

## **Annexe 7 : Planification des réseaux**

### **1. Objet**

Cette Annexe a pour objet de décrire les principes, les modalités pratiques de collaboration entre Elia et le GRD ainsi que les échanges de données relatifs à la planification des réseaux.

Concrètement, cette Annexe comporte une description des modalités pour l'échange d'informations entre Elia et le GRD, les principes de planification des développements du réseau ainsi que la coordination de la conception de projets en ce qui concerne l'interface entre le Réseau Elia et le Réseau GRD.

### **2. Échange de données et d'informations relatives à la planification des réseaux**

#### **2.1 Généralités**

Les données sont mises à disposition pour autant qu'elles soient disponibles chez celui (GRD ou Elia) qui doit les fournir. De plus, les Parties s'engagent à faire des efforts raisonnables afin d'obtenir les données demandées par l'autre Partie, et qui sont à fournir par un tiers.

Sauf mention contraire, les échanges d'informations et de données structurelles sont effectués une fois par an, éventuellement complétés d'une mise à jour ad-hoc en cas de changement(s) important(s).

Pour les données quart-heures issues de comptages ou les données qui en sont dérivées, les Parties visent un échange mensuel automatisé de données validées. Le format de ces échanges de données sera défini d'un commun accord entre les Parties en utilisant autant que faire se peut le standard dans le MIG.

#### **2.2 Liste des données que le GRD doit fournir à Elia**

##### **2.2.1 Informations générales**

Par LGL de préférence sauf, si ce n'est pas possible, par transformateur :

- la liste de toutes les adaptations à l'infrastructure du GRD qui peuvent nécessiter des renforcements dans le Réseau Elia ;
- le cas échéant, les données de réglage des protections sur les installations du GRD y compris les cellules MT des transformateurs HT/MT dans le cadre de l'option 2 telle que définie en Annexe 8 ;
- l'apport de la puissance de court-circuit par le réseau MT au niveau du jeu de barres MT ;
- sur demande, les données nécessaires pour une exploitation sûre du réseau, pour autant que le GRD en ait connaissance.

### 2.2.2 Gestion de la tension

Par Poste de transformation :

- sur demande, toutes les données qui sont nécessaires pour l'évaluation de l'impact sur la qualité de la tension au niveau du Poste de transformation ou de la Sous-station MT<sup>1</sup>, pour autant qu'elles soient connues ;

### 2.2.3 Charge

Par LGL de préférence sauf, si ce n'est pas possible, par transformateur, et par Ensemble de charges :

- Elia peut utiliser les données transmises par le GRD dans le cadre des processus de facturation de l'accès (cf. Annexe 6) à des fins de planification, et ce, afin de limiter les échanges de données complémentaires exposés aux points ci-dessous ;
- la somme des comptages feeder dans le cas où il doit y avoir un contrôle du LGL où plusieurs gestionnaires de réseau de distribution sont présents ou dans le cas de configuration spéciales de Sous-station MT;
- les comptages validées des utilisateurs de réseau directs en prélèvement avec une puissance contractuelle  $\geq 5$  MVA.

#### IDENTIFICATION

- Au niveau de l'utilisateur de réseau : code EAN (GRD) du prélèvement net.

#### DONNÉES DE L'UTILISATEUR DE RÉSEAU

- Nom d'affichage (user friendly name) du client.
- Données du secteur. Le format de ces données sera défini d'un commun accord entre les Parties.

Par prélèvement d'ensemble de charges :

- les reports de charge définitifs prévus dans le cadre de la planification (les reports de charge provisoires pour maintenance ne doivent pas être mentionnés), d'un minimum de 1 MVA (0,4 MVA idéalement si connu du GRD) et/ou supérieurs à 5% de la pointe de charge de l'Ensemble de charges, entre les LGL, pour les années à venir;
- les données concernant les pronostics d'évolution tendancielle des prélèvements réels à chaque LGL, comme établis dans les Règlements techniques Distribution;
- tous les renseignements relatifs aux augmentations ponctuelles attendues des prélèvements (prélèvements finaux  $\geq 1$  MVA (si possible 0.4 MVA)) par de nouveaux utilisateurs de réseau ou augmentations spécifiques chez des utilisateurs de réseau existants.

Les Parties conviennent de se concerter en vue d'analyser la possibilité d'évoluer vers une communication, par le GRD, de la courbe de prélèvement brut ainsi que de l'estimation de son évolution.

---

<sup>1</sup> Exemples de situations pour lesquelles un tel échange d'informations est nécessaire : stade 3 d'installation perturbatrice ou installation comportant des moyens de compensation MT (batterie de condensateurs, filtres, SVC,...).

#### 2.2.4 Production

Les pronostics d'évolution des unités de production raccordées à chaque LGL et dans le Réseau GRD, sont communiqués par le GRD à Elia par LGL, où en cas d'impossibilité par transformateur HT/MT.

Par unité de production ( $P \geq 0,4$  MW ou plus bas en exécution de la réglementation régionale, si d'application) :

- les données de comptage validées, pour autant que ces données soient disponibles;
- les projets de raccordement des unités de production;
- pour obtenir une description précise de l'unité de production, les informations afférentes qui suivent sont nécessaires, pour autant que ces données soient connues du GRD (suivant le template Excel convenu, y compris la liste déroulante, établie conjointement, à utiliser. Les champs à remplir sont indiqués comme obligatoire ou facultatif dans le template). Le GRD met ce fichier à jour et le fournit à Elia mensuellement.

#### IDENTIFICATION

- Une identification unique qui permet de suivre très clairement l'unité de production à travers tout le cycle de vie.
- Au niveau de l'unité de production/d'un ensemble d'unités de production identiques ou d'un utilisateur de réseau : code EAN (GRD) du prélèvement net.
- Si disponible, le code EAN (GRD) de la production brute au niveau de l'unité de production/d'un ensemble d'unités de production identiques.

#### DONNÉES DE PRODUCTION

- Le nom d'affichage (user friendly name) de l'unité de production si possible celui communiqué au régulateur.
- Le nom de l'utilisateur qui est propriétaire de l'unité de production.
- Le type de centrale électrique (conformément au template).
- Le combustible (conformément au template).
- La puissance installée (puissance max.) cohérente avec les valeurs de comptage livrées au niveau de l'unité de production individuelle si les données de comptage y correspondent ou au niveau des valeurs de comptage livrées (pour un ensemble de différentes unités de production similaires ou d'un utilisateur de réseau). C'est la puissance installée électrique qui sera utilisé pour des calculs de capacité raccordable.
- Puissance de raccordement contractuelle de l'unité de production rapportée.
- Niveau de tension côté GRD du raccordement.

#### DONNÉES DE LOCALISATION

- LGL de raccordement Elia (sauf, si ce n'est pas possible, par transformateur Elia) de l'unité de production (lien éventuel vers la charge existante dans les « perspectives de charge Elia » si la production est liée à une certaine charge).
- Localisation de l'unité de production (commune, code postal, adresse).

## ETAT

- Les accords contractuels spécifiques de l'installation de production. Les Parties se mettent d'accord pour arriver à une dénomination et une découpe qui convienne pour toutes les régions.
- La capacité selon le type d'accès.
- La MSI (date de mise en service) pour les unités futures, une indication de la date de mise en service est prévue. Si cette date n'est pas communiquée, la date de l'introduction dans le système + 5 ans sera utilisée par Elia.
- La MHS (date de mise hors service).

## INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES D'ÉTAT POUR LES PROJETS DE PRODUCTION

- L'état d'avancement des projets

Pour les unités de production qui ne font pas l'objet de l'échange de données décrit ci-avant, les données agrégées suivantes sont à fournir, pour autant que ces données soient connues du GRD :

- une identification unique de cette agrégation qui permet le suivi tout au long de son cycle de vie de (il faut néanmoins prévoir une agrégation séparée pour les productions actuelles et futures) par type de production;
- le total de la capacité installée;
- le LGL de raccordement Elia (lien éventuel vers le poste/charge dans les « perspectives de charge Elia » si la production est liée à une certaine charge).

Les transferts définitifs de production (ou d'une capacité réservée) d'un LGL à un autre prévus dans le cadre de la planification (les transferts de production provisoires pour maintenance ne doivent pas être mentionnés) qui ont été convenus avec Elia, (conformément au point 2.5 de la présente Annexe) doivent être signalées à Elia via la mise à jour de la liste des unités de productions existantes et/ou futures.

Les Parties conviennent de se concerter en vue d'analyser la possibilité d'évoluer vers une communication, par le GRD, de courbes d'injection brute ainsi que de l'estimation de leur évolution.

## 2.3 Liste des données qu'Elia doit fournir au GRD

### 2.3.1 *Informations générales*

Pour chaque LGL (si disponible) ou par Poste de transformation :

- la puissance de court-circuit injectée par le Réseau Elia vers le jeu de barres en moyenne tension sur demande et avec un délai de 10 jours ouvrables, pour autant que l'information ne soit pas déjà disponible ;
- la puissance de court-circuit indicative injectée par le Réseau Elia en situation d'exploitation normale au nœud électriquement le plus proche du Réseau Elia où les informations sont disponibles ;

- le déphasage angulaire de la tension par rapport à la référence en situation d'exploitation normale au nœud électriquement le plus proche du Réseau Elia où les informations sont disponibles et sur la base du Réseau Elia (c.-à.-d. sans production décentralisée) sur demande, pour autant que l'information ne soit pas déjà disponible, et avec un délai de 10 jours ouvrables ;
- le mode d'exploitation comme convenu entre Elia et le GRD et comme décrit dans l'Annexe 11, comprenant notamment la topologie d'exploitation en situation d'exploitation normale et le mode de mise à la terre des points neutres ;
- les caractéristiques électriques des transformateurs de puissance, y compris la plage de réglage des transformateurs ;
- les réglages des relais de protection des transformateurs et des couplages, côté secondaire, dans le cadre de la coordination des plans de sécurité ;
- la liste de toutes les modifications d'Elia qui demandent un renforcement de la structure du Réseau GRD ou une adaptation du mode d'exploitation.

### 2.3.2 *Gestion de la tension*

- Toutes les données nécessaires à l'évaluation de l'impact sur la qualité de la tension.
- Elia complète la liste des tensions de consigne établie avec le GRD à l'aide des informations détaillées relatives au nombre de plots du régulateur, la tension de réglage par plot, les limites extrêmes, l'éventuel hystérésis et le compounding et transmet celle-ci au GRD.
- La zone des points de fonctionnement P-Q pour lesquels Elia peut garantir le bon fonctionnement du réglage de tension (dans le cadre des réponses relatives aux demandes de possibilité de raccordement d'une nouvelle unité de production).
- Un rapport des zones de réglage tension reprenant les coordonnées des 6 points délimitant les « zones de réglage tension » des Points d'interconnexion, et ce, pour toutes les configurations d'exploitation possibles.

### 2.3.3 *Prélèvement*

- La puissance livrable conventionnelle tant en situation normale qu'en situation exceptionnelle, c'est-à-dire lorsqu'un élément du Réseau Elia n'est pas disponible pour cause d'incident ou de maintenance.
- Le GRD peut utiliser les données transmises par Elia dans le cadre des processus de facturation de l'accès (cf. Annexe 6) à des fins de planification et ce afin de limiter les échanges de données complémentaires. Notamment, les données de comptage des transformateurs de puissance et des utilisateurs de réseau directs Elia raccordés aux jeux de barres MT sont utiles au GRD dans le cadre de l'accord sur les prélèvements de pointe estimés tel qu'évoqués au point 2.4.

### 2.3.4 *Production*

Pour chaque LGL (si disponible) ou par Poste de transformation :

Convention de collaboration : Annexe 7	5/13	Référence du contrat : [...]
15.07.2022	V2.2	[GRD]
Paraphe ELIA		Paraphe [GRD]

- la liste de la Capacité d'accueil des unités de production décentralisées (au minimum par trimestre si possible par mois), identifiant pour chaque LGL s'il appartient à une zone pour laquelle une congestion dans le réseau amont est à considérer. Cette congestion dans le réseau amont a pour conséquence que les informations données par LGL de la zone identifiée ne peuvent être considérées indépendamment les unes des autres ;
- un récapitulatif de la production décentralisée par LGL dont on tient compte pour déterminer la Capacité d'accueil (au minimum par trimestre si possible par mois).

## 2.4 Concertation et validation concernant les données

### 2.4.1 *Prélèvement*

Une fois par an avant fin avril, Elia et le GRD se réunissent pour faire le point de la situation. Durant cette réunion, les éléments suivants sont confirmés et établis pour chaque LGL :

- la meilleure estimation de l'évolution des prélèvements (d'au moins 1 MVA, si possible 0,4 MVA) par Ensemble de charges pour les quatre (4) prochaines années, sur la base d'une proposition d'Elia et confrontée à l'avis du GRD ;
- les transferts définitifs de charges convenus entre les Parties d'au moins 1 MVA (si possible 0,4 MVA) ;
- les modifications de la puissance livrable conventionnelle pour les deux prochaines années (à titre indicatif, quatre années), tant en situation normale qu'en situation exceptionnelle (N-1), comme établi au point 2.3 ; Elia fournit une analyse pour les dépassements identifiés et à venir de la puissance livrable conventionnelle (analyse complémentaire). Cette analyse est livrée mi-octobre ;
- l'accord sur les prélèvements de pointe estimés (MVA/quart d'heure) et leur répartition sur les Ensembles de charges.

### 2.4.2 *Production*

Au moins une fois par mois, le GRD met à disposition d'Elia une mise à jour (selon le template convenu dans Excel et via le webinterface d'Elia, dès que possible) de toutes les unités de production existantes, agrégées ou non selon les accords au point 2.2.4, ainsi que de toutes les unités avec réserve de capacité dans leur réseau.

Pour les unités de production, les GRD et Elia conviennent de la version du fichier des unités existantes et futures qui sera utilisée pour le reporting trimestriel au régulateur régional.

## 2.5 Raccordement de nouvelles unités de production / nouveaux consommateurs

- Elia donne, pour chaque LGL, la Capacité d'accueil des unités de production décentralisées au minimum une fois par trimestre et annuellement en ce qui concerne le prélèvement. Elia met également à disposition une liste avec les points de congestion avérés (liste des LGL liés entre eux).
- Sur base des informations dont il dispose (dont notamment le diagramme P-Q, les unités déjà installées ou en prévision, les profils de consommation...),

le GRD peut calculer à l'avance les puissances de raccordement pouvant être attribuées (pour les différents types de capacité). Le cas échéant, le GRD établit également un premier calcul de l'investissement raisonnable.

- Le GRD consulte Elia avant d'accorder à un utilisateur de réseau une partie ou la totalité de la Capacité d'accueil.
- Si la demande le justifie (demande spéciale, investissement raisonnable à préciser et/ou à planifier...), une réunion prioritaire ad-hoc sera prévue pour répondre aux demandes et besoins supplémentaires d'une des Parties. Les conclusions de cette concertation sont formalisées par écrit ;
- La demande de possibilité de raccordement d'une nouvelle unité de production (ou de l'accroissement d'une unité existante ou d'un report possible entre LGL et, le cas échéant les éléments de calcul effectué par le GRD), doit être adressée par mail à l'adresse [capac@elia.be](mailto:capac@elia.be). Cette demande doit contenir au moins les informations suivantes :
  - le nom du GRD;
  - le LGL et la tension (et la localisation);
  - les capacités existantes et réservées sur le réseau du GRD concerné pour le LGL;
  - la puissance installée (puissance maximale);
  - la filière de production ;
  - le statut de la demande (avis, étude d'orientation, étude de détail);
  - si disponible, la clé unique d'identification;
  - si disponible, la date de MSI.
- Elia garantit un délai de réponse de 5 jours ouvrables ou contacte le GRD pour déterminer ensemble un délai de réponse adapté.
- Le GRD veille au non-dépassement de la Scc (puissance de court-circuit) en MT suite au raccordement de nouvelles unités de production, en cas de situation limite, une concertation entre les Parties sera organisée.
- Elia ne changera pas unilatéralement la puissance de court-circuit apportée par le réseau à haute tension au LGL et tiendra compte des productions décentralisées déjà présentes et/ou la capacité attribué.
- Le GRD avertit Elia par le biais de la mailbox fonctionnelle [capac@elia.be](mailto:capac@elia.be) dès qu'une réservation de capacité est attribuée (y compris toutes les informations pertinentes décrites au point 2.2) et/ou envoie au plus tard dans le mois une mise à jour des unités de production existantes et des unités de production futures avec une réservation de capacité sur son réseau, suivant le template Excel convenu.
- Le GRD avertit Elia par le biais de la mailbox fonctionnelle [capac@elia.be](mailto:capac@elia.be) dès qu'un raccordement ou une adaptation de raccordement a été commandé, adapté par le producteur ou a été déclaré caduque, au minimum pour les cas où Elia a indiqué dans l'avis mentionné ci-dessus que des adaptations étaient nécessaires sur son réseau.

### 3. Développement des réseaux de transport et de distribution

#### 3.1 Optimum technico-économique

Pour le développement de leur réseau, les Parties développent en concertation les éléments communs de leur vision à long terme et réalisent les projets d'investissement qui en découlent et qui correspondent, autant que faire se peut, à l'optimum technico-économique décrit ci-après. Ainsi, les projets mis en



réalisation sont ceux qui offrent une solution techniquement acceptable pour les « besoins » tant connus qu'attendus et au coût sociétal le plus bas possible.

Par besoins, il convient de comprendre (liste non exhaustive):

- les conséquences d'une augmentation du prélèvement et de l'injection;
- la nécessité de raccorder de nouvelles charges;
- la nécessité d'augmenter les capacités d'accueil des productions décentralisées;
- les nécessités relatives aux échanges d'énergie/puissance sur les réseaux;
- les impératifs relatifs à la sécurité des biens et/ou des personnes;
- les impératifs relatifs à la fiabilité des réseaux;
- le remplacement de matériel en fin de vie;

Lorsque plusieurs variantes techniques sont possibles pour répondre aux besoins ou, sur simple demande d'une des Parties, les Parties effectueront une étude conjointe afin de déterminer l'optimum technico-économique. Les Parties effectueront cette étude conjointe et engageante au mieux et dans un délai raisonnable et dans le formalisme convenu, de sorte que chacune d'entre elles puisse respecter ses obligations légales et réglementaires.

La détermination de l'optimum technico-économique s'effectuera sur base d'un calcul global au prix coûtant des travaux nécessaires pour réaliser les différentes variantes techniques convenues et correspondantes au cadre technique tel que défini ci-après. Le calcul du prix coûtant global consiste à actualiser tous les coûts pertinents dans le cadre technique qui se situent dans l'horizon de temps convenu par les Parties. Chaque variante étudiée offrira une réponse aux besoins détectés dans le cadre technique. Les Parties fixent de commun accord un template pour les résultats de leurs analyses conjointes, les critères de décision et les procédures d'approbation.

Les Parties recherchent une solution robuste, en plusieurs phases si nécessaire, qui donne lieu à une répartition équitable des coûts entre les Parties et les utilisateurs de réseau. La répartition des coûts entre les Parties est déterminée sur la base des limites de propriété telles que décrites à l'Annexe 8.

Les Parties conviennent des variantes techniques à étudier. Seules les variantes qui répondent techniquement à l'ensemble des besoins et exigences identifiés et qui sont considérées comme techniquement acceptables par les Parties sont prises en compte dans l'analyse. Les variantes respectent, entre autres:

- les Règlements techniques, normes et prescriptions sur le plan de l'environnement et l'aménagement du territoire en vigueur;
- le cadre réglementaire;
- les spécifications techniques et les standards techniques des Parties (et autant que faire se peut, les projets de règles techniques).

Le **cadre technique** des variantes à étudier est déterminé par les Parties et précise notamment :

- la région, les niveaux de tension et les Postes de transformation considérés;
- l'horizon de temps convenu, qui doit comprendre au moins tous les coûts non récurrents et les mises hors service anticipées;



- l'estimation convenue de l'évolution du prélèvement et de l'injection dans la zone concernée (basée notamment sur les taux de croissance connus et potentiels);
- le caractère raisonnable des distances et du nombre de câbles en fonction de la puissance, du niveau de tension et des pertes réseau;
- les règles d'exploitation courantes et les procédures dans le domaine de la sécurité;
- dans la mesure du possible, les exigences fonctionnelles des utilisateurs finaux.

Les Parties conviennent également des paramètres de calcul nécessaires tels que:

- taux d'actualisation ;
- l'inflation ;
- durée de vie technique des équipements concernés ;
- l'horizon de l'étude.

et utilisent à cet égard la valorisation tel que définie dans les méthodologies tarifaires correspondantes pour la période réglementaire concernée.

Pour la détermination de l'optimum technico-économique, toutes les dépenses et recettes pertinentes, réelles et actualisées seront prises en compte, notamment :

- les dépenses d'investissement (Capex) des extensions de réseau, de renforcement du réseau et des remplacements;
- les dépenses d'investissement (Capex) du raccordement jusqu'au site des utilisateurs de réseau concernés;
- les coûts d'entretien et d'exploitation des réseaux;
- les coûts d'adaptation, de déplacement ou de suppression d'installations;
- les coûts des pertes réseau (valorisées aux prix d'achat du marché);
- les coûts des mesures de gestion des congestions dus à l'activation de la flexibilité ou au report ou à l'annulation d'investissements;
- les coûts des mesures d'atténuation des risques pendant, dans l'attente ou visant à reporter l'exécution des travaux;
- les éventuelles interventions ou les compensations dues à ou de l'utilisateur du réseau ou d'autres parties prenantes;
- les dépenses ou investissements temporaires nécessaires pour la réalisation des travaux nécessaires;
- les risques quantifiables financièrement ou les coûts pour s'en préserver;
- la valeur résiduelle des installations qui sont encore utilisées ou en réserve à la fin de l'horizon de temps.

Chaque Partie détermine les dépenses et les recettes pour les travaux qui relèvent de son périmètre de responsabilité et de son rayon d'action. Pour chaque variante, les valeurs actualisées des Parties sont additionnées.

Si le résultat de ce calcul montre que certaines variantes sont fort proches ou qu'il y a un quelconque doute quant à la fiabilité du résultat, les Parties peuvent effectuer une analyse de sensibilité afin de contrôler la robustesse du résultat. Cette analyse de sensibilité examinera l'impact sur les résultats, lorsque d'autres hypothèses sont envisagées comme, par exemple, l'horizon de temps, les paramètres financiers, l'évolution du prélèvement et de l'injection ou encore la durée de vie technique des installations.

Les Parties veillent à ce que la solution choisie :

- ne donne pas lieu à une répartition disproportionnée ou déraisonnable des coûts entre les Parties;
- ne donne pas lieu à des dépréciations déraisonnables par la mise hors service d'installations;
- ne donne pas lieu à des coûts non justifiés pour une des Parties;
- n'engendre pas de rupture de l'évolution ou une pointe déraisonnable dans les coûts d'une des Parties, y compris les amortissements;
- soit approuvée par les régulateurs compétents au niveau des coûts imputés aux Parties;
- puisse disposer des autorisations nécessaires;
- n'ait pas un délai d'exécution déraisonnablement long.

L'optimum technico-économique résulte en une solution techniquement acceptable au coût le plus faible pour la collectivité.

Les Parties définissent, sur la base de l'optimum technico-économique et de commun accord, les projets d'investissements en découlant. Lors de leur choix, les Parties peuvent tenir compte de paramètres non valorisables, si elles les jugent pertinents, tels que :

- l'impact sur la qualité de la tension des utilisateurs du réseau concerné;
- l'impact sur la fiabilité du réseau;
- la capacité (de réserve) mise à disposition dans chaque solution;
- l'énergie non injectée à la suite de l'utilisation d'un accès flexible non compensé;
- la complexité en matière d'exécution des travaux ou d'exploitation du réseau;
- l'acceptabilité publique de la solution;
- l'impact sur la réputation d'une des Parties;
- l'impact sur la stabilité des coûts et/ou le bénéfice d'une des Parties.

### 3.2 Concepts de base

- Le développement du réseau d'Elia est basé sur le Critère N-1 et sur une analyse complémentaire conjointe, si relevant, des prélèvements et des productions par LGL. Cette analyse complémentaire peut être revue si cela semble nécessaire par Elia ou le GRD ou des éventuels autres gestionnaire de réseau de distribution. Il sera tenu compte ici du besoin en énergie semi-brute (prélèvement net dans un LGL majoré de la production locale mesurée, exprimée en MVA par quart d'heure).
- Les développements de réseau se feront toujours en concertation entre Elia et le GRD plus particulièrement lorsque le développement a un impact potentiel sur le réseau de l'autre Partie.
- Sauf cas exceptionnel, les Parties désirent évoluer vers la suppression à long terme des tensions obsolètes 5 ou 6kV et mènent des études conjointes pour trouver des solutions notamment en ce qui concerne les transformateurs qui alimentent ces réseaux.

### 3.3 Études conjointes des évolutions des réseaux à long terme

Les Parties se mettent d'accord sur l'évolution de la structure de leur réseau respectif à long terme (vision long terme également appelée fil rouge pour Elia ou plan directeur pour le GRD), pour autant que cette évolution ait un impact sur le réseau de l'autre Partie. L'élaboration d'une vision long terme entre les Parties est basée sur les critères de l'optimum technico-économique tel que décrit au point 3.a de la présente Annexe et est généralement le sujet d'une ou plusieurs études conjointes entre les Parties.

Les Parties font approuver les conclusions de ces études dans leurs organes de décision respectifs avant de les confirmer via un « courrier d'accord » et de reprendre les projets qui découlent dans les plans d'investissement de chacune des Parties.

A la demande d'une des Parties ou en cas de difficulté d'obtention d'un accord, les résultats des études conjointes sont présentés au cours d'une réunion de coordination (bilatérales) entre les responsables d'Elia et des GRD afin d'en dégager une solution commune, ainsi que le portefeuille de projet qui en découle.

Si, malgré tout, les Parties ne parviennent pas à un accord concernant une solution commune, les Parties acceptent de confier le choix de la variante à l'arbitrage des régulateurs concernés.

Avant la réalisation des premiers investissements relatifs à cette vision long terme par l'une des Parties, cet optimum technico-économique doit à nouveau être confirmée par l'autre Partie.

### 3.4 Analyses conjointes globales des aspects liés au réactif et à la gestion de la tension

Les Parties conviennent que des analyses globales conjointes traitant de l'ensemble des aspects liés au réactif et à la gestion de la tension soient menées pour un ensemble de Points d'Interconnexion. A cet effet, des Zones de Points d'interconnexion électriquement liés sont définies par niveau de tension primaire des transformateurs HT/MT. Ces Zones électriques sont délimitées géographiquement afin de prendre en compte le caractère local de la gestion du réactif et la capacité réduite de transport de la puissance réactive. La Zone électrique à laquelle appartiennent chaque Poste de Transformation et chaque Point d'interconnexion est précisée à l'Annexe 3 de la présente Convention.

Une analyse conjointe globale d'une zone pourra être initiée par les Parties. Le résultat d'une analyse conjointe globale d'une zone a une validité d'un an (à moins que les Parties n'en conviennent autrement).

Si l'analyse conjointe globale démontre qu'un investissement est nécessaire pour respecter les exigences en matière de réactif et la gestion de la tension, cet investissement sur base de l'optimum technico-économique sera planifié en concertation entre le GRD et Elia et intégré dans le plan d'investissement du gestionnaire de réseau concerné pour approbation par son régulateur.

### 3.5 Analyses conjointes locales des aspects liés au réactif et à la gestion de la tension

Si lors du contrôle annuel, le GRD constate que des Points d'interconnexion se situent à l'extérieur des Zones de Réglage Tension, le GRD réalise une analyse de risque et initie éventuellement une analyse conjointe locale. Celle-ci a pour objectif d'analyser plus en profondeur le risque associé et de rechercher une solution structurelle au problème identifié.

La prise de mesures opérationnelles transitoires ou définitives pour diminuer/éliminer le risque sont privilégiées. Dans le cas où de telles mesures ne sont pas possibles ou jugées insuffisantes, un investissement est alors envisagé. Cet investissement sera toujours planifié en concertation entre le GRD et Elia et intégré dans le plan d'investissement du gestionnaire de réseau concerné pour approbation par son régulateur.

## 4. Définition des projets communs

Un projet commun est un projet qui nécessite des investissements par les deux Parties. Ces investissements étant répartis entre les Parties selon les limites de propriété et périmètres d'activité conformément à l'Annexe 8.

La définition d'un projet commun exige un accord entre Elia et le GRD sur certains points :

- les besoins fonctionnels;
- la répartition des tâches;
- les délais d'exécution;
- la description des propriétés;
- la Partie qui effectue l'investissement;
- le montant des contributions éventuelles.

Ces accords sont repris dans une « fiche scoping » initiée par l'initiateur des travaux et validée au plus tard avant toute commande de matériel ou avant le début des travaux. A cet effet, le template commun défini au sein de la C11 de Synergrid sera utilisé comme référence. Une réunion particulière de scoping peut être dans certain cas organisée sur site pour en valider le contenu.

Une version provisoire cette « fiche scoping » peut être établie et validée entre les Parties. Cette version provisoire n'est pas encore complète mais contient les informations minimales (par exemple le nombre de cellules à prévoir) qui sont nécessaires avant toute demande de permis (en cas de construction d'un nouveau bâtiment par exemple).

## 5. Suivi du portefeuille de projet

### 5.1 Priorité et engagement dans l'exécution des projets

Les Parties déterminent de commun accord le niveau de priorité d'un projet commun. Elles s'engagent à le respecter lors de la planification de l'exécution du projet.

---

Convention de collaboration : Annexe 7

12/13

Référence du contrat : [...]

15.07.2022

V2.2

[GRD]

Paraphe ELIA

Paraphe [GRD]

Une distinction est établie sur la base du délai d'exécution:

- à partir du mois de septembre, les projets dont l'exécution est prévue dans les deux prochaines années (horizon décisionnel) ne seront plus remis en cause, sauf modification fondamentale du besoin identifié;
- les projets dont l'exécution est prévue dans un délai de deux à quatre ans (horizon décisionnel) sont fixés en concertation. Les Parties s'engagent à garantir le plus possible la stabilité du portefeuille des investissements, certainement pour les projets prioritaires. Une proposition d'adaptation du portefeuille peut être faite en prenant en considération d'une part l'évolution des hypothèses externes et d'autre part les priorités associées aux différents projets. Une concertation est assurée en septembre entre Elia et les GRD afin de confirmer le planning des projets non-adaptés et de s'accorder sur les adaptations proposées.

## 5.2 Réunion de suivi

Afin de permettre un suivi cohérent des projets, il convient de prévoir des réunions de suivi. Ainsi, de façon périodique (et au moins une fois par an), des réunions de suivi du portefeuille de projet sont organisées à l'initiative d'Elia. Tous les projets communs y seront passés en revue, le calendrier et les éventuels problèmes techniques y seront discutés et les décisions nécessaires y seront prises. Les accords obtenus seront précisés dans un rapport approuvé par les deux Parties.

Ces réunions ne remplacent en aucun cas les réunions de chantier obligatoires qui ont pour objectif d'assurer la coordination entre les différentes entreprises, les fournisseurs et autres ainsi que l'organisation de la poursuite en toute sécurité des travaux.

## **6. Communication des modifications de standard ou des nouveaux standards**

Les Parties conviennent que les modifications de standard ou les nouveaux standards d'installations de l'une Partie pouvant avoir un impact sur la gestion du réseau de l'autre Partie soient soumis pour approbation en Synergrid, au sein des comités et/ou groupes de travail désignés par le Comité Technique de Synergrid. Les Parties visent des standards harmonisés, d'application sur tous les gestionnaires de réseau de distribution.

Une documentation relative à ces standards sera consignée sur la plateforme extranet de Synergrid.