et/ou le renforcement de ses réseaux, ainsi que pour le déplacement des câbles existants suite à une demande extérieure, sont standardisées.

Les sections de câbles en MT et les quantités de longueurs posées ces trois dernières années sont les suivantes :

- ~4 % 95 Al monopolaires
- ~95 % 240 AL monopolaires
- ~ 1% 400 AL PRC mono (uniquement pour des applications spécifiques).

Les sections de câbles en BT et les quantités posées dans les trois dernières années sont les suivantes :

- ~99% EAXeVB 4x150
- < 1 % EXVB 3x150 + 70
- < 1 % EXVB 3x95 + 50

Sibelga ne pose presque que les câbles de la plus forte section prévue dans ses standards. À moins d'un changement de ses standard, les poses faites actuelles sont le meilleur choix pour limiter les pertes. Les critères de choix des sections lors de la planification des réseaux MT et BT sont développés ci-dessous au paragraphe 4.2.2.

3.2.2 Mesure

HT :

Actuellement, les câbles utilisés pour les nouvelles poses dans le réseau de distribution sont quasi exclusivement des câbles 240 Al monopolaires.

Toutefois, dans certains cas spécifiques, d'autres types de câbles sont utilisés :

- Câbles 95 Al monopolaires : lors du remplacement des câbles alimentant des transformateurs en fosse ou des cabines en antenne et faiblement chargées.
- Câbles 240 Al résistants au feu : selon les prescriptions techniques de raccordement des cabines.

NB : Actuellement, il existe encore en stock du câble 150 Cu résistant au feu. Ce câble sera encore utilisé jusqu'à épuisement du stock (il a été remplacé par le câble 240 Al).

- Câbles 400 Al PRC monopolaire : dans le cadre des raccordements des grandes puissances (>10 MVA) ainsi que pour l'alimentation des postes de répartition ou cabines de dispersion.

NB : Comme indiqué par ailleurs dans ce document, dans le cas des boucles ouvertes, les câbles utilisés pour les nouvelles poses sont des câbles 240 AL PRC monopolaires. Toutefois, pour le raccordement des charges importantes (alimentation des postes de répartition ou cabines de dispersion et raccordement des clients en direct sur ces postes) , le choix de la section des câbles (240 AL mono ou 400 AL mono) est basé sur un calcul qui prend en compte les aspects technico-économiques liés à la pose elle-même, les contraintes des équipements existants (si cela concerne un poste existant et pour lequel il n'est pas prévu de remplacer le tableau MT) ainsi que l'impact sur les pertes réseau.

BT :

Actuellement, les câbles placés dans le réseau de distribution sont quasi exclusivement des câbles EAXeVB 4 x 150 (Aluminium).

Dans certains cas spécifiques, d'autres types de câbles sont utilisés :

- EXVB 3 x 150 + 70 (Cuivre) : lors du prolongement/modification d'un câble en cuivre de section équivalente ou supérieure ;
- EXVB 3 x 95 + 50 (Cuivre) : lors de modifications mineures apportées à des câbles de section équivalente.

Lors des chantiers d'assainissement, le câble remplacé est souvent du type EIAJB 3 x 50 (Cuivre), offrant une conductivité de 50% par rapport au nouveau câble EAXeVB 4 x 150. Les pertes dues à l'impédance du câble s'en trouvent réduites de moitié.

Dans certains cas, le câble remplacé était l'unique câble d'alimentation d'une rue, il est alors remplacé par un câble de chaque côté de la rue. En partant du principe que la charge est égale pour chaque côté de la rue, la charge reprise par chaque câble est donc également réduite de moitié. Dans ce cas, les pertes dues à l'impédance du câble s'en trouvent réduites par deux.

En annexe 4, nous avons estimé le gain obtenu par la pose en 2013 de câbles de plus forte section.

3.3 Emploi de transformateurs à pertes réduites

3.3.1 Potentiel

Sibelga n'a pas d'inventaire précis relatif à la répartition de son parc de transformateurs par pourcentage de pertes et, de ce fait, elle ne possède pas non plus d'inventaire par niveaux de pertes. En général, nous pouvons néanmoins considérer que les transformateurs de distribution – historiquement installés sur nos réseaux en fonction de l'évolution des normes et selon les spécifications techniques demandées – sont les suivants (situation 31/12/2013) :

Période	Norme	Nombre de transformateurs	Info
<1971	N70	473 (*)	≈ CkD0
<1987	R70	270	≈ CkC0
<1994	R85	319	≈ Bk-7,5% C0-5%
<2013	C C'	2.198	
2013-...	Ak B0	82	

(*) Y compris 361 transformateurs pour lesquels la date de pose est manquante dans notre base de données.

Le parc de transformateurs de Sibelga est relativement jeune ce qui est dû au programme de remplacement des transformateurs contenant de l'ASKAREL. Actuellement, Sibelga suit aussi un programme de remplacement des transformateurs « 3 bornes » et nous pouvons donc encore nous attendre à une amélioration de l'efficacité énergétique de notre parc de transformateurs.

3.3.2 Mesure

- **Les nouveaux transformateurs**

Les nouveaux transformateurs de Sibelga sont du type Ak-B0 et font partie d'un marché fédéral initié par Sibelga, Ores et Eandis, qui a débuté en 2013. Ce marché aura cours jusqu'en 2018 et aucune révision n'est prévue avant cette date.

En 2018, lors du nouveau marché pour l'achat de transformateurs, les normes en vigueur seront utilisées et une attention particulière sera portée à la prise en compte des pertes dans le choix du type de transformateur.

- **Réutilisation de transformateurs**

Le remplacement d'un transformateur n'est envisagé qu'en cas d'incident, lors d'un renforcement ou si des programmes de remplacements spécifiques sont mis en place (exemple en Sibelga : remplacement des transformateurs 3 bornes). Dans le cas où le transformateur remplacé est encore en bon état, Sibelga le reprend en stock pour l'utiliser ultérieurement.

La reprise en stock est conditionnée par les caractéristiques techniques des transformateurs, telles la présence de la tension secondaire 400 V + N, la possibilité de prévoir des mesures de température ou des protections adéquates, l'âge du transformateur ainsi que sa puissance. De plus, comme indiqué dans le C2/112, les transformateurs réutilisés répondent au moins à la norme R85.

L'âge maximal d'un transformateur repris en stock est déterminé par tranche de puissance et en tenant compte de la durée de vie estimée (50 ans), les coûts éventuels de sa mise en conformité complète et les coûts pour le remplacement d'un transformateur sur le réseau.

Une réévaluation de ces critères en fonction de la différence de pertes entre un ancien et un nouveau transformateur mérite attention et Sibelga va entamer la révision de sa politique dans ce sens pour le premier trimestre 2015.

Note : Remplacement des transformateurs existants avec fortes pertes

Afin de vérifier l'opportunité ou non du remplacement d'un transformateur existant par un transformateur avec des pertes plus réduites, il faut tenir compte :

- de la différence des pertes entre les deux transformateurs
 - o Delta pertes fer
 - o Delta pertes cuivre
- du coût d'achat du nouveau transformateur
- du coût des travaux pour le remplacement du transformateur

Pour estimer s'il est économiquement défendable d'anticiper le remplacement du transformateur avant la fin « théorique » de sa vie, nous devons alors comparer le gain fait sur les pertes par rapport au coût du préinvestissement du remplacement.

Prenons à titre d'exemple le remplacement d'un transformateur 400 kVA (le transformateur placé dans ~80% des cas) de type CkD0 (les plus vieux types de transformateurs sur notre réseau) par un transformateur de type AkB0 (nos transformateurs actuels).

Cfr l'étude Efficacité Energétique faite au sein de synergrid, la différence de pertes serait alors :

- Gain en pertes : Delta Pertes fer = 750 – 520 = 230 W soit 2,0148 MWh par an (8.760 h / an).
- Delta pertes cuivre = 4.600 - 3250 = 1.350 W avec le transformateur en plein charge, soit 2,7000 MWh / an (2.000 h/an)
 - ⇒ Ce qui donnerait un gain en pertes de 4,7148 MWh / an ou encore **CONFIDENTIEL**/ an (coût du kWh estimé à **CONFIDENTIEL**/MWh – commodity only)

Surcoût préinvestissement :

- Soit un taux d'actualisation de 3,5 % (réel)
- Soit le coût de remplacement d'un transformateur de **CONFIDENTIEL** (coût total)

Investir aujourd'hui coûte donc **CONFIDENTIEL**. Investir dans un an coûte aujourd'hui **CONFIDENTIEL** (pertes) + **CONFIDENTIEL** / (1+0,035) = **CONFIDENTIEL**

De ce fait, nous pouvons conclure qu'avec les transformateurs actuels, le remplacement anticipatif d'un transformateur pour diminuer les pertes sur le réseau n'est pas rentable.

3.4 Réduction de notre consommation propre dans les cabines et postes de fourniture

3.4.1 Potentiel

Comme indiqué dans l'étude SYNERGRID, la consommation d'énergie dans les cabines réseau est faible. Néanmoins, il existe sur le réseau des cabines motorisées appartenant à Sibelga qui consomment de l'énergie lors des manœuvres effectuées depuis le dispatching ainsi que pour la charge des batteries qui doivent assurer leur autonomie.

D'autre part, Sibelga étudie une cabine smart dans laquelle davantage de points de mesure peuvent être effectués et dans laquelle une possibilité de communication existe entre le dispatching et la cabine. La mise en place de ce type de cabine aura un impact sur la consommation.

3.4.2 Mesure

La consommation globale des applications « smart » est un souci, pas seulement parce qu'elles augmentent les pertes réseau mais aussi à cause de la puissance en batterie nécessaire pour assurer leur autonomie.

De ce fait, les consommations des différentes solutions testées dans le POC seront prises en compte dans le business case « cabine smart » prévu en 2015 qui doit définir « la cabine smart Sibelga » et doit déterminer le nombre de cabines à « smartiser ».

Nous estimons que la puissance nécessaire pour la surveillance et la commande de nos cabines motorisées s'élève actuellement à 50 W par cabine, soit 400 kWh par an par cabine.

Pour la nouvelle cabine « smart » encore en développement, il faut s'attendre à une consommation un peu plus élevée. Avec les nouvelles technologies et fonctions que nous prévoyons, nous estimons à ce jour la consommation d'une cabine « smart » à 75 W, soit 600 kWh par an par cabine.

Pour information : Sibelga a réalisé 9 cabines « smart » en 2014 comme test et comme base pour ce business case.

La consommation des auxiliaires dans un point de fourniture est estimée entre 300 et 400 W, soit 2 600 à 3 500 kWh par an.

3.5 Réduction des déplacements de personnel grâce au télécomptage / télécommande

3.5.1 Potentiel

Le potentiel de gain en carburant suite à l'utilisation de compteurs smart télérelevés ou suite à la télécommande du réseau HT ne peut être estimé.

Le coût global de la relève des compteurs a été pris en compte dans le cadre de l'étude SMART METER (et plus particulièrement de l'étude REMI prévoyant le télérelevé des compteurs BT > 56 kV et des compteurs GAZ ≥ G65 (ou consommation annuelle estimée ≥ 300.000 kWh)).

La décision de télécommander environ une cabine sur quatre dans nos réseaux HT est basée, d'une part, sur la diminution de la durée de rétablissement de l'alimentation des clients lors d'un défaut sur le réseau et, d'autre part, sur la diminution de la durée de réalisation des manœuvres programmées sur le réseau dans le cadre de travaux, ainsi que sur la réduction des risques liés à la sécurité des personnes qui les exécutent.

3.5.2 Mesure

a) Compteurs SMART / Télérelève

Sibelga termine son projet REMI pour la télémessure des compteurs BT > 56 kV et des compteurs GAZ ≥ G65 (ou consommation annuelle estimée ≥ 300.000 kWh). L'effet positif sur la diminution de la consommation de carburant par les releveurs devrait être perceptible en 2015 lors de l'abandon des relevés manuels programmés par vague.

b) Motorisation et télécommande d'organes de manœuvre dans le réseau MT

Tous les départs dans les points de fourniture, les points de répartition et les cabines de dispersion dans les réseaux MT sont télécommandés.

De plus, fin novembre 2014, 767 cabines (réseau et client) étaient équipées d'organes de manœuvres télécommandés sur les réseaux de Sibelga. Dans sa politique d'investissement, Sibelga prévoit la motorisation de 50 cabines par an de 2015 à 2019.

4 MESURES DE TYPE EXPLOITATION EN SIBELGA

4.1 Choix orienté d'un point d'ouverture sur une boucle HT

4.1.1 Potentiel

Il va de soi qu'une répartition optimale de la charge sur les câbles limite les pertes. Néanmoins, ce choix n'est pas toujours évident à déterminer suite à l'hétérogénéité des sections de câbles, ni souhaitable d'un point de vue exploitation ou selon d'autres critères comme l'accessibilité ou la possibilité de motoriser les organes de manœuvre.

Le réseau de Sibelga comporte aujourd'hui environ 800 boucles ; la charge est répartie sur les deux demi-boucles en tenant compte des critères indiqués ci-après (voir point 5.1.2.).

4.1.2 Mesure

Du point de vue « architecture », les différentes typologies des réseaux de distribution à Bruxelles sont les suivantes :

- les réseaux en boucle ouverte
- les réseaux (partiellement) maillés
- les réseaux « peigne »

Le réseau MT actuel de Sibelga est une combinaison de ces différentes typologies.

La caractéristique commune à tous ces modes d'exploitation est l'application du critère « N-1 ».

Cela signifie que, si un défaut quelconque apparaît sur le réseau, la clientèle peut être réalimentée sans qu'il soit nécessaire d'effectuer une réparation préalable.

Le nombre de cabines par boucle est variable et il dépend de plusieurs facteurs :

- la validité de la boucle à « N-1 » (charge),
- la typologie du réseau (voir ci-dessus),
- la constitution de la boucle (section et type de câble) et les prévisions d'évolution de la charge sur la boucle,
- la situation géographique des charges. En effet, le raccordement des cabines sur la source d'alimentation la plus proche est favorisé (l'impact sur le réseau est analysé au préalable : réserve sur le poste, travaux à réaliser, etc.),
- les cas existants / historiques.

Chaque année, la validité à « N-1 » est calculée pour l'ensemble des boucles et des mailles. Les boucles surchargées sont identifiées et des remèdes sont mis en place pour éliminer la contrainte de charge.

Il n'y a pas aujourd'hui de critère d'investissement qui vise uniquement à réduire le nombre des cabines raccordées sur une boucle. Par contre, Sibelga a mis en place une politique de motorisation des cabines et les critères de motorisation qui en découlent sont appliqués pour l'ensemble des boucles.

Lors de la réalisation des études MT, le nombre de cabines à raccorder dans une boucle fait partie intégrante de l'analyse des différents scénarios. Une répartition judicieuse des cabines entre les différents câbles est réalisée (quand c'est possible) afin de réduire l'impact en cas d'incident dans le réseau et afin d'équilibrer la charge entre les différents câbles.

A titre d'information, en général et si le critère « N-1 » est respecté, on rencontre maximum 16 à 18 cabines dans des boucles ouvertes limitées par des câbles d'une section inférieure ou égale à 95 Al ou 70 Cu.

Pour les boucles constituées de câbles de plus fortes sections (240 Al et 150 Cu), le nombre de cabines raccordées par boucle est variable mais, en principe, on évite d'en raccorder plus de 24 ou 25, même si le critère « N-1 » est respecté. En effet, en cas de défaut, le nombre de cabines coupées est plus important.

NB : le nombre de cabines n'est pas un critère d'investissement en soi et il est strictement lié à la validité à « N-1 » et à une logique « géographique » par rapport aux charges et à la source d'alimentation. En effet, lors de la réalisation de l'étude pour le raccordement d'une nouvelle puissance dans le réseau, l'analyse est faite par rapport :

- à la charge ou au profil de charges des boucles,
- à la réserve disponible dans le point d'interconnexion,
- à la localisation géographique de la demande,
- et la validité à « N-1 » dans le temps des différentes solutions.

En conclusion, le nombre de cabines sur une boucle n'est pas défini de manière stricte et il n'y a pas d'investissement réalisé uniquement pour réduire le nombre de cabines. Toutefois, en pratique, vu la densité des câbles et la relative proximité des cabines, lors de la réalisation des projets, l'optimisation des trajets de poses et du nombre de cabines est prise en compte afin de réduire l'impact en cas de défaillance et de limiter les pertes dans le réseau.

Dans tous les cas, les validités à « N » et à « N-1 » dans le temps sont calculées et, lorsque plusieurs câbles sont disponibles, le câble qui offre une meilleure validité dans le temps et une «cohérence géographique» d'alimentation sera privilégié.

Actuellement plusieurs critères sont pris en compte dans le placement du point de sectionnement sur la boucle :

- L'équilibre de la charge à « N » par demi-boucle ou pour des boucles homogènes (du point de vue section et longueur de câbles) constituées de cabines avec des charges comparables et l'équilibre du nombre de cabines à « N » par demi-boucle.
- La possibilité d'accès aux différentes cabines et les possibilités de motorisation des cabines. Les cabines avec accès direct ou « facilement accessibles » sont privilégiées.
- Dans le cas d'une structure de réseau en « peigne » ou de « cabines à plusieurs directions », les cabines sont motorisées et les points de bouclage sont placés systématiquement dans ces cabines.
- Pour les boucles constituées exclusivement de cabines client et pour lesquelles aucune motorisation n'est possible, le point de bouclage sera choisi en tenant compte du nombre de cabines par demi-boucle, de la facilité d'accès aux installations en cas de défauts (pendant la nuit et / weekend, etc.), du type d'organes de coupure présents (les interrupteurs seront privilégiés par rapport aux sectionneurs, etc.), du type d'équipements dans les cabines et de leurs caractéristiques techniques (le choix portera sur l'équipement qui offre la meilleure sécurité pour les personnes lors de la réalisation d'actes d'exploitation...), etc.
- Les points de bouclage sont systématiquement motorisés.
- Dans certains cas spécifiques (par exemple : lorsqu'il y a plusieurs choix possibles), un calcul d'optimisation des points de sectionnement en tenant compte de la réduction des pertes est réalisé avec l'aide d'un logiciel spécifique de simulation des réseaux.

NB : le point de sectionnement est défini clairement lors de la réalisation de l'étude réseau et il sera placé à l'endroit décidé lorsque les travaux réseau seront finalisés et que le réseau sera mis en situation normale d'exploitation.

D'une manière générale, les points de sectionnement sont définis une fois pour toutes et pour une situation normale d'exploitation par point d'interconnexion – situation à « N ». Le changement définitif du point de sectionnement ne peut se faire qu'avec l'accord préalable du service chargé de la gestion des études MT et après une analyse de l'impact que ce changement pourrait avoir sur le réseau.

4.2 Exploitation d'un transformateur dans un point de fourniture (///, séparé, hot/cold standby)

4.2.1 Potentiel

Dans les points d'interconnexion entre Sibelga et ELIA, il existe plusieurs configurations des jeux de barres MT, des types de transformateurs ainsi que plusieurs cas de figure d'exploitation des postes.

4.2.2 Mesure

L'étude dans le Groupe de travail Synergrid montre que la configuration influe sur le niveau de pertes dans ces transformateurs.

Le lay-out d'un PF (point de fourniture) est convenu d'un commun accord entre Sibelga et Elia et il tient compte des aspects présentés ci-après. De ce fait, la modification du choix d'exploitation historique d'un PF n'est pas toujours possible et chaque cas doit faire l'objet d'une étude spécifique.

N.B. : Sibelga reprendra progressivement d'ici 2022 le service de télécommande pour la gestion des tarifs et de l'éclairage public dont Elia avait jusqu'ici la charge, et a opté pour l'installation d'une TCC (télécommande centralisée) de type parallèle en 11 kV dans chacun de ces postes.

Les modes d'exploitation des postes sont définis entre les GRD et les GRT et ils tiennent compte de l'ensemble des aspects/contraintes des réseaux de distribution et de transport (caractéristiques techniques des équipements, structure du réseau, typologie des postes, présence de productions décentralisées, etc.).

De ce fait, une exploitation en mode « séparé » avec le jeu de barres scindé par transformateur de puissance impliquerait l'installation d'une TCC par transformateur, ce qui augmenterait fortement les coûts. L'exploitation en mode « séparé » n'est donc pas envisageable en Sibelga pour plusieurs raisons :

- une installation TCC par transformateur à placer,
- une mise à la terre à faire par tronçon de jeu des barres,
- la présence de plusieurs câbles en parallèle protégés par des relais spécifiques,
- la présence de tableaux MT asymétriques (3 tronçons),
- etc.

Par ailleurs, le choix de maintenir un transformateur de réserve sous tension (hot stand-by) ou hors tension (cold stand-by) est de la responsabilité d'Elia.

5 ECLAIRAGE PUBLIC

Le potentiel d'économie d'énergie lié à l'éclairage public vient principalement du remplacement d'anciennes installations par des installations plus performantes et mieux gérées.

En ce qui concerne le renouvellement d'anciennes installations par des installations plus performantes :

On peut estimer que 2004 marque un tournant dans le renouvellement de ces installations, notamment vu l'apparition de nouvelles normes européennes en 2003 (qui modifient la conception des installations) et de nouvelles technologies. Les installations d'éclairage public étant conçues pour une durée de vie de 25 ans et Sibelga ayant opté dès lors pour un taux de renouvellement du parc de 4% par an, le potentiel d'économies lié au remplacement des anciennes installations devrait se tarir – en l'état actuel de la technologie – à l'horizon de 2028, lorsque l'ensemble des anciennes installations auront été remplacées.

Sur base des études effectuées ces dernières années, la réduction de la puissance installée varie en moyenne entre 20% (études de 2011) et 40% (études de 2012 à 2014), suite à l'apparition des lampes de type « Cosmowhite » avec ballast électronique. Tenant compte d'une valeur moyenne de 30% de diminution de puissance installée en cas de renouvellement et d'un taux de renouvellement de 4% par an, la réduction de puissance installée devrait être d'au moins 0,5 % (et évoluer progressivement à terme vers 1%) par an jusqu'en 2028.

En ce qui concerne le renouvellement d'anciennes installations par des installations mieux gérées :

Dès 2015, Sibelga compte généraliser le recours au dimming (diminution momentanée du flux lumineux), conduisant à des économies d'énergie complémentaires. Le potentiel lié au dimming a été déterminé selon les types d'espaces, les types de lampes et un taux de pénétration estimé, et s'établira à 17% complémentaires lorsque l'ensemble du réseau bénéficiera de cette technologie (typiquement, sur base d'une réduction du flux lumineux de 30% – ce qui est la valeur maximale acceptable en site urbain – pour 7 heures par nuit).

Le dimming, pour des raisons financières et technologiques, sera implémenté au fil du renouvellement des installations, et donc au rythme de 4% par an. La stabilisation du gain lié à l'implémentation de ce dimming devrait donc se faire à l'échéance de 2039.

6 CONCLUSIONS

- Sibelga a toujours été soucieuse de la minimisation de ses pertes en réseaux mais ne mène pas de politique d'investissement spécifique visant uniquement cet objectif. Nous estimons en effet qu'une politique proactive d'amélioration de l'efficacité énergétique n'est le plus souvent pas économiquement défendable.
- Nous privilégions et continuerons à privilégier une politique opportuniste visant, à l'occasion d'investissements décidés pour d'autres raisons, à rechercher les solutions techniques énergétiquement les plus efficaces. Citons p.ex. :
 - le remplacement des transformateurs 3 bornes,
 - l'évaluation annuelle des charges sur les boucles HT,
 - le programme de rénovation des installations d'éclairage public,
 - la politique 400 V pour les nouveaux raccordements de forte puissance et comme solution envisagée en cas de problèmes de qualité de tension sur le réseau,
 - l'attention donnée aux consommations propres des technologies à mettre en œuvre dans les cabines smart.
- Sibelga suit le développement des nouvelles technologies comme les transformateurs autorégulants pour les réseaux de distribution et les nouvelles applications pour l'utilisation du gaz naturel.
- Sibelga participe à une étude sur l'impact possible de la gestion de la demande sur le développement des réseaux de distribution à Bruxelles. Le potentiel conflit d'intérêts entre les objectifs des clients (notamment acheter au moment où l'énergie est la moins chère) et ceux des gestionnaires de réseau (notamment éviter des surcharges) constitue dans ce cadre un point d'attention.

ANNEXE 1 : ESTIMATION DES PERTES SUR LE RÉSEAU ELEC

	Infeed brut	Réconciliation ou Allocation (Mwh)	
Injections	2009	5.434.271	
	2010	5.462.121	
	2011	5.265.349	
	2012	5.237.611	
	2013	5.138.204	
Echanges OUT (sorties vers ELIA et autres GRD)	2009	161	(*)
	2010	213	(*)
	2011	253	(*)
	2012	336	(*)
	2013	260	(*)
E _{consommation} mesurée en continu	2009	2.818.488	(*)
	2010	2.802.877	(*)
	2011	2.748.478	(*)
	2012	2.714.394	(*)
	2013	2.629.204	(*)
E _{consommation} mesurée mensuellement	2009	272.687	(*)
	2010	271.579	(*)
	2011	239.571	(*)
	2012	222.747	(*)
	2013	215.828	(*)
E _{consommation} mesurée annuellement	2009	2.162.897	(*)
	2010	2.207.546	(*)
	2011	2.121.787	(*)
	2012	2.140.876	(*)
	2013	2.141.340	(*)
Somme de 2009 à 2013	Injections	26.537.556	
	Echanges OUT	1.224	
	Econsommation mesurée en continu	13.713.440	
	Econsommation mesurée mensuellement	1.222.412	
	Econsommation mesurée annuellement	10.774.446	
	Pertes moyennes pondérées sur x années	3,11%	

(*) = Provisoire (run X et y mois allocation sans pertes "standard")

ANNEXE 2 : ESTIMATION D'UNE DIMINUTION DES PERTES POSSIBLES SUITE À L'AUGMENTATION DE LA TENSION SUR NOS RÉSEAUX.

1. Hypothèse

Le calcul des pertes sur un réseau n'est pas facile vu les nombreux paramètres qui les déterminent, comme p.ex. le courant et son profil dans chaque asset du réseau.

Les pertes sont évaluées à 3,11% ou 165.207 MWh (voir annexe 1). Afin de pouvoir évaluer le potentiel de réduction de ces pertes, nous partons du principe qu'elles se répartissent sur les différents assets comme suit :

- 1/3 sur le réseau MT,
- 1/3 sur le réseau BT,
- 1/3 sur les transformateurs MT/BT.

2. Augmentation de la tension 230 V vers la tension 400 V

a) Données :

- Pertes réseaux BT : $V_t = 55\,069$ Mwh (1/3 de 165 207 MWh) par an,
- Longueur réseau BT – 230 V : 3.275.448 m,
- Longueur réseau BT – 400 V : 387.523 m.

b) Estimation de la réduction des pertes, cfr proposition document Synergrid :

- $V_{400(m)} = \text{pertes par m sur le réseau 400 V} = V_t(\text{BT}) / (C \times L_a + L_b)$,
 - i. $C = \text{coëff } 230 \rightarrow 400\text{V} : 3,02$ (cfr annexe 1 à l'étude Synergrid),
 - ii. $L_a = \text{longueur réseau BT – 230 V}$,
 - iii. $L_b = \text{longueur réseau BT – 400 V}$.

$$\Rightarrow V_{400(m)} = 0,00536 \text{ MWh.}$$

- $WEE = V_b(m) \times (C-1) \times L_a = 35\,446$ MWh par an.

3. Augmentation des tension 5 kV et 6,6 kV vers la tension 11 kV

a. Données :

- i. Pertes réseaux MT : $V_t(HT) = 55\,069$ MWh (1/3 de 165 207 MWh) par an,
- ii. L_a : Longueur réseau MT – 5 kV : 220.896 m,
- iii. L_b : Longueur réseau MT – 6,6 kV : 45.775 m,
- iv. L_c : Longueur réseau MT – 11 kV : 1.953.539 m.

b. Estimation de la réduction des pertes, cfr proposition document Synergrid :

- $V_{11}(m) = \text{pertes par m sur le réseau 11 kV} = V_t(HT) / (C_1 \times L_a + C_2 \times L_b + L_c),$

- i. $C_1 = \text{coeff. } 5 \rightarrow 11 \text{ kV} = 4,84$ (cfr annexe 1 à l'étude Synergrid),
- ii. $C_2 = \text{coeff. } 6,6 \rightarrow 11 \text{ kV} = 2,78$ (cfr annexe 1 à l'étude Synergrid).

$$\Rightarrow V_{11}(m) = 0,01748 \text{ MWh.}$$

- $WEE = V_{11}(m) \times [(C_1-1) \times L_a + (C_2-1) \times L_b] = 50\,407$ MWh par an.

ANNEXE 3 : INFORMATION DIDACTIQUE SUR LA CONVERSION DE RÉSEAUX 3 X 230 V ET 3X230 V + N VERS DES RÉSEAUX 3 X 400 V + N

INTRODUCTION

Cette note a pour but d'expliquer les différents types d'interventions que nous pouvons être amenés à réaliser dans l'installation d'un URD lors d'une conversion de la tension du réseau BT de 230 à 400V. Ces interventions sont généralement confiées à un électricien privé.

Pour mémoire (MNM 0.5.1.1 - Conversion 230V vers 400V), nous pouvons réaliser les conversions de 2 manières :

- soit en changeant la tension du réseau d'un câble existant, (dans ce cas nous devons avoir accès à l'ensemble des installations des URD au même moment, ce qui limite la faisabilité de ce type de conversion) ;
- soit en posant un nouveau câble sur lequel nous transférons un à un les URD, (dans ce cas, nous pouvons facilement intégrer les contraintes d'agenda des différents URD).

Dans un cas comme dans l'autre, le Bureau d'Etudes doit réaliser une étude approfondie avant d'entamer un tel projet : nombre d'URD concernés, type de protection de ces URD, visites des installations triphasées (estimation des coûts supplémentaires).

Les chantiers de conversion 400V ne sont entamés que dans certains cas de figure :

- pour résoudre des problèmes (saturation ou chute de tension) ;
- pour répondre à une demande de fourniture d'un URD ;
- lorsqu'ils présentent un bilan économique favorable :
 - pose d'un câble unique en lieu et place d'un câble sur chaque côté,
 - pose d'un câble en Aluminium au lieu d'un câble en Cuivre (**CONFIDENTIEL** /m),
 - « non-investissement » dans une autre activité (cabine et/ou câble HT).

C'est finalement la comparaison du coût total de la solution 230V par rapport à la solution 400V qui détermine actuellement le scope du projet qui sera réalisé.

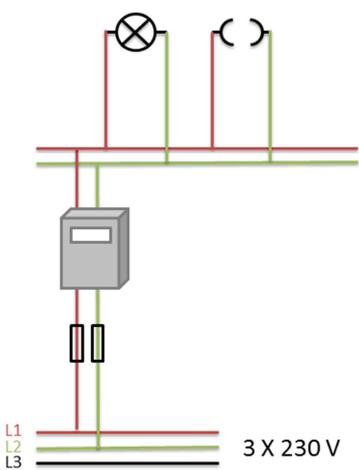
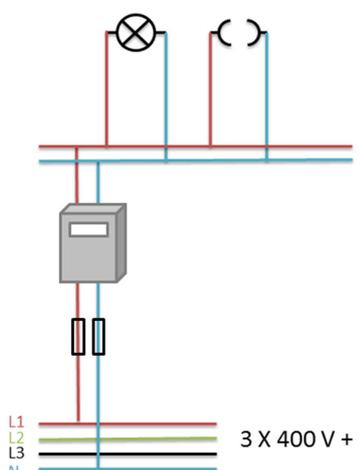
NB : jusqu'à aujourd'hui, l'aspect « efficacité énergétique » n'a jamais été retenu comme facteur de décision.

Cependant, le passage d'une tension de 230V à 400V permet, à puissance équivalente, de réduire les pertes par 3.

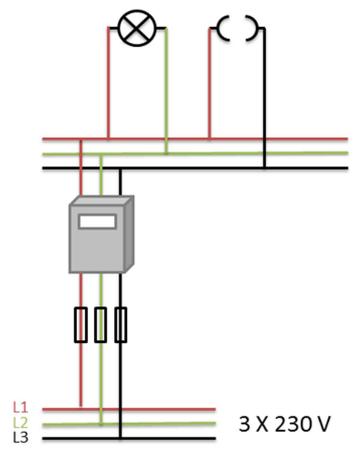
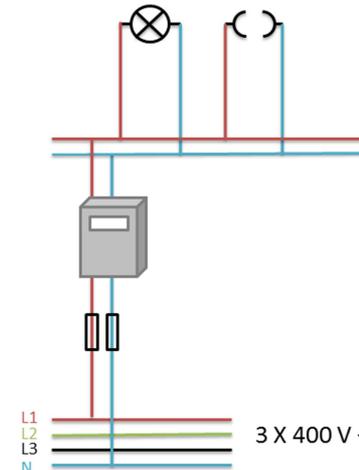
ANALYSE

Le coût d'adaptation de l'installation des URD dépend du cas de figure auquel nous sommes confrontés, principalement aux 3 cas détaillés ci-après.

1^{er} cas : l'installation du client ne comporte que des circuits monophasés (lampes, prises de courant domestiques, ...) et le compteur existant est du type monophasé.

AVANT	APRES
<p>Sur un réseau 3x230V, les circuits monophasés sont alimentés entre 2 phases.</p>	<p>Pour être compatibles avec la nouvelle tension du réseau, les différents circuits doivent être alimentés entre une phase et le Neutre.</p>
 <p>L1 L2 L3 3 X 230 V</p>	 <p>L1 L2 L3 N 3 X 400 V + N</p>
<p>+ : le compteur et sa protection sont maintenus, seul le câblage doit être adapté.</p>	
<p>- : néant !</p>	
<p>Pas de surcoût par rapport au travail équivalent en 230V.</p>	

2^{ème} cas : l'installation du client ne comporte que des circuits monophasés (lampes, prises de courant domestiques, ...) mais le compteur existant est du type triphasé.

AVANT	APRES
<p>Sur un réseau 3x230V, les circuits monophasés sont alimentés entre 2 phases.</p>	<p>Pour être compatibles avec la nouvelle tension du réseau, les différents circuits doivent être alimentés entre une phase et le Neutre.</p>
 <p>L1 L2 L3 3 X 230 V</p>	 <p>L1 L2 L3 N 3 X 400 V + N</p>
<p>+ : seul le câblage du tableau doit être adapté.</p>	

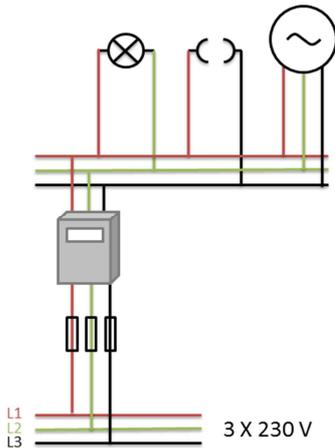
- : le compteur et sa protection doivent être remplacés.

Environ **CONFIDENTIEL** par installation (Services)
+ coût du remplacement du compteur et de sa protection.

3^{ème} cas : l'installation du client comporte au moins un circuit triphasé (typiquement, un moteur) et le compteur existant est du type triphasé.

AVANT

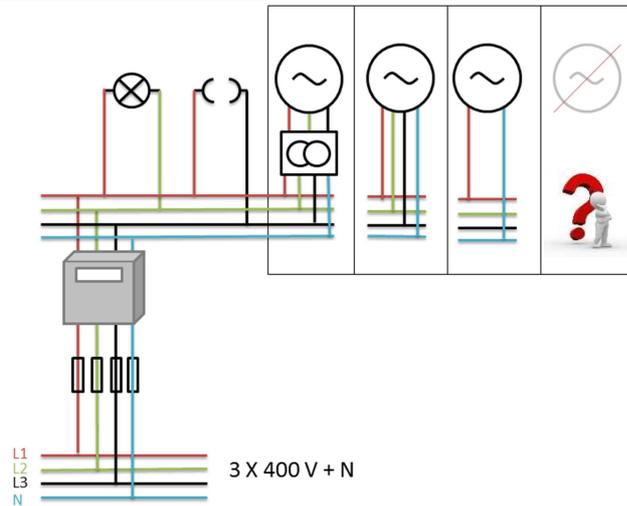
Sur un réseau 3x230V, les circuits sont alimentés entre les différentes phases.



APRES

Pour être compatibles avec la nouvelle tension du réseau les différents circuits monophasés doivent être alimentés entre une phase et le Neutre tandis qu'un appareil triphasé sera soit :

- alimenté par le biais d'un autotransformateur
- remplacé par un appareil tétraphasé,
- remplacé par un appareil monophasé,
- supprimé si le client y renonce (retour vers cas 2).

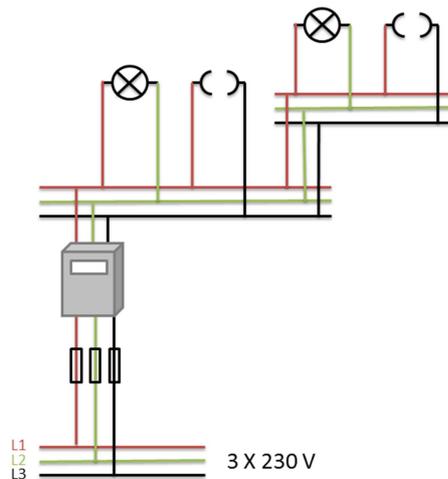


+ : cas isolé dans les chantiers réalisés.

- : le compteur et sa protection doivent être remplacés, le câblage du tableau doit être adapté et il faut trouver la meilleure solution pour alimenter l'appareil triphasé.

Environ **CONFIDENTIEL** par installation (Services)
+ coût du remplacement du compteur et de sa protection
+ **CONFIDENTIEL**/kVA pour un autotransformateur ou le coût d'achat d'un appareil compatible 400V.

Variante : l'installation du client comporte plusieurs tableaux.



INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES

Principales conséquences du changement de la tension ou de la modification de la distribution des phases

Comme expliqué ci-avant, la solution privilégiée pour un URD alimenté en triphasé consiste à modifier son installation vers une alimentation monophasée. N'ayant pas pour but de modifier significativement la puissance à disposition, nous devons adapter le calibre de la protection générale pour maintenir une puissance équivalente.

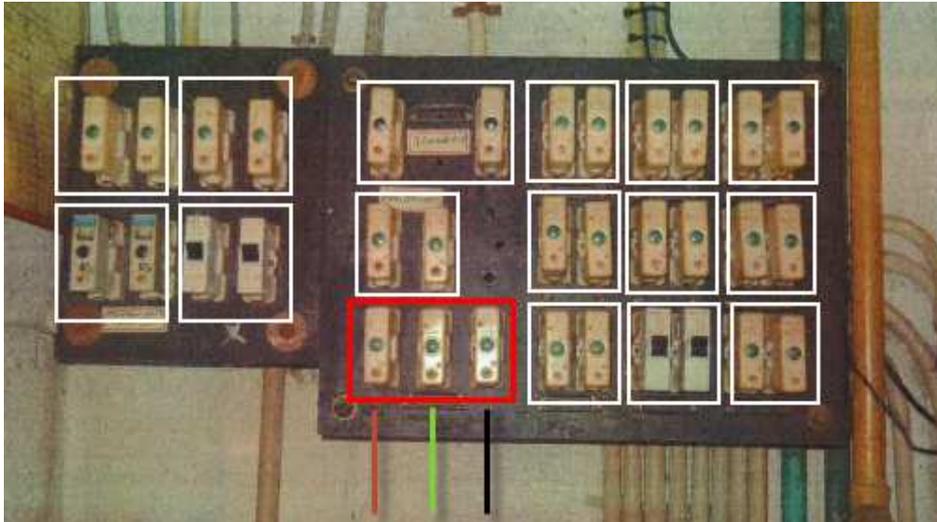
Distribution	Monophasé	Triphasé 230V	Tétraphasé 400V
Calcul de la puissance	$P = U \times I$	$P = \sqrt{3} U \times I$	$P = \sqrt{3} U \times I$
Protection du compteur pour +/- 10 kVA	Mono 40A (9,2 kVA)	Tri 25A (9,95 kVA)	Tri 16A (11,07 kVA)

Par exemple : la conversion d'un compteur triphasé 230V de 25A à un compteur monophasé 40A ne limite pas l'ampérage maximal disponible des circuits qui existaient avant la transformation.

Par contre, si en raison de la nature de l'utilisation, la conversion nous conduit à choisir un compteur tétraphasé 400V, nous devons diminuer le calibre à un calibre inférieur, réduisant l'ampérage de 25A à 16A. Si cet ampérage, de facto l'ampérage maximal disponible pour un circuit, n'est pas adapté au bon fonctionnement des appareils, il faudra adapter le calibre en augmentant la puissance à disposition (13,84 kVA pour tétra 20A ; 17,3 kVA pour tétra 25A dans notre exemple).

Vétusté des installations

Dans la pratique, les installations peuvent être assez vétustes et nous ne pouvons raisonnablement pas recâbler le TGBT de l'URD. Dans ce cas, l'électricien place un nouveau coffret.



Exemple d'une installation alimentée en triphasé
(protection générale dans l'encadré rouge)
n'alimentant que des circuits monophasés (encadrés blancs)

ANNEXE 4 : ESTIMATION DU GAIN POTENTIEL LIÉ À LA RÉDUCTION DES PERTES DUES À LA POSE DE CÂBLES 240AL PRC POUR L'ANNÉE 2013

Démarche pour l'estimation du gain potentiel des pertes HT:

Cette section présente le gain estimé suite au remplacement des anciens câbles HT par du 240AL PRC pour l'année 2013.

- Les pertes réseau dans un câble sont proportionnelles à RI^2
- La puissance transportée dans un câble est $I = \frac{P}{\sqrt{3}U\cos\phi} = \frac{P}{kU}$
- Les pertes réseau sont donc proportionnelles à $R \cdot P^2 / k^2 U^2$

Nommons :

- R_a : La résistance électrique équivalente due à l'ensemble des câbles 240AL PRC posés durant l'année 2013 ;
- R_b : La somme des résistances électriques dues à l'ensemble des câbles abandonnés durant l'année 2013.

Comme les pertes réseau sont proportionnelles à $R \cdot P^2 / k^2 U^2$, nous pouvons écrire la relation :

$$R_a \frac{P^2}{(kU)^2} = C R_b \frac{P^2}{(kU)^2}$$

A puissance et tension égales :

$$\frac{R_a}{R_b} = C$$

Le tableau ci-dessous donne pour quelques sections de câble type, le rapport de résistance entre ce câble et la résistance du câble PRC 240AL :

Résistance ohmique du PRC 240 AL = 0,125 Ω /km

Section de câble	Résistance ohmique [Ω /km]	Facteur C
16 ² CU	1,16	0,11
25 ² CU	0,734	0,17
50 ² CU	0,391	0,32
70 ² CU	0,27	0,46
95 ² CU	0,195	0,64
150 ² CU	0,126	0,99
50 ² AL	0,641	0,2
95 ² AL	0,32	0,39
150 ² AL	0,206	0,6

Remplacer pour une même longueur un câble 16²CU revient à réduire par 10 les pertes liées à l'effet Joule.

Résultats :

Sur base des câbles abandonnés lors de l'année 2013 et en considérant un remplacement câble par câble par du PRC 240AL, Sibelga obtient un coefficient C=0,5. Il apparait donc que les pertes suite au remplacement des câbles abandonnés par du câble PRC 240 AL ont été réduites de moitié.

Afin d'évaluer le gain potentiel en MWh, Sibelga s'est basée sur les hypothèses formulées dans le document : « Fiche d'étude dans le cadre de la réalisation de la DEE Art. 15.2 – Etude de la mesure pour l'efficacité énergétique : Choix optimal de la section du câble d'énergie » :

- les câbles transportent en moyenne 25% $I_{nominal}$
- la durée moyenne d'utilisation des boucles de distribution est de 2300h.

Afin d'estimer l'énergie sauvée suite à la réduction des pertes :

$$\Delta E_{pertes} = E_{pertes,1} - E_{pertes,2} = 3 * I^2 * U_v * (R1 - R2)$$

Nous obtenons comme résultat $\Delta E_{pertes} = 62\text{MWh}$ pour l'année 2013.

Une démarche identique a été initiée pour l'estimation des pertes BT:

Résultats :

Sur base des câbles abandonnés lors de l'année 2013 et en considérant un remplacement câble par câble par du 4x150 AL, Sibelga obtient un coefficient C=0,69. Il apparait donc que les pertes suite au remplacement des câbles abandonnés par du câble 4x150 AL ont été réduites d'environ un tiers.

Nous obtenons comme résultat $\Delta E_{pertes} = 89,6\text{ MWh}$ pour l'année 2013.

Détail des poses et abandons en 2013 :

Remplacement des câbles U en 2013 pour la HT :

$$\Delta E_{pertes} = E_{pertes,1} - E_{pertes,2} = 3 * I^2 * U_v * (R1 - R2)$$

Section Câble Abandonné	Longueurs [km]	Résistance Ohmique câble [Ω/km]	Résistance câble [Ω]	Inom [A]	Delta P [Wh]	Delta P [MWh]
10 ² CU	0,586	1,84	1,08	70	2123669,5	2,1
16 ² CU	0,438	1,16	0,51	95	1764374,5	1,8
25 ² CU	2,753	0,734	2,02	125	11297247,4	11,3
50 ² CU	4,7112	0,391	1,84	180	17510046,4	17,5
70 ² CU	3,5174	0,27	0,95	225	11134838,1	11,1
95 ² CU	2,5294	0,195	0,49	285	6202037,4	6,2
120 ² CU	5,3314	0,154	0,82	325	7042633,6	7,0
150 ² CU	10,7808	0,126	1,36	370	636478,2	0,6
185 ² CU	1,836	0,1	0,18	410	-3327434,4	-3,3
240 ² CU	2,373	0,0762	0,18	475	-11267664,0	-11,3
50 ² AL	1,7032	0,641	1,09	145	7968571,3	8,0
95 ² AL	1,1145	0,32	0,36	225	4744700,8	4,7
150 ² AL	1,7601	0,206	0,36	285	4993915,5	5,0
185 ² ALU	0,716	0,164	0,12	315	1194889,8	1,2
240 ² ALU	3,5328	0,125	0,44	370	0	0,0
Résistance totale équivalente			11,81		62018304,0	62,0

Remplacement des câbles en 2013 pour la BT :

Section Câble abandonné	Longueurs [km]	Résistance Ohmique câble [Ω /km]	Résistance câble [Ω]	Inom [A]	Delta P [Wh]	Delta P [MWh]
10 ² CU	0,12	1,84	0,22	60,00	304414,20	0,30
25 ² CU	0,058	0,734	0,04	125,00	206353,13	0,21
35 ² CU	2,613	0,529	1,38	160,00	9317748,96	9,32
50 ² CU	40,045	0,391	15,66	160,00	81787908,00	81,79
70 ² CU	7,491	0,27	2,02	200,00	8270064,00	8,27
95 ² CU	6,322	0,195	1,23	250,00	-1874374,22	-1,87
100 ² CU	0,345	0,17	0,06	270,00	-390461,51	-0,39
120 ² CU	0,847	0,154	0,13	315,00	-1884677,17	-1,88
150 ² Cu	0,522	0,126	0,07	355,00	-2269584,23	-2,27
185 ² CU	0,349	0,1	0,03	400,00	-2552586,00	-2,55
200 ² CU	0,238	0,085	0,02	425,00	-2243206,71	-2,24
240 ² CU	0,069	0,0762	0,01	475,00	-871445,26	-0,87
50 ² AL	0,069	0,641	0,04	160,00	331365,60	0,33
95 ² AL	0,487	0,32	0,16	250,00	1496383,59	1,50
150 ² AL	0,978	0,206	0,20	315,00	0,00	0,00
Résistance totale équivalente			21,28		89627902,39	89,63

Directive Efficacité énergétique Art 15.2

Etude du potentiel de l'efficacité énergétique

Résumé	Ce document reprend le plan d'action Elia concernant l'étude du potentiel de l'efficacité énergétique réalisé avec l'ensemble des gestionnaires de réseaux (d'électricité et de gaz) au sein du groupe de travail Synergrid C8 - WG06.
Version	02
Date	16/02/2015
Etat	<input type="checkbox"/> Draft <input checked="" type="checkbox"/> Version finale

Table des matières

1 Introduction.....	3
2 Mesures d'investissements pour diminuer la consommation d'énergie	4
2.1 Évolution vers des niveaux de tension plus élevés	4
2.2 Choix optimal de la section des câbles.....	6
2.3 Utilisation de transformateurs de distribution efficaces en énergie	6
2.4 Réduction de consommation propre des postes / cabines ou alimentation de la consommation propre via de la production locale	7
2.4.1 Potentiel.....	7
2.4.2 Actions.....	9
2.5 Réduction du nombre de déplacements grâce à la télécommande ou la télérelève	10
3 Mesures d'exploitation afin de diminuer la consommation d'énergie	11
3.1 Choix ciblé d'un point ouvert dans une boucle de distribution	11
3.2 Postes Elia - exploitation du transfo de réserve : parallèle, séparée ou non magnétisée.....	11
4 Mesures d'investissements et d'exploitation afin de gérer les futurs besoins d'investissements	11
4.1 Installation d'un transformateur de distributeur autorégulant.....	11
4.2 Dynamic line rating.....	11
4.3 Conditions d'accès flexible pour productions locales	13
5 Mesures facilitant l'adaptation du comportement des utilisateurs réseau	13
5.1 Impact des tarifs adaptés sur l'efficacité énergétique de l'infrastructure du réseau	13
5.2 Gaz naturel : confirmation de l'utilisation de l'infrastructure de gaz naturel par de nouvelles applications	13
6 Éclairage public.....	14
6.1 Potentiel d'économie d'énergie des appareils d'éclairage moyennant un niveau équivalent du niveau d'éclairage	14
7 Impact de l'« interopérabilité » sur l'efficacité énergétique des réseaux	14
8 Conclusion	14

1 Introduction

Cette annexe reprend le point de vue d'Elia concernant les différentes mesures étudiées au sein de ce groupe de travail. Les actions à prendre (ou déjà prises) par Elia y seront mentionnées. Cependant, pour certaines mesures, il sera référé à la vision commune établie par les différents gestionnaires de réseau.

Notons également que toutes les mesures ne concernent pas directement Elia, certaines sont plus orientées vers les réseaux de distribution ou ne concernent pas le réseau électrique.

La prise en compte des pertes au niveau du développement ou de l'exploitation du réseau est déjà exercée au sein d'Elia. Par exemple, l'intégration du coût des pertes lors du choix entre deux variantes d'investissements a un impact sur le choix de la solution retenue.

Mais cela ne veut pas dire que les pertes sont l'unique facteur décisif pour développer ou maintenir le réseau. En effet, nous travaillons sur un réseau existant et certains assets/structures pouvant être considérés aujourd'hui comme moins optimaux au niveau de l'efficacité énergétique ne seront pas pour autant remplacés/modifiés pour cette unique raison. Un remplacement anticipé d'un élément du réseau entraîne des coûts supplémentaires (amortissement anticipé) qui ne sont pas justifiables par une réduction du niveau des pertes auprès de la collectivité.

Sans avoir de démarche proactive pour maximiser l'efficacité énergétique, ce paramètre est ajouté aux autres éléments à disposition lors de chaque décision importante.

Pour 2013, les pertes réseau dans la Région de Bruxelles-Capitale s'élèvent suivant calcul à 44,7 GWh, ce qui correspond à 3% dans l'ensemble des pertes réseau au niveau national.

2 Mesures d'investissements pour diminuer la consommation d'énergie

2.1 Évolution vers des niveaux de tension plus élevés

Dans le cadre du développement de son réseau de transport, Elia étudie, lorsque cela s'avère nécessaire, l'intérêt du maintien de plusieurs niveaux de tension au sein de la même zone géographique.

Dans le cadre de ses études, Elia prend plusieurs facteurs en compte, notamment les prévisions de charge et de production, la fin de vie des différents assets, l'harmonisation du réseau, la gestion du réseau, mais aussi les éventuels impacts sur les pertes réseau.

Dans différentes zones du pays, il existe déjà des visions d'upgrade du niveau de tension de certains réseaux, voire « d'optimisation » des différents niveaux de tension existants. Un premier exemple est la zone « Liège – Luxembourg – Namur » pour laquelle il a été décidé d'évoluer d'un réseau 380-70 kV vers un réseau 380-110 kV à long terme. Tous les investissements et remplacements liés au réseau 70 kV se font via l'installation d'assets au gabarit 110 kV.

Un premier cas concret est la réalisation du projet « **Boucle de l'Est** » où le réseau 70 kV sera remplacé par un nouveau réseau 110 kV d'ici quelques années. La première phase de ce projet concerne 21 km de lignes 70 kV, la deuxième concernera 23 km.

Tension	Type conducteur	R (ohm/km)
70 kV	340 AMS	0,095
110 kV	340 AMS	0,095

Tableau 1 : caractéristiques des conducteurs standard pour les lignes 70 et 110 kV

Le tableau 1 reprend les caractéristiques des conducteurs standard pour les lignes 70 et 110 kV. En théorie, pour une charge équivalente, la reconstruction du réseau au niveau de tension 110 kV (par rapport à une nouvelle structure 70 kV) permettrait donc d'économiser jusqu'à 60% de pertes sur la zone de la Boucle de l'Est.

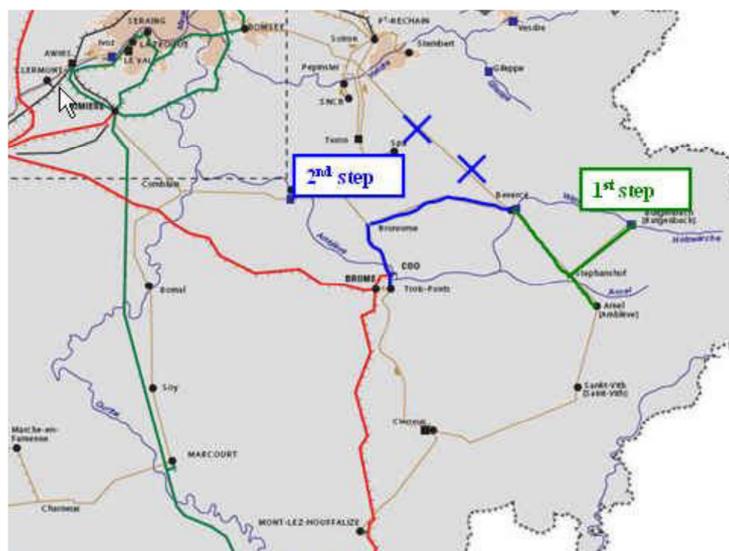


Figure 1 : La Boucle de l'Est : évolution géographique du réseau pour les phases 1 et 2.

Un deuxième exemple est la restructuration du **réseau bruxellois** dans la partie Ouest de la capitale. Ici les réseaux 36 et 150 kV sont présents afin d'alimenter le réseau de distribution. Une étude à vision long terme de cette zone a écarté un scénario complet d'abandon du 36 kV à Bruxelles. En effet, l'étalement dans le temps des besoins de remplacement des assets 36kV, le manque d'espace disponible sur de nombreux sites et la volonté de maintenir un grand nombre de points d'injection vers le réseau de distribution rendent l'abandon total du 36 kV irréaliste à moyen terme.

Par ailleurs, alimenter en 150 kV certains points d'injection fort distants de la source et peu chargés n'est pas du tout intéressant économiquement. Cependant il est possible d'optimiser la cohabitation de ces deux niveaux de tension en utilisant au mieux leurs spécificités (rapprocher les injecteurs 150/36 kV des centres de gravité électriques ; création d'une structure 150 kV plus robuste ; transfert de la charge vers des transformateurs 150/ MT lorsque c'est possible ; utilisation du réseau 36 kV comme réseau de transport local).

Une étude approfondie de cette zone a montré qu'il était possible, moyennant une restructuration en profondeur du réseau de transport, de diminuer la longueur totale du réseau 36 kV. La longueur totale du réseau 36 kV de la zone Ouest de Bruxelles passera de 220 km actuellement à 110 km d'ici 2035. Cette diminution se fera au prix d'une légère augmentation de la pose de câbles 150 kV nécessaire. En effet la longueur du réseau 150 kV passera de 22 à 27 km.

Le tableau ci-dessous reprend les caractéristiques des conducteurs standard pour les câbles 36 et 150 kV. En théorie, pour une charge équivalente, la nouvelle structure permettrait donc d'économiser jusqu'à 50% de pertes sur la zone Ouest de la capitale.

Il est fort difficile, même théoriquement, d'estimer le gain au niveau des pertes si le réseau 36 kV devait être supprimé au profit du réseau 150 kV. En effet, ceci nécessiterait soit d'étendre le réseau 150 kV (même pour alimenter de faibles charges, ce qui ne peut pas être justifié économiquement), soit de renforcer encore plus le réseau 11 kV afin de reprendre la fonctionnalité actuelle du réseau 36 kV. Actuellement, Elia dispose d'une structure schématique d'un réseau purement 150/MT, cependant non concerté avec Sibelga. Notons qu'un développement uniquement en 150/11 kV risquerait d'entraîner des pertes supplémentaires liées à plus transport en 11 kV.

Tension	Type conducteur	R (ohm/km)
36 kV	630 Al	0,0469
150 kV	2000 Al	0,0149

Tableau 2 : les caractéristiques des conducteurs standard pour les câbles 36 et 150 kV.

La figure ci-dessous représente l'évolution du réseau 36 kV sur la partie Ouest de Bruxelles. On remarquera que celui-ci se concentrera au sein du ring de la capitale.

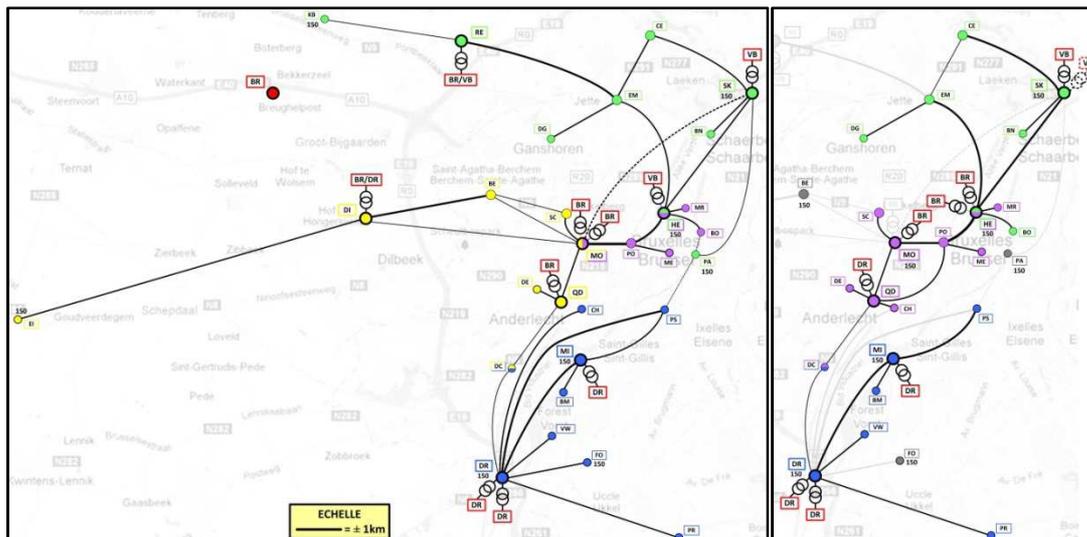


Figure 2 : évolution « géographique » du réseau 36 kV de la partie Ouest de Bruxelles entre 2015 et 2035

Ces approches et réflexions permettent donc d'optimiser au mieux le réseau en fonction des besoins et également de diminuer les pertes réseau (à condition de considérer des charges équivalentes). Cependant, il est à noter que le caractère maillé du réseau de transport rend très complexe le calcul précis ainsi que la mesure de l'efficacité énergétique.

Remarquons finalement que le réseau Elia est également fort soumis au transit, surtout au niveau 380 kV et que ceci a un impact relativement important au niveau des pertes globales du réseau de transport.

2.2 Choix optimal de la section des câbles

Le choix optimal de la section des câbles est difficilement transposable au cas d'un réseau interconnecté et à caractère maillé où les flux sont influencés par des éléments externes tels que les grands transits d'énergie entre pays, en fonction des types de production en service.

Au niveau du réseau de transport régional et plus particulièrement pour les réseaux 36 kV, depuis quelques années, de nouveaux standards, notamment avec des sections plus élevées ou des conducteurs plus performants (par exemple 1000mm² Al/630mm² Cu, 1000m²Cu) sont disponibles en Elia. Ces standards avaient été choisis principalement afin de pouvoir transporter des capacités plus importantes. Néanmoins, le niveau des pertes est un élément pris en compte lors du choix des types de conducteurs standards au sein d'Elia.

2.3 Utilisation de transformateurs de distribution efficaces en énergie

Bien que ce sujet se soit concentré principalement sur les réseaux de distributions (le nombre de transformateurs y étant plus conséquent), il est néanmoins possible de faire la parallèle avec le réseau de transport

Pour les transformateurs du réseau de transport, la valorisation des pertes sur la durée de vie de l'équipement est un paramètre dans l'optimisation du design des transformateurs. Afin de limiter la perte dans les transformateurs de distribution (du réseau de transport) sur la durée de vie totale, Elia travaille, depuis 1993, avec des accords-cadres nationaux qui utilisent le concept de la capitalisation des pertes. Cela signifie que le constructeur optimise son design sur la base d'un coût de capitalisation pour la charge nulle et des pertes de charge.

L'attribution des accords-cadres est effectuée sur la base du TCO (Total Cost of Ownership), le coût des pertes étant actualisé. Lors de l'introduction de la nouvelle directive européenne relative à l'écoconception (UE 548/2014 même directive que celle appliquée aux transformateurs de distribution), Elia a contrôlé les transformateurs des accords-cadres en cours et constaté que tous les transformateurs disponibles dans ceux-ci satisfaisaient déjà aux exigences minimales de la phase deux de la directive (21.07.2021).

Pour 2013, les pertes réseau relatives aux transformateurs des points de fournitures bruxellois s'élevaient suivant calcul à 24.3 GWh, ce qui correspond à environ 55% des pertes de la Région de Bruxelles-Capitale.

2.4 Réduction de consommation propre des postes / cabines ou alimentation de la consommation propre via de la production locale

2.4.1 Potentiel

La consommation propre d'un poste haute tension comprend la consommation de toute une série d'installations techniques (batteries, sécurités, redresseurs...) ainsi que le chauffage et l'éclairage des bâtiments dans lesquels se trouvent ces installations techniques. L'ensemble est désigné par les termes « services auxiliaires ». Ces services auxiliaires sont souvent alimentés directement par le réseau à haute tension Elia via les transformateurs de services auxiliaires. Étant donné que ces alimentations ne disposent pas de compteurs, il n'existe pas d'informations fiables à propos de la consommation propre des postes et cabines.

Le réseau Elia en Belgique comprend quelque 800 postes à haute tension (y compris des postes clients) dont 681 postes avec des services auxiliaires qui sont la propriété d'Elia. Dès 681 postes il y a 33 qui sont situés en Région de Bruxelles-Capitale

Pour l'achat d'énergie en compensation de ces pertes, on part de l'hypothèse que la consommation des services auxiliaires s'élève à environ 87,6 GWh par an.

Comptages des services auxiliaires :

Elia ne dispose pas pour le moment d'informations fiables et structurées pour évaluer la consommation des services auxiliaires. C'est pourquoi un projet a été entrepris pour équiper plusieurs postes de contrôle de compteurs sur leurs services auxiliaires. Afin d'obtenir un échantillon significatif statistiquement, 81 postes de contrôle ont été sélectionnés pour le placement de compteurs :

- 61 postes avec **comptages**, dont 4 en Région de Bruxelles-Capitale, sur la ou les alimentations principales ;
- 20 postes avec des **comptages partiels**, dont 1 en Région de Bruxelles-Capitale, supplémentaires sur les différents services auxiliaires Elia (chauffage, éclairage, batteries, redresseurs).

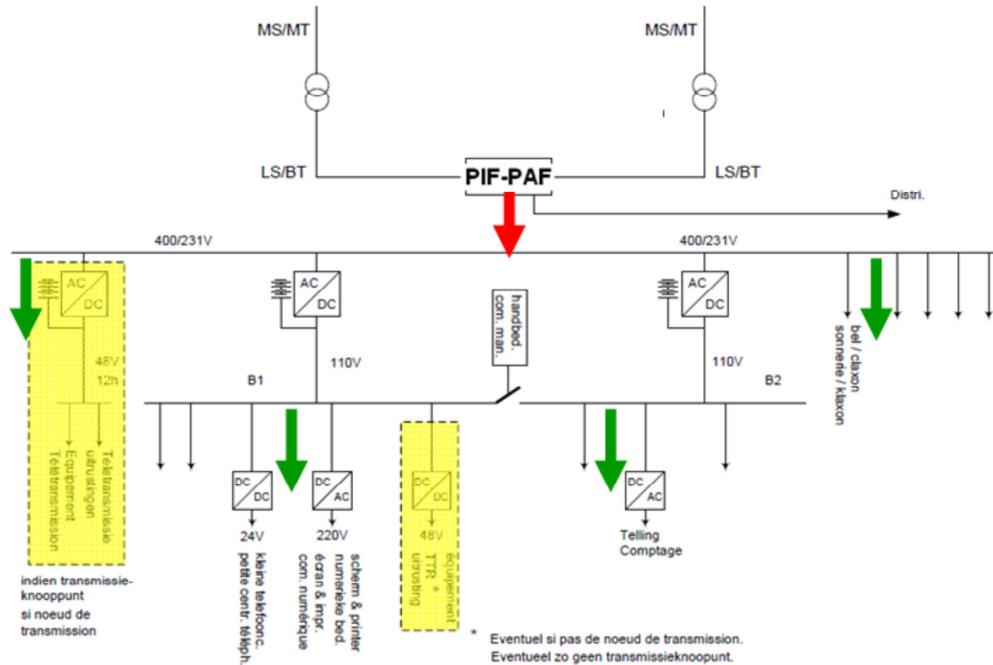


Figure 3 : Schéma bloc des sources et répartitions (pas de circuits)

Étant donné qu'aucun poste n'est identique, des installations pilotes sur six postes ont été lancées en 2013. Sur la base de cette expérience, le cahier des charges a été optimisé et le placement de compteurs sur les autres postes a été entamé en 2014. Fin 2015, tous les compteurs du projet seront installés et opérationnels (enregistrement des comptages et consultation en ligne). Le projet est actuellement budgétisé à 950.000 €.

Les premiers comptages des six installations pilotes montrent un profil très varié mais, compte tenu de leur nombre limité, ils ne sont pas pertinents statistiquement. Pourtant, quelques tendances se dégagent déjà : la consommation dans le cas d'un poste construit récemment est nettement inférieure à celle d'un poste plus ancien. Dans les différents postes de consommation, le chauffage et les batteries s'avèrent enregistrer la consommation la plus importante. Pour déterminer un niveau de consommation moyen par poste, le nombre de données est encore trop limité mais, à des fins d'illustration, les comptages sur l'alimentation principale dans un poste 150/36 kV plus ancien sont présentés dans le graphique ci-dessous. Il apparaît que celle-ci peut présenter des pics jusqu'à 16 kW avec une consommation totale en 2014 (11 mois) de 17 MWh.

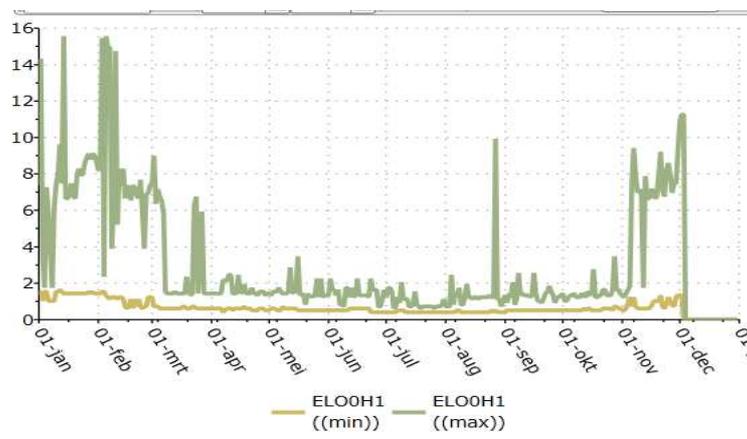


Figure 4: compteurs des services auxiliaires d'un poste Elia.

En 2016, tous les comptages seront disponibles et les analyses suivantes pourront être entreprises:

- détermination de la consommation totale des services auxiliaires sur le réseau Elia;

- distinction des principaux paramètres qui influencent la consommation (âge, superficie du bâtiment du poste, puissance du transformateur de services auxiliaires...);
- identification des principaux postes de consommation sur la base des comptages partiels.

Ces analyses permettront d'identifier les principaux composants de consommation dans les postes à haute tension Elia et de déterminer le potentiel d'efficacité des mesures possibles.

Étude théorique pour le potentiel d'isolation des bâtiments de poste existants.

- En attendant les résultats des comptages, Elia a effectué quelques simulations afin d'évaluer le potentiel de quelques investissements permettant des économies d'énergie. En partant d'un bâtiment de poste non isolé théorique, plusieurs options ont été évaluées pour l'isolation :
 - o Superficie 380 m², étendue 558 m², volume 1658 m³
 - o Consommation de référence 100 MWh, 85€/ MWh

Mesure	Par poste		Pour 300 postes			Profit (%)	Période de récupération (ans)
	Coût (€)	Gains énergétiques annuels (MWh)	Coût (€)	Gains énergétiques annuels (MWh)	Gain financier annuel (€)		
Double vitrage (châssis incl.)	13.200	3,6	3.960.000	1.077	91.538	3%	43
Isolation de la toiture	5.558	21,5	1.667.400	6.462	549.231	21%	3
Isolation des façades (murs pleins)	17.856	6,7	5.356.800	2.000	170.000	7%	32

Tableau 3: analyse des mesures pour l'isolation d'un bâtiment

Le scénario précédent part du principe que 300 postes ne sont pas isolés et chacun consomme en moyenne 100 MWh par an en chauffage. En pratique, cette consommation peut être inférieure (les compteurs en figure 4 ont enregistrés 17 kWh), ce qui peut induire une augmentation notable de la période de récupération. Cependant, il est clair que l'isolation du toit (plat) est de loin la mesure la plus efficace avec la période de récupération la plus courte.

En tenant compte de la répartition des postes Elia sur le territoire belge, environ 7% de cette mesure pourrait être réalisée en région de Bruxelles-Capitale.

2.4.2 Actions

En attendant la disponibilité des comptages pertinents des services auxiliaires dans les postes, plusieurs actions ont déjà été entamées et prévoient de limiter la consommation propre par la rénovation des bâtiments de poste existants.

Rénovation complète des bâtiments de poste

Actuellement, deux projets sont prévus pour rénover complètement les bâtiments de poste: placement d'une isolation sur le toit et les murs latéraux, nouvelles fenêtres et portes, appareils de chauffage moins puissants, doubles thermostats, éclairage led... L'un des postes concernés sera également équipé de compteurs (y compris de comptages

partiels) de telle sorte que la consommation puisse être comparée avant et après la rénovation.

Rénovation des toitures

Un audit des toitures (1100) sur les postes (365) est actuellement en cours. En fonction des résultats, un programme sera mis au point pour rénover et isoler chaque année x m² de toiture. L'audit sera terminé début 2015 et un budget est prévu pour entreprendre les cas les plus urgents dès 2015. Pour la région de Bruxelles-Capitale, il y a 15 postes avec 57 toitures, les autres postes se retrouvent souterrains ou dans les caves des grands bâtiments (par exemple les immeubles).

Des actions supplémentaires seront élaborées dès que les résultats des comptages sur les services auxiliaires seront disponibles. Dans l'état actuel des choses, les mesures possibles pour les postes existants sont : l'isolation de la toiture, des murs, le remplacement des portes et fenêtres, la rénovation du chauffage et des thermostats et un meilleur réglage de la ventilation, le placement d'un éclairage led...

Pour les postes qui doivent encore être construits, il faudra étudier comment les performances énergétiques peuvent encore être améliorées. Concrètement, on pourra examiner si les standards techniques peuvent être optimisés en tenant compte du rapport coûts/profits. Par exemple, par un meilleur réglage des thermostats et du chauffage en fonction de la ventilation (sans risque de condensation).

Production propre d'énergies renouvelables (panneaux solaires)

En fonction des comptages des services auxiliaires, quelques postes nouveaux ou rénovés peuvent être sélectionnés à terme pour être équipés de panneaux solaires. À titre d'illustration, équiper un poste de 300m² de panneaux solaires coûte 75.000 € et donne une production annuelle de 34,5 MWh. Sans tenir compte de certificats verts éventuels, le temps de récupération obtenu est donc de 25 ans. Hormis la production d'énergie renouvelable, un avantage supplémentaire est que les panneaux solaires prolongent l'autonomie des batteries

Point problématique : juridiquement, il faut déterminer s'il est autorisé dans chaque Région que le gestionnaire du réseau de transport place des panneaux solaires pour couvrir sa propre consommation.

2.5 Réduction du nombre de déplacements grâce à la télécommande ou la télérelève

Tous les comptages Elia sont entièrement équipés pour la télérelève et la télémaintenance, c'est-à-dire qu'ils peuvent être gérés à distance. Pour les comptages, un smart-metering complet est utilisable, sauf pour couper les clients à distance. Par ailleurs, tous les disjoncteurs Elia peuvent être télécommandés. Il en va de même aussi pour tous les sectionneurs des grands postes 70 kV et tous les postes d'un niveau de tension de 150 kV ou plus.

Chez Elia, l'utilisation d'appareils télécommandables et de compteurs lisibles à distance est relativement avancée. Par conséquent, nous recherchons une plus grande efficacité dans des techniques innovantes qui font appel à une technologie de réseau, ce qui permet Elia d'éviter un important nombre de déplacements:

- Diminuer la maintenance sur les équipements à haute tension par une meilleure évaluation du statut d'un asset et par l'exécution de la maintenance uniquement au moment adéquat.
- Entretenir les batteries à distance par la télémaintenance.
- Limiter et effectuer à distance l'entretien des appareils à basse tension par l'intermédiaire de la télémaintenance.
- Un dernier point est la télérelève pendant les incidents. Grâce à la télérelève, nous pourrions en principe éviter tous les déplacements en enregistrant la topologie et en localisant les défauts à distance.

Timing

Un POC (Proof of Concept) est prévu jusqu'à la fin 2015. Si les résultats sont convaincants, Elia entreprendra les travaux nécessaires à partir de 2016. Les équipements à haute tension seront opérationnels d'ici 2017 selon les prévisions. L'implémentation pour les appareils à basse tension sera effectuée à une fréquence de 200 à 250 armoires par an (sur un total de +/- 8000 armoires). Le planning prévoit également un roll-out de +/- 10 ans en ce qui concerne les batteries.

En tenant compte de la répartition des postes Elia sur le territoire belge, environ 7% de cette mesure pourrait être réalisée en région de Bruxelles-Capitale.

3 Mesures d'exploitation afin de diminuer la consommation d'énergie

3.1 Choix ciblé d'un point ouvert dans une boucle de distribution

Sujet spécifique aux réseaux de distribution. Pas d'application pour Elia.

3.2 Postes Elia - exploitation du transfo de réserve : parallèle, séparée ou non magnétisée

Feedback général pour l'ensemble du groupe. Voir document principal pour plus d'infos.

4 Mesures d'investissements et d'exploitation afin de gérer les futurs besoins d'investissements

4.1 Installation d'un transformateur de distributeur autorégulant

Pas d'étude actuellement en Elia.

4.2 Dynamic line rating

Dans le cadre de l'utilisation de DLR (Dynamic line Rating) pour la production de type éolien, il a été déterminé suite à une analyse des données de vent, qu'une ligne critique équipée de DLR pourrait permettre de réduire l'appel à la flexibilité entre 1,5 à 22 fois (en fonction de l'orientation de la ligne par rapport au vent dominant) par rapport à la même ligne non équipée de DLR¹. De plus, la combinaison entre la connaissance a priori de l'ampacité réel d'une ligne équipée de DLR avec des dispositifs de modulation des productions décentralisées permet d'augmenter la capacité d'accueil de 8% dans les zones limitées par une ligne critique².

Une analyse statistique effectuée sur les données obtenues après l'installation d'un DLR sur une ligne 70 kV a montré que l'ampacité réelle est 98% de temps supérieure à 115% de la limite saisonnière.

Le tableau et la figure ci-dessous présentent les résultats de l'analyse statistique. L'analyse statique a été réalisée sur des données mesurées et sur les résultats des prévisions

¹ Étude interne Elia

² Étude interne Elia

d'ampacité définies 24 h à l'avance et ré-updatées toutes les 6 h. Pour les prévisions, le choix du percentile équivaut à un niveau de risque que l'on souhaite garantir.

Gain relatif par rapport à la limite saisonnière	Ampacité temps réel	Prévision d'ampacité 24 h P95	Prévision d'ampacité 24 h P98
<100%	0%	1%	2%
<105%	0%	4%	7%
<110%	0%	10%	16%
<115%	2%	24%	34%
<120%	5%	37%	48%
<125%	10%	46%	57%
<130%	16%	52%	64%

Tableau 4 : résultats de l'analyse statistique avec P95 : percentile 95 et P98 : percentile 98

La figure ci-dessous présente l'ampacité temps réel et la prévision d'ampacité à 24 h (P98).

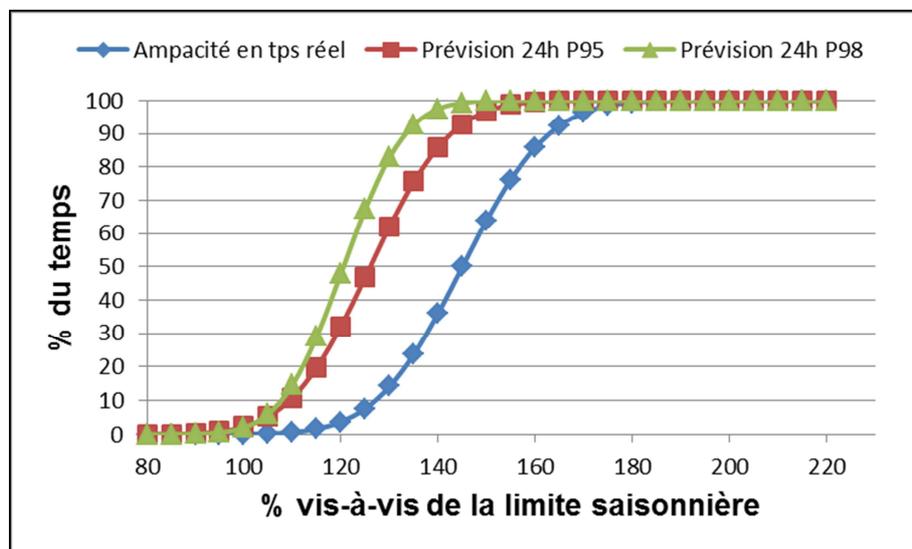


Figure 5 : Courbe de répartition de l'ampacité en fonction du temps réel et des prévisions

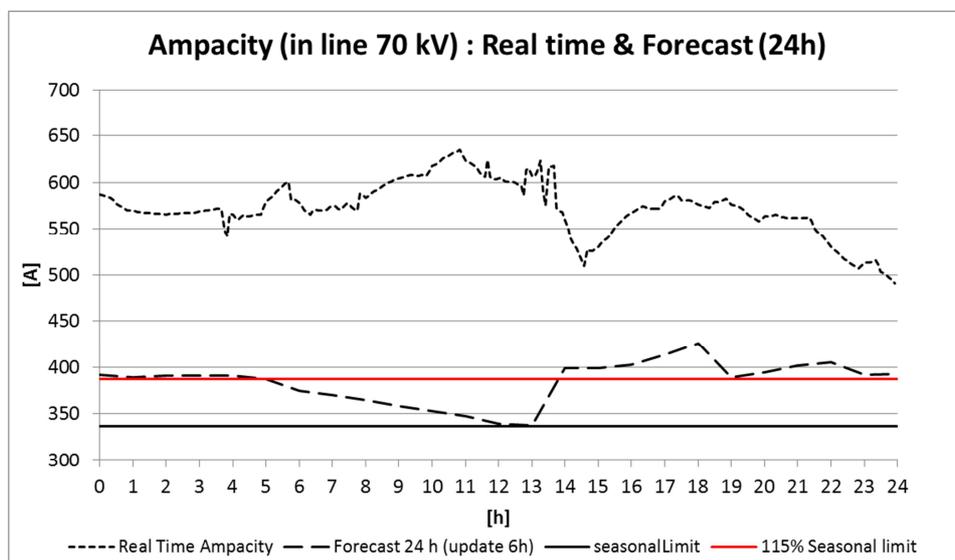


Figure 6 : Evolution de l'ampacité réelle et prévue sur 24 h pour une ligne 70 kV

Comme pour les lignes critiques au niveau de l'accueil de la production décentralisée, l'installation de DLR sur les lignes transfrontières permettra d'augmenter de 10 à 15% la limite saisonnière en fonction des conditions météorologiques. Cependant, l'utilisation effective de cette capacité supplémentaire est difficilement quantifiable car les flux transfrontaliers sont liés à la disponibilité de l'énergie dans les pays étrangers. Ensuite, la répartition de ces flux dépend à la fois de la topologie du réseau interne mais aussi de celle des réseaux externes.

Elia travaille avec la société Ampacimon pour la mise en place de DLR sur les lignes électriques. La technologie développée a été appliquée avec succès sur le réseau 150 kV afin de transporter l'énergie fournie par les parcs offshore.

Elia est le premier GRT à décider d'équiper les lignes internationales de DLR. La décision a été prise au printemps 2014 avec l'annonce de l'indisponibilité de Doel 3 et de Tihange 2. Ainsi, cela va permettre d'augmenter la capacité au niveau des frontières pour les hivers prochains. Néanmoins, l'utilisation de cette capacité est liée à l'énergie disponible au niveau des pays voisins et à la répartition des flux au niveau des frontières. De plus, l'utilisation de prévision à 24 ou 48 h permet d'offrir la capacité dégagée uniquement au marché à court terme et pour les achats d'urgence.

Pour l'utilisation de DLR dans le cadre du raccordement de la production décentralisée, Elia a défini des critères à utiliser afin d'identifier les lignes critiques à équiper de DLR. Ces critères ont été définis suite au retour d'expérience sur l'utilisation de DLR sur le réseau 150 kV. Ainsi, à chaque demande de raccordement où une ligne est définie comme critique, il est proposé d'installer des DLR en concertation avec l'accord du producteur d'une certaine flexibilité. L'investissement DLR sera effectué par ELIA. À l'heure actuelle, des projets d'installation de DLR existent et un DLR a déjà été installé afin d'analyser son utilisation en 70 kV.

Etant donné que le Région de Bruxelles-Capitale est déjà entièrement équipée de câbles souterrains, cette mesure n'aurait ici aucun effet.

4.3 Conditions d'accès flexible pour productions locales

Feedback général pour l'ensemble du groupe par Elia. Voir document principal pour plus d'infos.

5 Mesures facilitant l'adaptation du comportement des utilisateurs réseau

5.1 Impact des tarifs adaptés sur l'efficacité énergétique de l'infrastructure du réseau

Feedback général pour l'ensemble du groupe par les différents GRD.

5.2 Gaz naturel : confirmation de l'utilisation de l'infrastructure de gaz naturel par de nouvelles applications

Feedback général pour l'ensemble du groupe par Fluxys. Pas d'application pour Elia

6 Éclairage public

6.1 Potentiel d'économie d'énergie des appareils d'éclairage moyennant un niveau équivalent du niveau d'éclairage

Sujet spécifique aux réseaux de distribution. Pas d'application pour Elia.

7 Impact de l'« interopérabilité » sur l'efficacité énergétique des réseaux

Lors des réunions d'accompagnement, Brugel a demandé d'étudier spécifiquement l'aspect « interopérabilité ». Etant donné que l'interopérabilité n'est pas définie dans la directive et que, de ce fait, l'interprétation du terme est difficile, ni le groupe de travail en Synergrid, ni Elia n'ont pu identifier des mesures d'efficacité énergétique en rapport avec cette interopérabilité.

8 Conclusion

Nous estimons, au sein d'Elia, donner suffisamment d'importance au suivi de l'efficacité énergétique au sens large et des pertes réseau plus particulièrement. En effet, il est logique d'exploiter et de développer au mieux le réseau afin de minimiser les surcoûts engendrés par l'achat des pertes réseau. C'est d'ailleurs dans ce cadre-là que l'impact de ces pertes est pris en compte lors des analyses technico-économiques lorsque cela s'avère nécessaire.

Cependant le facteur « efficacité énergétique » ne peut pas être considéré comme le seul facteur de décision. Les investissements engagés par Elia doivent également être réalistes en termes de faisabilité et de coûts. Cette analyse reste néanmoins un bon exercice pour faire l'état des lieux des mesures déjà existantes ou encore à entreprendre au sein d'Elia.