

Consultation Future Proposition Tarifaire

Consultation des entreprises d'électricité concernées portant sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire

Elia, Users' Group
Bruxelles, 23 avril 2015
Frank Vandenberghe

Agenda

1. Introduction et cadre général
2. Méthodologie tarifaire
3. Evolution des coûts, recettes et rémunération
4. Volumes
5. Conclusions
6. Principes généraux quant à l'allocation des coûts et les tarifs
7. Obligation de service public, taxes et surcharges
8. Réactions sur la note de consultation
9. Adaptations contrat d'accès
10. Questions

Introduction et cadre général

Introduction et Cadre Général

- **Consultation**

- ✓ Dans le cadre de l'accord conclu entre la CREG et Elia, Elia organise: *“une consultation des entreprises d'électricité concernées portant sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire “*
- ✓ Une consultation a déjà été organisée dans le cadre de l'élaboration de la nouvelle méthodologie tarifaire

- **Cadre général**

- ✓ L'établissement d'une proposition tarifaire pluriannuelle → s'apparente à bien des égards à un travail prospectif d'anticipation de la réalité future
- ✓ L'élaboration de la proposition tarifaire tient compte au maximum de ces incertitudes et facteurs de risque:
 - Adaptation du cadre réglementaire et légal, initiative gouvernementale, évolution du parc de production, mécanisme de soutien, ...
- ✓ Si les facteurs de risque influencent considérablement la capacité d'Elia à accomplir ses activités, Elia souhaite pouvoir en tenir compte et adapter sa proposition tarifaire en conséquence.

Méthodologie tarifaire

Structure tarifaire

Méthodologie Tarifaire Actuelle

- Tarifs de raccordement
- Tarifs pour utilisation du réseau
 - ✓ Tarifs de la puissance souscrite pour le prélèvement
 - ✓ Tarifs de la puissance complémentaire pour le prélèvement
 - ✓ Tarifs de la gestion du système pour l'injection et le prélèvement
 - ✓ Tarifs d'utilisation du réseau pour l'injection
- Tarifs des services auxiliaires
 - ✓ Tarifs pour la réservation du réglage primaire de la fréquence, la réservation du réglage secondaire de l'équilibre au sein de la zone de réglage belge, la réservation de la réserve tertiaire et le service de black start
 - ✓ Tarifs du réglage de la tension et de la puissance réactive
 - ✓ Tarifs de la gestion des congestions
 - ✓ Tarifs de la compensation des pertes d'énergie active dans le réseau
- Tarifs pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès
- Tarifs pour obligations de service public et "taxes et surcharges"

Nouvelle Méthodologie Tarifaire

- Tarifs de raccordement
- Tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau
 - ✓ Tarifs pour la pointe mensuelle
 - ✓ Tarifs pour la pointe annuelle
 - ✓ Tarifs pour la puissance mise à disposition
- Tarifs de gestion du système électrique
 - ✓ Tarifs pour la gestion du système électrique
 - ✓ Tarifs pour le prélèvement d'énergie réactive complémentaire
- Tarifs de compensation des déséquilibres
 - ✓ Tarifs pour les réserves de puissance et le black-start
 - ✓ Tarifs pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès
- Tarifs pour l'intégration du marché
- Tarifs pour les obligations de service public et "taxes et surcharges"

Eléments nouveaux

- **Harmonisation entre les tarifs pour les GRDs et pour les clients directs: mêmes types de tarifs**
 - ✓ Tarif pour pointe annuelle et mensuelle
 - ✓ Tarif pour puissance mise à disposition
- **Suppression du mécanisme de souscription**
- **Tarifs en fonction des niveaux d'infrastructure** – (CIL = « Contractual Infrastructure Level »)
 - ✓ CIL1 = En réseau 380/220/150 kV
 - ✓ CIL2 = En réseau 70/36/30 kV (fusion des anciens groupes de clients 2 et 3)
 - ✓ CIL3 = A la sortie de la transformation vers la Moyenne Tension
- **Passage de tarifs basés sur « l'énergie brute limitée » vers des tarifs basés sur « l'énergie nette »**
- **Introduction d'un tarif pour les services d'intégration du marché de l'électricité**

Evolution des coûts, recettes et rémunération

Coûts

- **Les tarifs de transport couvrent la totalité du revenu nécessaire à l'exercice des activités régulées**
 - ✓ Revenu total = les coûts du gestionnaire de réseau + la rémunération du gestionnaire du réseau (la marge équitable sur les capitaux investis dans les réseaux + les incitants pour la réalisation des objectifs fixés préalablement par la CREG)
- **Défis pour le gestionnaire de réseau:**
 - ✓ L'évolution incertaine du parc de production (incertitude sur l'investissement dans de nouvelles unités de production, sortie du nucléaire,...)
 - ✓ L'augmentation des sources d'énergies renouvelables intermittentes et décentralisées (RES)
 - ✓ Les investissements importants à prévoir dans le réseau
 - ✓ Les besoins plus importants de flexibilité

Augmentation des coûts à prévoir pour la gestion des services auxiliaires et le développement du réseau

Stabilité attendue pour les autres postes de coûts

Coûts – Services auxiliaires (coûts influençables)

- **Diminution des ressources disponibles**
 - ✓ Mise hors-service de centrales → impact sur FCR (R1), aFRR (R2), mFRR (R3)
 - ✓ Evolution du prix du CO₂ → pas de modification du “merit order” à prévoir
- **Hausse des volumes de réserve nécessaires**
 - ✓ **FCR**: nouvelle règle d’allocation au niveau européen
 - ✓ **aFRR**: Network Codes
 - Harmonisation des marchés d’équilibrage européens (Network Codes)
 - ↑ volatilité du déséquilibre
 - ✓ **mFRR up**: ↑ capacité installée des énergies renouvelables intermittentes
 - Déséquilibres suite à des écarts de prévision + perte semi-simultanée (ex: tempête)
 - ✓ **mFRR down**: risque de déséquilibre positif important (RES, HVDC, Nemo)
 - NC LFC&R prévoit des règles strictes concernant la disponibilité et le dimensionnement des réserves à la baisse
 - 300 MW via synergies internationales (= limitant le volume à acheter)
 - ✓ **Puissance réactive**: défis futurs en termes de réglage de la tension:
 - Attente que le nouveau mécanisme plus efficace mène à une diminution des coûts

Augmentation significative des coûts influençables résultant de la diminution des ressources disponibles et de l’augmentation du volume de réserve nécessaire

Coûts – Développement du réseau

- **Référence aux plans de développement établis par Elia et approuvés par le Ministre**
 - ✓ Estimation des besoins en capacité de transport d'électricité
 - ✓ Vue d'ensemble des investissements d'extension et des renouvellements nécessaires
 - ✓ Explication des hypothèses sous-jacentes
- **Le programme d'investissement vise 3 objectifs:**
 - ✓ Assurer la pérennité du réseau existant en termes de sécurité, de fiabilité, d'efficacité et de protection de l'environnement
 - ✓ Poursuivre le développement du réseau par des investissements découlant des changements dans le parc de production et de la localisation des pôles de consommation
 - ✓ Accélérer l'intégration européenne du marché de l'énergie électrique

Les développements repris dans les plans de développement entraînent une hausse importante du portefeuille d'investissements pour les années à venir. L'impact se traduit principalement par une augmentation des amortissements et des coûts de financement à couvrir par les tarifs

Recettes

- **Recettes gérables → devraient rester quasiment stables**
- **Revenus provenant des ventes internationales (rentes de congestion) → sensiblement plus élevés**
 - l'augmentation des capacités d'interconnexion et l'implémentation du flow-based auront toutefois un impact négatif sur les rentes de congestion
- **Solde positif période 2011-2014: sera utilisé pour assurer la cohérence des tarifs et lisser les fortes fluctuations tarifaires**

Rémunération

- **Revenu total = coûts du gestionnaire de réseau + la rémunération du gestionnaire de réseau**
 - ✓ Marge équitable est définie dans la méthodologie tarifaire
 - ✓ Contrepartie du goodwill associée à la mise hors service des actifs ne pourra plus être couverte par les tarifs
 - ✓ Incitants
 - Incitants financiers pour la réalisation des objectifs opérationnels + exécution des projets
 - Montants des incitants sont déjà définis pour la proposition tarifaire + correction ex-post
 - Incitant “réduction des coûts gérables” + “réduction des coûts influençables” + “amélioration de la continuité d’approvisionnement” : les montants ne sont pas prévus dans la méthodologie tarifaire → Elia se basera sur des hypothèses de performance
 - Incitant pour les investissements importants et spécifiques: montant encore à définir

Volumes

Volumes

- **Impact méthodologie tarifaire: “charge nette” et “injection nette”**
- **Energie**
 - ✓ Charge nette
 - Réalité 2012-2014 comparé à la proposition tarifaire rectifiée: en moyenne -1,4% par an
 - Elia escompte un recul d'environ 1 % par an pour l'énergie prélevée nette
 - ✓ Injection nette
 - Niveau 2016-2019 en moyenne 2 à 3 % plus haut pour la période 2016-2019 par rapport au niveau réel des injections nettes en 2014 (= diminution de 20% par rapport aux hypothèses d'énergie injectée nette prise en compte dans la proposition tarifaire rectifiée 2012-2015)
- **Puissance (pointe mensuelle et annuelle prélevée)**
 - ✓ GRD: en moyenne -0,6% par an
 - ✓ Utilisateur de réseau raccordé au réseau Elia : statu-quo

Conclusions

Conclusions

- **Effets combinés:**
 - ✓ Hausse des coûts nécessaires
 - ✓ Compensation des soldes positifs 2011-2014
 - ✓ Recettes
 - ✓ Baisse des volumes
 - ✓ Inflation
- Augmentation global du tarif

Elia s'attend, sans en prendre l'engagement, à une hausse annuelle moyenne du chiffre d'affaires tarifaire de 2 à 5 %

Impact sur les tarifs individuels pourra être plus significatif, compte tenu d'une baisse supposée de la puissance et de l'énergie prélevées

Principes généraux quant à l'allocation des coûts et les tarifs

Principes généraux allocation des coûts et tarifs

- **Un tarif individuel par année au lieu d'un tarif égal et constant pour toute la période**
- **Structure tarifaire conformément à la méthodologie tarifaire:**
 - ✓ Tarifs de raccordement;
 - ✓ Tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau;
 - ✓ Tarifs de gestion du système électrique;
 - ✓ Tarifs de compensation des déséquilibres;
 - ✓ Tarifs pour l'intégration du marché.
- **Structure tarifaire basée sur les principes suivants, conformément à la méthodologie tarifaire:**
 - ✓ Output-based
 - ✓ Transparence
 - ✓ Simplicité
- **Total des coûts nécessaires + rémunération → à couvrir par les tarifs de transport.**
- **Réduction du nombre de groupes de clients de quatre à trois:**
 - ✓ En réseau 380/220/150 kV;
 - ✓ En réseau 70/36/30 kV;
 - ✓ A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension.

Allocation entre tarifs d'injection et de prélèvement

- Proposition d'Elia basée sur **les principes et les choix relatifs aux tarifs d'injection tels que définis dans la proposition tarifaire rectifiée 2012-2015**:
 - ✓ Seulement un tarif d'injection pour le 'tarif pour les réserves de puissance et le black start'
 - ✓ Répartition 50%-50% entre injection et prélèvement des coûts sous-jacents aux puissances de réserve
 - ✓ Tenant compte d'un benchmarking international des tarifs d'injection
- Elia propose que **le tarif d'injection ne soit pas supérieur au tarif d'injection moyen révélé par le benchmarking**
- Elia propose de réaliser le **benchmarking sur base**:
 - ✓ De la moyenne arithmétique du tarif d'injection tel qu'il figure dans la revue des tarifs de transport 2014 publiée par ENTSO-E, complétée par une évaluation des éventuelles obligations en nature imposées aux producteurs
 - ✓ Périmètre géographique considéré: FR, NL, DE, AT, GB, NO, DK, SE, FI
 - ✓ D'autres arguments peuvent étoffer le benchmarking

Tarifs de raccordement pour clients directs et GRD

- **Proposition:**
 - ✓ Pas de modification significative de la structure ou de la manière dont les tarifs sont fixés
 - ✓ Les tarifs évoluent en fonction de l'inflation escomptée et du coût du capital d'Elia

Tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau

- 3 tarifs dans la catégorie “gestion et développement de l'infrastructure de réseau”
 - proposition de clé de répartition pour l'allocation des coûts:
 - ✓ Tarif pour puissance mise à disposition: 50% des coûts nécessaires
 - ✓ Tarif pour pointe annuelle: 30% des coûts nécessaires
 - ✓ Tarif pour pointe mensuelle: 20% des coûts nécessaires
- Ceci respecte les choix de la période 2012-2015: 50% pour la puissance mise à disposition déjà d'application pour les GRD
- Pourcentage supérieur pour la pointe annuelle par rapport à la pointe mensuelle car la pointe annuelle peut être plus facilement ‘évitée’, comme tous les quarts d'heure ne sont pas pris en considération dans la période de pointe annuelle + signal adressé pour l'utilisation du réseau
- Même clé de répartition pour les GRD et les clients directs (harmonisation)

Tarifs pour pointe annuelle

- **Détermination de la pointe annuelle pour le prélèvement**
 - ✓ Proposition: pointe de puissance mesurée pendant les quarts d'heure qui constituent la période de pointe annuelle sur les 12 derniers mois
 - ✓ Mesure de transition en 2016 par laquelle aucun quart d'heure de 2015 n'est pris en compte, afin de donner la possibilité à toutes les parties d'adapter leur profil de prélèvement en conséquence.
- **Détermination de la période de pointe annuelle pour le prélèvement**
 - ✓ Méthodologie tarifaire: la période tarifaire de pointe est proposée par le gestionnaire de réseau et approuvée par la CREG comme la période pendant laquelle la charge globale sur le réseau est statistiquement la plus élevée
 - ✓ Détermination de la période → voir détail en annexe
- **Proposition pour la période de pointe annuelle:**
 - ✓ Mois de Novembre à Mars (cf. définition de la loi électricité dans le cadre de la réserve stratégique)
 - ✓ Tous les jours de la semaine: du lundi au vendredi (cf. période de pointe comme en 2012-2015)
 - ✓ Période de 7h00 à 22h00 (cf. période de pointe comme en 2012-2015)

Tarifs pour pointe mensuelle

- **Proposition pour les tarifs pour pointe mensuelle**
 - ✓ Pointe de puissance mesurée durant le mois concerné
 - ✓ Ce tarif s'applique aussi bien aux clients directs qu'aux GRD (harmonisation)

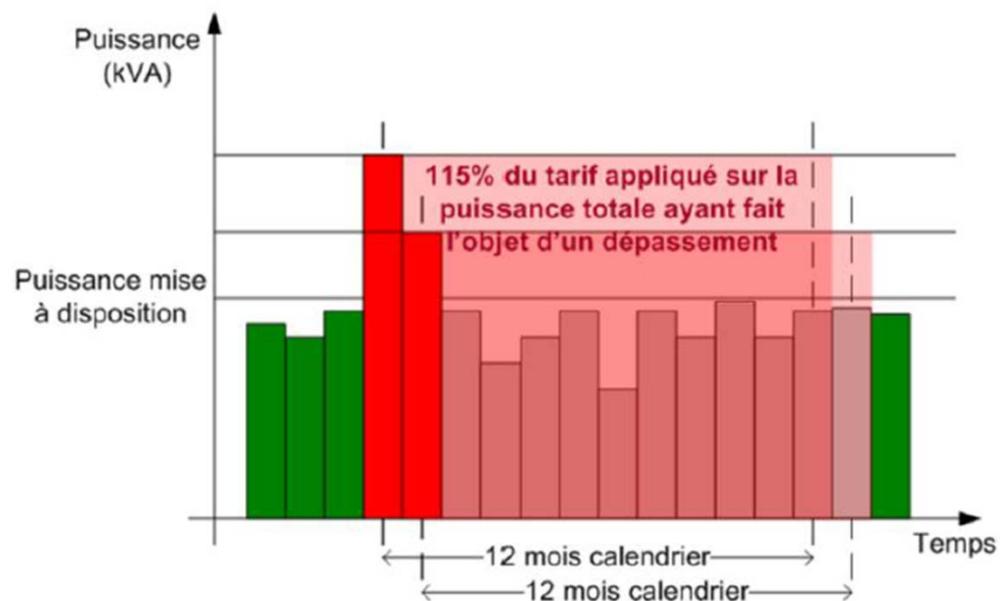
Tarif pour puissance mise à disposition des UR industriels directement raccordés au réseau

- Introduction d'un nouveau tarif pour les utilisateurs du réseau (= UR) industriels
- Sur base de la puissance mise à disposition (= réservée) au niveau de l'infrastructure du réseau (\neq capacité physique maximum des installations de raccordement de l'utilisateur du réseau)
- Tarif d'accès en €/kVA selon la puissance apparente qui est définie au contrat de raccordement (annexe 1).
- Proposition de règles pour évolution de la puissance mise à disposition:
 - ✓ Augmentation: via une demande d'offre pour « étude détaillée » (processus régulé existant) afin d'étudier la faisabilité technique et les investissements nécessaires.
 - ✓ Diminution: via adaptation du contrat de raccordement, avec la condition suivante:
 - ✓ **Condition:** Diminution seulement accordée 12 mois après la modification précédente (diminution ou augmentation)

Puissance mise à disposition des utilisateurs du réseau industriels: pénalité en cas de dépassement

- **Proposition pénalité en cas de dépassement:**

Le tarif pour puissance mise à disposition est calculé par application d'un coefficient de 115% sur le tarif de base, pendant une période de 12 mois calendrier à partir du mois du dépassement



Puissance mise à disposition des utilisateurs du réseau industriels: Type de point d'accès

- **Proposition:**

- ✓ Différenciation du tarif pour puissance mise à disposition en fonction du type de point d'accès:
 - Point d'accès principal
 - Point d'accès complémentaire: lorsque l'utilisateur du réseau dispose, pour les mêmes installations électriques, de plusieurs points d'accès au réseau Elia (par ex.: alimentation de secours)
 - Le point d'accès principal serait alors celui dont la puissance mise à disposition (en prélèvement) est la plus élevée. La puissance mise à disposition au point d'accès principal devrait en outre être supérieure ou égale à la pointe (sur les 12 derniers mois) du profil de l'utilisateur du réseau concerné, ce profil étant constitué de la somme synchrone des prélèvements quart-horaires mesurés aux points d'accès principal et complémentaires y étant liés.
- ✓ Des modalités spécifiques concernant l'implémentation des éléments ci-dessus seront définies dans une révision du contrat d'accès.

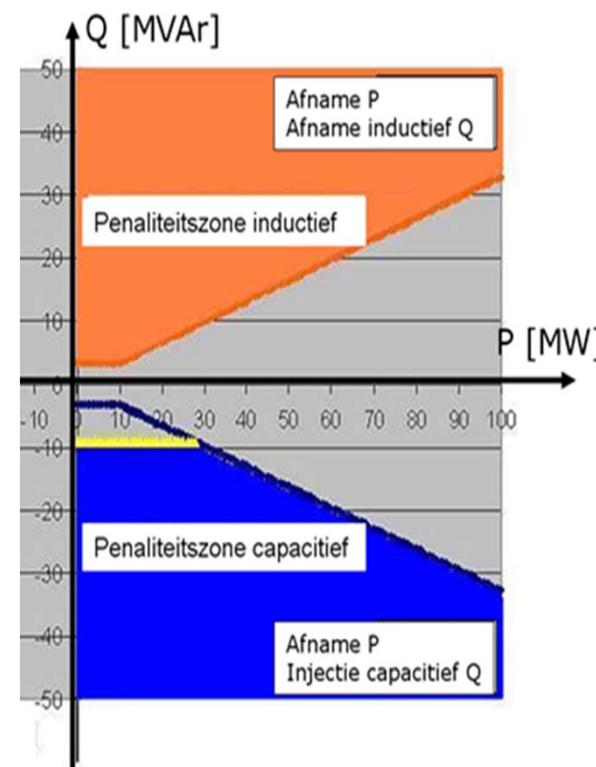
Evolution du tarif pour puissance mise à disposition des gestionnaires de réseau de distribution

- **Proposition:**

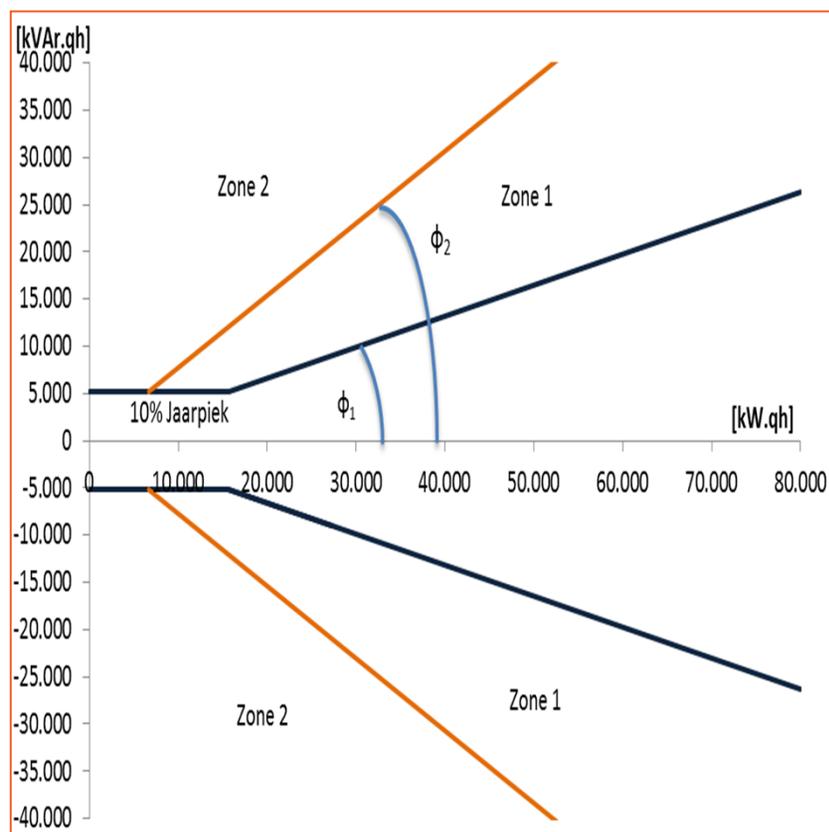
- ✓ Puissance mise à disposition en moyenne tension: la méthode actuelle est conservée (application sur base de la puissance apparente nominale de transformation à chaque point d'interconnexion)
- ✓ A un point d'interconnexion 30/36/70 kV: modification dans le cadre de l'harmonisation entre GRD et utilisateurs directement raccordés au réseau Elia en 30/36/70 kV
 - Le GRD - comme un client direct – communique à Elia la puissance maximale en prélèvement et en injection au point d'interconnexion.
 - Mêmes modalités d'évolution de ces puissances que pour les clients directs (à l'exception de la demande d'étude détaillée).
 - Le même tarif que pour les clients directs est appliqué.

Tarif pour le prélèvement d'énergie réactive complémentaire

- **La méthodologie tarifaire** prescrit que le tarif pour prélèvement d'énergie réactive complémentaire est fonction du:
 - ✓ Régime (inductif/capacitif)
 - ✓ Niveau d'infrastructure
 - ✓ N'est plus fonction des périodes tarifaires
- **Dépassements d'énergie réactive par rapport au forfait tel que défini dans les règlements techniques applicables.**
- **Suppression du système des souscriptions et remplacement par la pointe annuelle**
 - ✓ Principe de l'aplanissement de l'entonnoir en cas de faible prélèvement actif
 - ✓ Prévisibilité



Tarif pour le prélèvement d'énergie réactive complémentaire



- **Proposition:**

- ✓ Plus de périodes tarifaires (cf. méthodologie tarifaire)
- ✓ Signal incitatif renforcé
 - 2 “zones tarifaires” en fonction de l’ampleur du dépassement.
 - Tarif de la zone 2 supérieur celui de la zone 1
 - Deux zones selon angle $\phi_1 = 18,2^\circ$ (cf. Règl. Tech. fédéral) et $\phi_2 = 37,5^\circ$
 - Montant du tarif indépendant du régime (inductif/capacitif)
- ✓ Détermination de la partie plane de l’entonnoir selon la pointe annuelle (au lieu de la puissance souscrite en prélèvement); définie comme le maximum des pointes mensuelles durant les 12 derniers mois.
- ✓ Les valeurs limites pour la puissance réactive capacitive restent inchangées.

Termes énergie (prélèvement)

- Les tarifs suivants sont basés sur l'énergie
 - ✓ Tarif pour la gestion du système
 - Tarif de gestion du système électrique
 - ✓ Tarif de compensation des déséquilibres
 - Tarif pour les réserves de puissance et le black start
 - ✓ Tarif pour l'intégration du marché
 - **Proposition:**
 - ✓ Tarif différencié selon le niveau de tension:
 - d'application pour le tarif de gestion du système
 - PAS d'application pour le tarif pour les réserves de puissance et le black start, ni pour le tarif pour l'intégration du marché.
- Approche 'output-based'

Balancing et compensation en nature des pertes réseau

- **Balancing: structure tarifaire inchangée**
- Compensation en nature des pertes réseau: principe de compensation des pertes réseau inchangé, avec **proposition** de redéfinition des périodes:
 - ✓ De trois périodes actuelles: périodes peak (7AM – 10 PM), off-peak et weekend
 - ✓ Vers deux périodes : (pas d'exception pour les jours fériés officiels)
 - Peak: jours de la semaine de 8h00 à 20h00
 - Long off-peak: jours de la semaine de 20h00 à 8h00 et week-ends
 - ✓ Simplification + davantage en ligne avec les produits disponibles sur le marché

Obligations de service public, taxes et surcharges

Obligations de service public, taxes et surcharges

- Obligations de service public, taxes et surcharges imposés par les autorités compétentes
- Taxes et surcharges: coûts ajoutés aux montants facturés par le gestionnaire de réseau
- Obligations de service public : l'ensemble des coûts nets lié à leur exécution est répercuté dans les tarifs

Réactions sur la note de consultation

Réactions sur la note de consultation

- La consultation est organisée du 20 avril au 4 mai 2015 inclus jusque 18h00
- Documents disponibles sur le site web Elia: [Consultation Publique](#)
- Réponses aux questions reprises dans la note de consultation doivent être adressées à usersgroup@elia.be
- Pour toutes questions complémentaires: usersgroup@elia.be
- Les réactions des parties consultées sont communiquées nominativement à la CREG. Toutefois, la partie consultée peut demander que sa réaction fasse l'objet d'un traitement anonyme dans le rapport de consultation qui est mis à la disposition de toutes les parties consultées.

Adaptations contrat d'accès

Adaptations contrat d'accès

- Adaptations nécessaires due à:
 - ✓ Nouveaux concepts déterminés par la méthodologie tarifaire
 - ✓ Résultats de la consultation “portant sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire“
 - ✓ Impact uniquement au niveau du **contrat d'accès**; ARP et contrat de raccordement non impactés
- Exemples:
 - ✓ Suppression du principe de souscriptions
 - ✓ Energie et puissance nette
 - ✓ Puissance contractuelle mise à disposition
 - ✓ ...

Planning Adaptations Contrat d'Accès

- 20/4 – 04/05: consultation future proposition tarifaire Elia
- 30/6: Soumission dossier tarifaire
- 01/07 – 30/07: Consultation au niveau des modifications apportées au contrat d'accès
- 01/07: Réunion exceptionnelle du Users' Group concernant les modification apportées au contrat d'accès
- 01/08 – 30/08 : Finalisation des modifications, trajet informel régulateur, traduction
- Septembre: Demande officielle pour approbation auprès des 3 régulateurs (CREG, VREG, CWaPE)
- VREG + CWaPE: 60 jours pour prendre une décision, CREG 30 jours
- Mise en application du nouveau contrat: avant le 01/01/2016
- Communication vers tous les utilisateurs de réseau et détenteurs d'accès: au plus vite (website, mailing)

Questions?

Many thanks for your attention!

Frank Vandenberghe

ELIA SYSTEM OPERATOR
Boulevard de l'Empereur 20
1000 Brussels

+32 2 546 70 11
info@elia.be

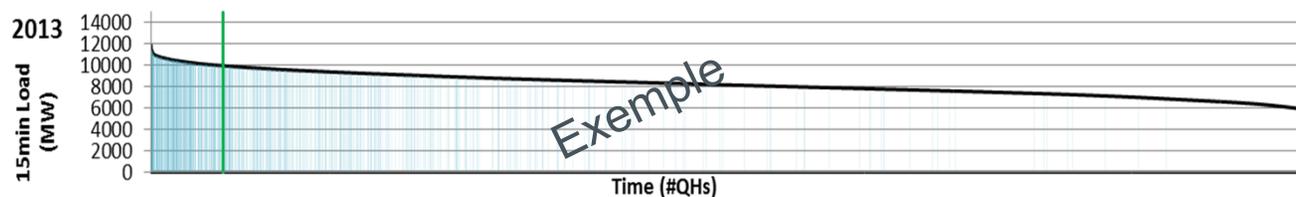
www.elia.be
An Elia Group company

Bruxelles, 23 avril 2015

Back-up: Détermination de la période de pointe annuelle

Détermination de la période de pointe annuelle

- **Step 1: Détermination d'une période de pointe annuelle (ex ante)**, set déterminé de X quart d'heures, pour lesquels le tarif pour pointe annuelle est d'application
 - ✓ Par exemple: Tous jours ouvrable entre novembre et mars entre 07h00 et 22h00. Ceci représente 1605 heures (=6420 quart d'heures).
- **Step 2: Sélection des X quart d'heures observés avec une charge élevée dans la courbe monotone de la charge.** Ceci correspondrait aux quart d'heures où une application du tarif pour pointe annuelle serait souhaitable.
- **Step 3: Analyse statistique:**
 - ✓ Check dans quelle mesure les X quart d'heures observés tombent effectivement dans la période sélectionnée ex ante → critère "quality peak"
 - ✓ Check si les 500 heures avec la point la plus élevée tombent aussi effectivement dans la période sélectionnée ex ante → critère "top 2000qh-500h"



Détermination de la période de pointe annuelle

- Sélection 1: nov-mars, jours de la semaine, 7h00-22h00

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun					
1	1	1	1	1	0	0					
H0	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11
0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0

#qh in peak period: 6420 quarter hours
 #h in peak period: 1605 hours

	2011	2012	2013
Quality peak	72,48%	70,29%	70,34%
top 2000qh-500h	98%	86,5%	92,0%

- Sélection 2: nov-mars, jours de la semaine, 8h00-20h00

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun					
1	1	1	1	1	0	0					
H0	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11
0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23
1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0

#qh in peak period: 5136 quarter hours
 #h in peak period: 1284 hours

	2011	2012	2013
Quality peak	69,10%	67,92%	65,85%
top 2000qh-500h	91%	78,9%	84,5%

- Sélection 3: nov-mars, jours de la semaine, 7h00-12h00 + 17h00-22h00

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun					
1	1	1	1	1	0	0					
H0	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11
0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23
0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0

#qh in peak period: 4280 quarter hours
 #h in peak period: 1070 hours

	2011	2012	2013
Quality peak	60,32%	58,10%	59,63%
top 2000qh-500h	74%	69,4%	71,5%

Back-up: Grille tarifaire

Tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de Réseau

Tableau 1: Tarif pour la puissance mise à disposition pour le prélèvement	Clients directement raccordés au réseau Elia	Gestionnaires de Réseau
	Tarif (€/kVA)	Tarif (€/kVA)
En réseau 380/220/150 kV	[XXX]	[XXX]
En réseau 70/36/30 kV	[XXX]	[XXX]
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	[XXX]	[XXX]

Tableau 2: Tarif pour la pointe mensuelle pour le prélèvement	Tarif (€/kW. mois)
En réseau 380/220/150 kV	[XXX]
En réseau 70/36/30 kV	[XXX]
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	[XXX]

Tableau 3: Tarif pour la pointe annuelle pour le prélèvement	Tarif (€/kW. an)
En réseau 380/220/150 kV	[XXX]
En réseau 70/36/30 kV	[XXX]
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	[XXX]

Tarifs pour la gestion du système électrique

Tableau 4: Tarif pour la gestion du système électrique	Tarif (€/kWh net prélevé)
En réseau 380/220/150 kV	[XXX]
En réseau 70/36/30 kV	[XXX]
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	[XXX]

Tableau 5: Tarif pour le prélèvement d'énergie réactive complémentaire	Tarif Zone 1 (€/kVArh)	Tarif Zone 2 (€/kVArh)
En réseau 380/220/150 kV	[XXX]	[XXX]
En réseau 70/36/30 kV	[XXX]	[XXX]
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	[XXX]	[XXX]

Tableau 6: Limites pour le prélèvement complémentaire d'énergie réactive	limites pour la puissance réactive capacitive vermogen	
	Clients directement raccordés au réseau Elia	Gestionnaires de Réseau
En réseau 380/220/150 kV	9 MVar	-
En réseau 70/36/30 kV	2,5 MVar	5 MVar
A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	-	-

Tarifs pour les réserves de puissance et le black start

Tableau 7: Tarif pour les réserves de puissance et le black start	Tarif (€/kWh net injecté)	Tarif (€/kWh net prélevé)
En réseau 380/220/150 kV En réseau 70/36/30 kV A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	[XXX]	[XXX]

Tarif pour l'intégration du marché de l'électricité

Tableau 8: Tarif pour intégration du marché de l'électricité	Tarif (€/kWh net prélevé)
En réseau 380/220/150 kV En réseau 70/36/30 kV A la sortie des transformations vers la Moyenne Tension	[XXX]