

Plan de reconstitution d'ELIA – version non-confidentielle

Résumé	Ce document contient le plan de reconstitution conçu par ELIA conformément aux critères spécifiés dans le Règlement (UE) 2017/2196 et dans le Règlement technique fédéral. La version confidentielle de ce document a été approuvée par le ministre de l'Énergie dans l'arrêté ministériel du 25 janvier 2024.
Version	2.0
Date	25-01-2024
Statut	Version finale approuvée par le ministre de l'Énergie

Précédentes versions

Version	Date	Auteur	Résumé des modifications
1.01	16-09-2019	Elia	Modification sur base des conseils de la CREG
1.00	18-12-2018	Elia	Remarques de la DG Énergie du SPF Économie, du NCCN et de la CREG. Références au nouveau RTF 2019 Modifications mineures des stakeholders

Table des matières

1	Introduction	5
1.1	Introduction générale.....	5
1.2	Contexte du plan de reconstitution et relation avec les services de reconstitution	6
2	Cadre juridique.....	10
2.1	Compétences d'approbation	10
2.2	Schéma descriptif du cadre légal	11
3	Conditions d'activation du Plan de reconstitution.....	12
4	Liste des utilisateurs significatifs du réseau et des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité	13
4.1	Liste des utilisateurs significatifs du réseau identifiés	13
4.2	Utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité.....	15
4.2.1	Liste des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité pour le Plan de reconstitution	15
4.2.2	Modalités et conditions générales relatives à la déconnexion et à la remise sous tension des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité pour le Plan de reconstitution	16
5	Classification des états du réseau	18
5.1	État normal.....	18
5.2	État d'alerte.....	18
5.3	État d'urgence.....	19
5.4	État de black-out.....	21
5.5	État de reconstitution.....	21
6	Rôles et responsabilités des entités dans le contexte du plan de reconstitution.....	22
6.1	Gestionnaires de réseau de transport	22
6.2	Utilisateurs Significatifs du Réseau.....	23
6.2.1	Exploitants d'unités de production d'électricité (PGM) et installations de stockage d'énergie asynchrone	23
6.2.2	Installations de consommation raccordées au réseau de transport	25

6.2.3	Gestionnaires de réseau fermé de distribution (GRFD) raccordés au réseau de transport	25
6.3	Gestionnaires de réseau de distribution publique (GRD)	26
6.4	Responsables d'équilibre (BRP)	26
6.5	Fournisseurs de services d'équilibrage (BSP)	27
6.6	Fournisseurs de services de reconstitution (RSP)	27
7	Clearing des postes	28
8	Procédure de remise sous tension	29
8.1	Aperçu des étapes de remise sous tension	29
8.1.1	Phase 1 : préparation	30
8.1.2	Phase 2 : Reconstitution du réseau	32
8.1.3	Phase 3 : Reconstitution de la charge	33
8.1.4	Échec de la reconstitution du réseau	34
8.2	Procédures de remise sous tension individuelles	34
8.2.1	Procédure de remise sous tension pour le Centre de contrôle national	35
8.2.2	Procédure de remise sous tension pour le Centre de contrôle régional Nord	35
8.2.3	Procédure de remise sous tension pour le centre de contrôle régional Sud	36
8.3	Gestion des écarts de fréquence et de tension lors des procédures ascendantes	37
8.4	Contrôle et gestion des îlots électriques.....	38
8.5	Resynchronisation des zones en îlotage.....	40
8.6	Le rétablissement de la tension dure plus de 24h.....	40
8.7	Mesures à prendre au cas où les hypothèses de rétablissement de la tension ne seraient pas respectées	41
9	Procédure de gestion de la fréquence	42
9.1	Activation	42
9.2	Actions avant la désignation d'un pilote de la fréquence	42
9.3	Désignation d'un pilote de la fréquence	43
9.4	Gestion de la fréquence après un écart de fréquence	44
9.5	Gestion de la fréquence après une division de zone synchrone	45

9.6	Détermination de la charge maximale à reconnecter	47
10	Procédure de resynchronisation	48
10.1	Désignation d'un responsable de la resynchronisation	48
10.2	Stratégie de resynchronisation	48
11	Échange d'informations en états de black-out et de reconstitution	51
11.1	Notification « Blackout ELIA »	52
11.1.1	Notification de black-out par ELIA aux parties prenantes pertinentes	52
11.1.2	Notification de black-out par ELIA aux pouvoirs publics (confidentielle).....	52
11.2	Notification « Market Suspension ELIA ».....	52
11.3	Notification « Market Restoration ELIA ».....	53
11.4	Notification « Grid Restoration ELIA »	53
12	Communication durant la reconstitution	55
13	Définitions et acronymes.....	56
14	Liste des postes essentiels pour les procédures du Plan de reconstitution (confidentielle)	63
15	Liste des mesures et délais de mise en œuvre.....	63
15.1	Liste des mesures et délais de mise en œuvre à mettre.....	63
15.2	Liste des mesures et des délais de mise en œuvre, à mettre en œuvre par les USR dans leurs installations	63
15.3	Liste des mesures et délais de mise en œuvre à mettre en œuvre par les GRD identifiés sur leurs installations	64
16	Liste des documents connexes.....	66
16.1.	Documents uniquement disponibles en interne (confidentielle)	66
16.2.	Documents disponibles en externe.....	66
Annexe 1	: Liste des USR identifiés en vertu de l'art. 23(4), point c du NC ER	67

1 Introduction

1.1 Introduction générale

Ce document contient le Plan de reconstitution d'ELIA, qui contient un ensemble de mesures pouvant être mises en œuvre après une perturbation ayant des conséquences à grande échelle, pour ramener le réseau électrique de l'état d'urgence ou de l'état de black-out à l'état normal¹.

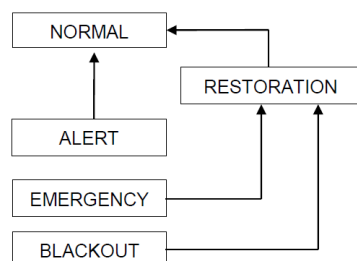


Figure 1 : Les différents états du réseau et les transitions entre eux

Lorsque le réseau est en état d'urgence après stabilisation du réseau à la suite de l'activation des mesures du plan de défense du réseau, ou lorsque le réseau est en état de panne généralisée (blackout), les mesures du plan de reconstitution sont lancées. La reconstitution du réseau consiste en une séquence de mesures coordonnées qui sont préparées à l'avance, dans la mesure du possible.

Le Plan de reconstitution est conçu par ELIA, en tenant compte des prescriptions du Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique (NC ER), et en tenant compte des autres codes de réseau, de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (le RTF), d'autres dispositions législatives pertinentes (santé et sécurité publiques, sûreté nucléaire, etc.) ainsi que d'éventuelles spécificités locales.

ELIA a élaboré ce Plan de reconstitution en concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution (GRD), les utilisateurs significatifs du réseau (USR) concernés, la CREG, la DG Énergie du SPF Économie, le Centre de Crise National (NCCN), les gestionnaires de réseau de transport (GRT) voisins et les autres GRT de la zone synchrone Europe continentale.

Les références au code de reconstitution dans d'autres textes législatifs et réglementaires sont considérées comme faisant référence au Plan de reconstitution comme indiqué à l'article 262 du RTF.

ELIA active les procédures de son Plan de reconstitution ayant un impact transfrontalier significatif en coordination avec les GRT affectés.

Conformément à l'article 23(5) du NC ER, le Plan de reconstitution comprend trois procédures :

- Procédure de remise sous tension ;

¹ Les états du réseau sont décrits dans le paragraphe 5

- Procédure de gestion de la fréquence ;
- Procédure de resynchronisation.

Le Plan de reconstitution existant approuvé par le ministre le 19 décembre 2019 restera en place jusqu'à ce que cette version révisée du plan de reconstitution soit approuvée par le ministre.

Les mesures techniques et organisationnelles, pour lesquelles des délais de mise en œuvre mentionnés dans le présent plan sont postérieurs à la date d'approbation du Plan de reconstitution par le ministre de l'Énergie (le ministre), ne sont applicables qu'après la mise en œuvre correspondante.

Conformément à l'article 51 du NC ER, le présent Plan de reconstitution sera révisé au moins tous les cinq ans, afin d'en évaluer l'efficacité. ELIA procède à cette évaluation périodique du Plan de reconstitution conformément aux dispositions de l'article 51 du NC ER.

Conformément à l'article 6(1) du NC ER, lors de la conception ou de la révision de son Plan de reconstitution, chaque GRT européen veille à la cohérence avec les mesures correspondantes des plans des GRT de sa zone synchrone et des plans des GRT voisins appartenant à une autre zone synchrone, d'au moins les mesures suivantes :

- *"b) les procédures de gestion de la fréquence, conformément à [...] l'article 28, à l'exception de la fixation de la fréquence cible dans le cas d'une stratégie ascendante de rétablissement de la tension avant la resynchronisation avec le réseau de transport interconnecté ;"* (voir paragraphe 9 du présent document)
- *"d) la stratégie descendante de rétablissement de la tension, conformément à l'article 27."* (voir paragraphe 8.2 du présent document)

Conformément à l'article 6(3), ELIA fournira les documents nécessaires à Coreso (le coordinateur régional de la sécurité)². Dans les trois mois suivant la réception des documents, Coreso préparera un rapport technique sur la cohérence des mesures.

Conformément à l'article 4(4), du code de conduite, la version non confidentielle du plan de reconstitution sera annexée aux accords pertinents, y compris, le cas échéant, les mesures confidentielles pour les accords d'affiliation concernés. ELIA a partagé la version confidentielle du plan de reconstitution uniquement avec les autorités compétentes. Seulement les titres des paragraphes considérés comme confidentiels sont retenues dans ce document.

1.2 Contexte du plan de reconstitution et relation avec les services de reconstitution

Le plan de reconstitution d'ELIA définit un certain nombre de procédures visant à remettre sous tension le plus grand nombre possible de sous-stations et de points de raccordement dans un délai déterminé après un incident majeur.

² Au niveau européen, il a été convenu entre les GRT que la mise en œuvre de l'article 6(3) aurait lieu tous les cinq ans et que la prochaine mise en œuvre commencerait à la fin de 2023.

La situation de départ à partir de laquelle le plan de reconstitution doit être appliqué est déterminée par la nature de l'incident qui l'a précédé, les conditions météorologiques, les conditions externes au système électrique et peut donc prendre de nombreuses formes différentes. Il est donc impossible d'établir un plan de reconstitution distinct pour chaque situation initiale possible.

C'est pourquoi le plan de reconstitution d'ELIA a été préparé comme un document générique établissant des procédures de remise sous tension avec les hypothèses « in design » suivantes :

- il n'y a aucun élément du réseau endommagé ou indisponible à la suite de l'incident/des incidents ayant entraîné le black-out ;
- les opérateurs d'ELIA ont une vue d'ensemble de l'état du réseau de transport grâce au système SCADA ;
- le contrôle à distance des disjoncteurs du réseau de transport est possible à partir des centres de contrôle d'ELIA ;
- une communication vocale entre les entités au sein d'ELIA, entre ELIA et les GRDs et entre ELIA ainsi que les USRs est possible.

En pratique, il se peut qu'une ou plusieurs de ces conditions ne soient pas respectées. Les mesures de ce plan sont conçues sans préjudice d'autres mesures d'urgence qui seront appliquées par ELIA pour gérer la crise en fonction de la situation. La section 8.7 décrit certaines de ces mesures d'urgence potentielles, pour lesquelles le délai de rétablissement prédéfini peut être compromis.

Chaque année, ELIA établit une liste d'utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité ainsi que leurs conditions de remise sous tension. Le ministre approuve cette liste.

Pour atteindre l'objectif de reconstitution dans le cadre des hypothèses in-design, ELIA utilise, d'une part, les dispositions légales imposées aux utilisateurs du réseau et, d'autre part, des services de reconstitution supplémentaires qu'Elia contracte avec les utilisateurs du réseau selon une procédure d'appel d'offres basée sur le marché et répétée par Elia à intervalles réguliers.

Lors de la préparation du plan de reconstitution, ELIA estime les services de reconstitution supplémentaires nécessaires et suffisants qu'elle doit contracter pour atteindre l'objectif de reconstitution.

Lors de cette estimation, ELIA tient compte de la distribution géographique cible des sources d'énergie dotées de capacités de démarrage autonome et de fonctionnement en réseau séparé.

Elia détermine ensuite les procédures d'appel d'offres et les caractéristiques du service de reconstitution, y compris les conditions techniques minimales auxquelles un utilisateur du réseau doit satisfaire pour fournir le service de reconstitution.

Enfin, ELIA rédige les conditions générales et particulières des services de reconstitution sous contrat ainsi que les procédures d'appel d'offres et les soumet à la CREG pour approbation.

La procédure d'appel d'offres est ensuite menée conformément à la législation belge sur les marchés publics et aux conditions fixées dans les conditions générales et particulières et les procédures d'appel d'offres.

Si le résultat de l'appel d'offres débouche sur de nouveaux services de reconstitution, ELIA doit adapter le plan de reconstitution de manière que les moyens disponibles pour la mise en œuvre du plan de reconstitution soient toujours clairs.

Si ELIA ne parvient pas à contracter suffisamment de services de reconstitution sur base volontaire, par le biais d'une ou plusieurs procédures d'achat basées sur le marché, elle peut demander des offres pour garantir la sécurité du système. En outre, la CREG peut également, ex ante, déclarer dans un rapport qu'une procédure d'achat n'est pas appropriée et prévoir un régime dérogatoire.

En cas de changement fondamental de la topologie du réseau, des USR HP, des fournisseurs de services de reconstitution ou à l'expiration du délai légal du plan de reconstitution, le processus de détermination du plan de reconstitution est répété.

La figure 2 illustre la relation entre le plan de reconstitution et le service de reconstitution.

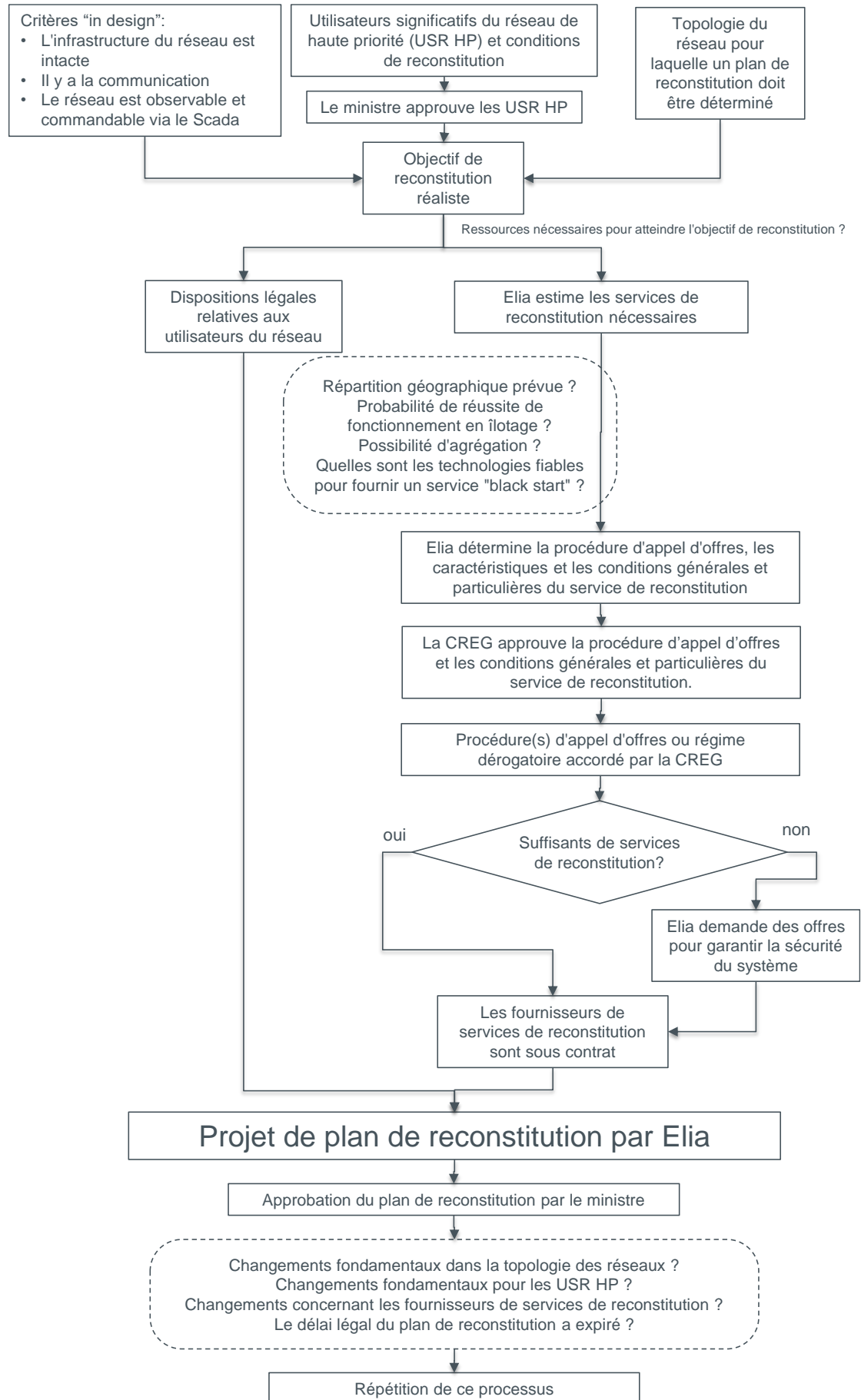


Figure 2 : contexte du plan de reconstitution et relation avec les services de reconstitution

2 Cadre juridique

L'article 23(1) du NC ER charge ELIA de concevoir un Plan de reconstitution, en concertation avec les GRD, les USR, l'autorité de régulation nationale (ARN), les GRT voisins et les GRT de la même zone synchrone concernés.

ELIA a préparé le Plan de reconstitution conformément aux articles 23 à 34 du NC ER.

En cas d'incompatibilité entre le NC ER et une autre législation, la législation supérieure prévaut.

Le Plan de reconstitution ne peut pas affecter le NC ER et les dispositions du RTF.

L'article 37, paragraphe 1, point h), du Règlement (UE) 2019/943 du parlement et du conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (règlement CEP) stipule que chaque centre de coordination régional (Coreso dans ce cas) soutient la coordination et l'optimisation de la reconstitution régionale à la demande des gestionnaires de réseau de transport.

2.1 Compétences d'approbation

Conformément à l'article 4(5) et 4(7), du NC ER, le gestionnaire du réseau de transport belge informe l'ARN ou toute autre entité définie par l'État toute modification apportée au Plan de reconstitution.

Conformément à l'article 259 du RTF, le ministre de l'Énergie approuve, sur proposition du gestionnaire du réseau de transport et après avis de la CREG, les propositions visées à l'article 4(2), points c), d) et g), du NC ER.

Conformément à l'article 262 §1 du RTF, le gestionnaire du réseau de transport transmet, après consultation de la CREG et de la DG Énergie, une proposition de modification du plan de reconstitution du réseau au ministre de l'Énergie. Conformément à l'article 1er de l'arrêté ministériel du 28 octobre 2022 modifiant l'arrêté ministériel du 19 décembre 2019, cette proposition doit être soumise au ministre de l'Énergie dans les quatre ans suivant l'entrée en vigueur du plan de rétablissement de la protection du réseau. ELIA a donc soumis une proposition modifiée du Plan de reconstitution de la protection du réseau au ministre de l'Énergie le 6 octobre 2023.

Conformément à l'article 1 de l'arrêté ministériel du 25 janvier 2024 portant approbation de la proposition de plan de défense du réseau et de la proposition de plan de reconstitution du réseau conformément aux articles 261 et 262 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, cette proposition du plan de reconstitution du réseau est approuvée.

Il est fait référence à certains endroits du présent Plan de reconstitution à d'autres documents connexes. La section 16 contient une liste des documents connexes, dont certains sont uniquement disponibles au sein d'ELIA. ELIA ne demande pas l'approbation du ministre de l'Énergie au sujet de ces documents connexes. Ces documents sont disponibles à titre informatif auprès d'ELIA à la demande des autorités publiques.

2.2 Schéma descriptif du cadre légal

La figure 3 donne un aperçu simplifié des événements possibles sur le réseau, des mesures de reconstitution applicables et du cadre légal en vigueur

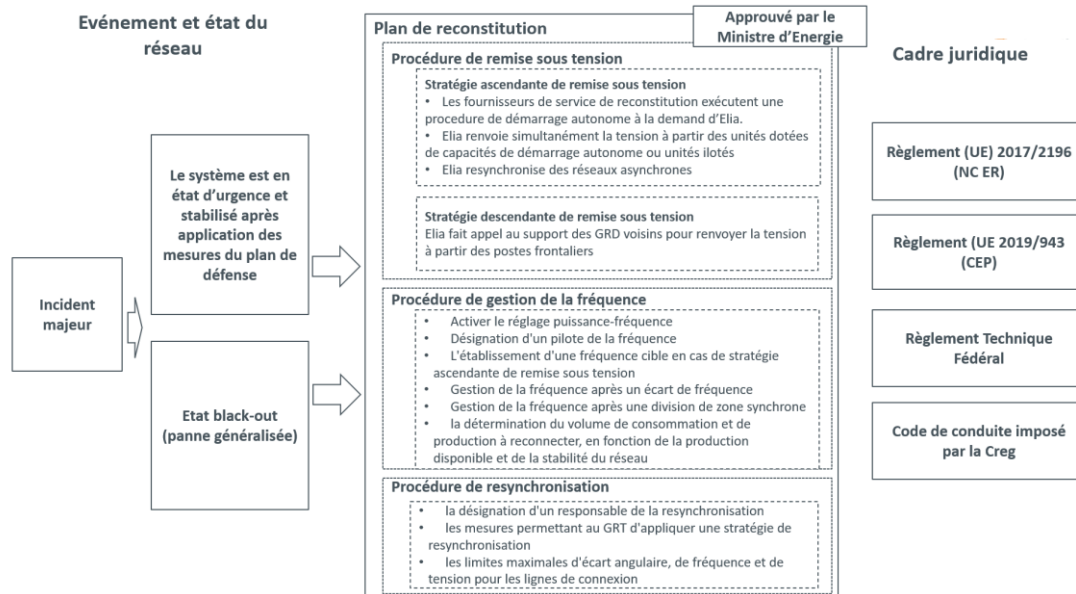


Figure 3 : Aperçu des événements possibles sur le réseau, des mesures de reconstitution et du cadre légal

3 Conditions d'activation du Plan de reconstitution

Les conditions d'activation du Plan de reconstitution sont décrites à l'article 25 du NC ER.

Il convient de noter que le Plan de reconstitution ne doit pas nécessairement commencer par une panne généralisée d'électricité. Les mesures du Plan de reconstitution peuvent également être activées si le système est en état d'urgence.

La procédure de gestion de la fréquence et la procédure de resynchronisation peuvent être appliquées après, par exemple, une séparation du réseau en régions synchrones indépendantes.

Un autre exemple est l'application de la procédure de remise sous tension après l'application de la déconnexion manuelle ou automatique de la charge.

Les procédures du Plan de reconstitution seront activées en coordination avec les GRD et les USR identifiés en vertu du paragraphe 4.1 et, le cas échéant, avec les fournisseurs de services de reconstitution. Ils doivent immédiatement effectuer les procédures conformément aux instructions émises par ELIA. Si ces procédures ont un impact transfrontalier significatif, ELIA collaborera avec les GRT affectés.

4 Liste des utilisateurs significatifs du réseau et des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité

Certaines mesures du Plan de reconstitution sont basées sur des capacités qui sont obligatoires pour les utilisateurs significatifs du réseau conformément aux exigences des NC RfG, NC DCC et NC HVDC.

Certaines mesures du Plan de reconstitution sont basées sur des capacités qui ne sont pas obligatoires pour les utilisateurs du réseau conformément aux exigences des NC RfG, NC DCC et NC HVDC, mais sont définies comme obligatoires dans la législation nationale.

Certaines mesures du Plan de reconstitution sont basées sur des capacités qu'il est prévu de fournir sur une base volontaire. Le NC ER prévoit qu'ELIA utilisera ces capacités volontaires par l'intermédiaire de fournisseurs de services de reconstitution, soit sur une base légale, soit sur une base contractuelle.

Conformément à l'article 23(4), point c) du NC ER, le Plan de reconstitution contient une liste des USR responsables de la mise en œuvre sur leurs installations des mesures résultant des exigences à caractère obligatoire énoncées dans les NC RfG, NC DCC et NC HVDC ou dans la législation nationale et une liste des mesures devant être mises en œuvre par les USR.

ELIA a identifié les capacités des utilisateurs significatifs du réseau destinées à être directement utilisées au paragraphe 4.1 de son Plan de reconstitution et a ajouté une liste détaillée en annexe 1.

Sans préjudice des dispositions de l'article 4(2), points (c) et (d), et de l'article 51(5) du NC ER, ELIA communique la liste des utilisateurs significatifs du réseau identifiés et celle des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité au ministre de l'Énergie.

Ces USR identifiés constituent un sous-ensemble des catégories d'utilisateurs du réseau auquel s'applique le NC ER conformément à l'article 2(2) du NC ER.

4.1 Liste des utilisateurs significatifs du réseau identifiés

ELIA a identifié les exigences suivantes relatives au Plan de reconstitution, qui s'appliquent aux utilisateurs significatifs du réseau³ conformément aux obligations légales :

Type d'utilisateur	Capacité utilisée dans le Plan de reconstitution	Référence à l'obligation légale
PGM existants et nouveaux avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW. Les	Suivre une instruction du GRT concernant la valeur de réglage pour l'échange de puissance active ou réactive	Obligatoire selon l'article 262 du RTF

³ Sur le plan juridique, USR fait référence à l'infrastructure. Afin de pouvoir appliquer les mesures qu'ELIA impose à cette infrastructure dans le cadre du Plan de reconstitution, ELIA s'adresse à l'utilisateur du réseau qui a signé le contrat de raccordement pour l'infrastructure en question.

générateurs de secours qui équipent ces PGM ne sont pas inclus.	avec le réseau, en tenant compte des capacités techniques du PGM	
Nouveaux PGM avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW. Les générateurs de secours qui équipent ces PGM ne sont pas inclus.	Fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires (resynchronisation + remise sous tension)	Obligatoire selon le NC RfG article 15(5), point c)
PGM existants et nouveaux raccordés au réseau de transport avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 1 MW.	Suivre l'autorisation de reconnexion du GRT, après une déconnexion fortuite. Suivre la consigne (maximale) du GRT pour l'échange de puissance active avec le réseau.	Obligatoire selon l'article 83 §6 et §7 du RTF Obligatoire selon le NC RfG article 14(2) et 14(4)
Installations de consommation existantes et nouvelles raccordées au réseau de transport.	Suivre une instruction du GRT concernant la valeur de réglage pour l'échange de puissance active ou réactive avec le réseau, en tenant compte des capacités techniques de l'installation de consommation	Obligatoire selon l'article 262 du RTF
GRFD existants et nouveaux raccordés au réseau de transport.	Suivre une instruction du GRT concernant la valeur de réglage pour l'échange de puissance active ou réactive avec le réseau, en tenant compte des capacités techniques du CDS	Obligatoire selon l'article 262 du RTF
Systèmes HVDC existants et nouveaux	Suivre une instruction du GRT concernant la valeur de réglage pour l'échange de puissance active ou réactive avec le réseau, en tenant compte des capacités techniques du système HVDC	Obligatoire selon l'article 262 du RTF
Installations de stockage d'énergie asynchrones nouvelles raccordées au réseau de transport, avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 1 MW	Suivre l'autorisation de reconnexion du GRT, après une déconnexion fortuite. Suivre la consigne (maximale) du GRT pour l'échange de puissance active avec le réseau.	Obligatoire selon l'article 97 §5 et §6 du RTF Obligatoire selon le NC RfG article 20(1)

Tableau 1 : type, capacité et obligation légale des USR identifiés

L'annexe 1 comprend une liste détaillée des USR identifiés pour le plan de reconstitution.

Les unités de production et les installations de stockage d'énergie asynchrones avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 1 MW raccordées au réseau de distribution, doivent pouvoir recevoir un signal d'autorisation du GRD pour reconnexion pendant l'état de reconstitution, dans la mesure où cela est techniquement possible. Comme elles ne sont

pas directement contrôlées par ELIA, elles ne sont pas incluses dans la liste des USR désignées par ELIA.

4.2 Utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité

4.2.1 Liste des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité pour le Plan de reconstitution

Neuf groupes d'utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité sont pris en compte dans le Plan de reconstitution :

1. Les systèmes auxiliaires des installations nucléaires directement connectés au réseau de transmission.
2. Les systèmes techniques auxiliaires nécessaires au fonctionnement vital des réseaux du gestionnaire du réseau de transport, des gestionnaires de réseaux publics de distribution (connectés au réseau de transport ou au réseau de distribution) et des gestionnaires de CDS (systèmes de distribution fermés).

Il s'agit de câbles spécifiques utilisés pour alimenter les systèmes techniques auxiliaires du réseau de transport ou de distribution ou du réseau GRFD.

Pour les sous-stations d'ELIA dont les systèmes auxiliaires sont alimentés via le réseau de distribution ou via l'infrastructure d'un utilisateur du réseau, une coordination spéciale est nécessaire entre Elia et les GRD ou entre ELIA et l'utilisateur du réseau concerné pendant la phase de reconstitution.

Les systèmes techniques auxiliaires des sous-stations d'ELIA alimentées directement par le réseau à haute tension ainsi que les systèmes techniques auxiliaires des GRD et des RFD sont également qualifiés de connexion prioritaire mais ne sont pas nominativement listés, étant donné qu'aucune action spéciale ne doit être entreprise par ELIA pour réinjecter ces systèmes techniques auxiliaires après une interruption dès que le jeu de barres principal de cette sous-station est mis sous tension.

3. Les hôpitaux visés à l'article 2 de l'Acte coordonné du 10 juillet 2008 relatif aux hôpitaux et autres établissements de soins.
4. Les centres de gestion des appels d'urgence (100, 101 et 112) basés sur l'article 2, 61°, de la loi du 13 juin 2005 relative aux communications électroniques.
5. Le Centre de coordination et de crise du gouvernement visé par l'arrêté royal du 18 avril 1988 portant création du Centre de coordination et de crise du gouvernement et les comités de coordination des gouverneurs visés à l'article 32 de l'arrêté royal du 22 mai 2019 relatif à la planification d'urgence et la gestion de situations d'urgence à l'échelon communal et provincial et au rôle des bourgmestres et des gouverneurs de province en cas d'événements et de situations de crise nécessitant une coordination ou une gestion à l'échelon national.
6. Les parties des installations de consommation nécessaires à l'alimentation des systèmes auxiliaires des centrales électriques d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW, à l'exclusion des systèmes auxiliaires des unités de production d'électricité non pilotables.

Les parties des mêmes installations de consommation qui ne sont pas nécessaires pour alimenter les systèmes auxiliaires des centrales nucléaires d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW ne font pas partie de cette liste d'utilisateurs importants du réseau hautement prioritaires pour le plan de restauration.

7. Les parties des sous-stations d'ELIA et des GRD nécessaires à l'alimentation des installations de Fluxys nécessaires à l'alimentation en gaz naturel des unités de production au gaz et à l'exploitation sûre du réseau gazier ainsi qu'à l'alimentation du terminal Gassco pour la distribution du gaz naturel fourni via le Zeepipe (à partir de la Norvège).
8. Les parties des sous-stations d'ELIA et des GRD nécessaires pour alimenter les points d'injection d'Infrabel pour les lignes aériennes des chemins de fer, dans le but de permettre aux trains de passagers immobilisés de continuer à circuler à très faible vitesse (10 km/h) jusqu'à la prochaine gare où les passagers peuvent descendre du train.
9. Le siège du réseau Astrid 9.

Les listes nominatives des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité pour le Plan de reconstitution figurent dans les annexes du document "Liste des utilisateurs du réseau significatifs hautement prioritaires pour le Plan de reconstitution". Conformément à l'article 259 du RTF, ELIA soumet cette liste à l'approbation du ministre.

Les GRD disposent également de la liste des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité pour le Plan de reconstitution.

4.2.2 Modalités et conditions générales relatives à la déconnexion et à la remise sous tension des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité pour le Plan de reconstitution

En cas d'interruption des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité, ELIA et les opérateurs d'autres réseaux coopéreront et utiliseront toutes les ressources disponibles pour rétablir l'approvisionnement des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité dans les plus brefs délais.

Si le système est en état d'un panne généralisée, ELIA construira dès que possible une voie de reconstitution vers les sites nucléaires de Doel et Tihange, afin de rétablir l'alimentation des systèmes auxiliaires (qui seront alimentés par des générateurs diesel de secours en cas d'absence totale d'électricité sur le réseau de transport).

Étant donné que de nombreux PGM utilisés pour la reconstitution sont des PGM alimentés au gaz, il est de la plus haute importance que le réseau gazier demeure opérationnel pendant le processus de reconstitution. ELIA et les GRDs collaborent avec Fluxys Belgium au sujet des infrastructures gazières critiques.

La région de Zeebrugge et de ses environs est importante pour l'approvisionnement en gaz via les interconnexions en provenance de Norvège et du Royaume-Uni et via le terminal GNL. Malgré la présence de générateurs de secours, ELIA, en concertation avec Fluxys Belgium, tente de rétablir l'alimentation électrique dans les 4 à 5 heures suivant une panne.

Les installations de Fluxys Belgium situées à différents endroits en Belgique sont importantes pour l'approvisionnement en gaz naturel des unités de production alimentées au gaz et pour le fonctionnement sûr du réseau gazier. Malgré la présence de générateurs de secours pour les systèmes de sécurité et de traitement, ELIA, en concertation avec Fluxys Belgium, s'efforce de rétablir l'alimentation électrique de ces installations dans les plus brefs délais.

Les délais de reconstitution mentionnés dans ce paragraphe sont indicatifs et non contraignants.

Les utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité connectés aux réseaux de distribution seront remis sous tension en priorité par les gestionnaires de réseau concernés dès que le

poste principal de transport ou de distribution auquel ils sont raccordés sera remis sous tension.

La situation géographique des utilisateurs spécifiques du réseau (tels que les sites nucléaires existants de Doel et de Tihange) et des fournisseurs de services de reconstitution est un facteur clé dans la conception des voies de reconstitution.

C'est en partie pour cette raison que les utilisateurs généraux du réseau connectés aux principales voies de reconstitution seront rétablis plus tôt que les utilisateurs généraux du réseau situés sur les voies de reconstitution qui reviennent plus tard sous tension.

ELIA établira dès que possible des voies de reconstitution vers les auxiliaires de PGM avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW.

5 Classification des états du réseau

Le SOGL contient des règles harmonisées de gestion du système pour les GRT, les CSR, les GRD et les USR. L'article 18 du SOGL spécifie les différents états du système (état normal, état d'alarme, état d'urgence, état de panne et état de rétablissement). Les paragraphes suivants les décrivent plus en détail. Les définitions contenues dans le SOGL prévalent sur la description ci-dessous.

5.1 État normal

Le réseau de transport est en état normal lorsque toutes les conditions suivantes sont remplies :

- Les **tensions et les transits** se situent dans les limites de sécurité d'exploitation :
 - Plages de tension au point de raccordement entre 110 kV et 300 kV : 0,90 pu – 1,118 pu
 - Plages de tension au point de raccordement entre 300 kV et 400 kV : 0,90 pu – 1,05 pu
 - Les limites de courant pour la limite thermique, y compris les surcharges transitoires admissibles, compte tenu du type d'éléments du réseau, de leurs limites techniques et des conditions ambiantes (vent, rayonnement solaire, température, etc.)
- La **fréquence** satisfait aux critères suivants :
 - L'écart de fréquence sur le réseau en régime permanent se situe dans la plage de fréquence standard, égale à +/- 50mHz ; ou
 - La valeur absolue de l'écart de fréquence sur le réseau en régime permanent n'est pas supérieure à l'écart de fréquence maximal, égal à 200 mHz, en régime permanent et les limites de fréquence du réseau établies pour l'état d'alerte ne sont pas atteintes ;
- Les réserves de puissance active et réactive sont suffisantes pour supporter les aléas figurant sur la liste des aléas dressée conformément à l'article 33 du SOGL sans enfreindre les limites de sécurité d'exploitation ;
- L'exploitation de la zone de contrôle du GRT concerné se trouve et demeurera dans les limites de sécurité d'exploitation après la survenue d'un aléa figurant sur la liste des aléas dressée conformément à l'article 33 du SOGL et après l'activation des actions correctives.

5.2 État d'alerte

Un réseau de transport est en état d'alerte lorsqu'il répond aux conditions suivantes :

- Les **flux de tension et de puissance** se situent dans les limites de sécurité d'exploitation (identiques à celle de l'état normal) :
 - Plages de tension au point de raccordement entre 110 kV et 300 kV : 0,90 pu – 1,118 pu
 - Plages de tension au point de raccordement entre 300 kV et 400 kV : 0,90 pu – 1,05 pu
 - Les limites de courant pour la limite thermique, y compris les surcharges transitoires admissibles, compte tenu du type d'éléments du réseau, de leurs

limites techniques et des conditions ambiantes (vent, rayonnement solaire, température, etc.)

ET

- La **réserve de capacité du GRT** est réduite de plus de 20 % durant plus de trente minutes sans moyen de compenser cette réduction en exploitation en temps réel ;

OU

- La fréquence satisfait aux critères suivants :
 - La valeur absolue de l'écart de fréquence sur le réseau en régime permanent n'est pas supérieure à l'écart de fréquence maximal en régime permanent, égal à 200 mHz ; et
 - La valeur absolue de l'écart de fréquence sur le réseau en régime permanent a dépassé en continu 50 % de l'écart de fréquence maximal en régime permanent, égal à 200 mHz, pendant une durée supérieure au délai de déclenchement de l'état d'alerte, égal à 5 minutes, ou a dépassé en continu 50 % de la plage de fréquence standard, égale à +/- 50 mHz, pendant une durée supérieure au délai de restauration de la fréquence, égal à 15 minutes ;

OU

- Au moins un aléa figurant sur la liste des aléas établie conformément à l'article 33 du SOGL entraîne le franchissement des limites de sécurité d'exploitation du GRT, même après l'activation des actions correctives.

Les aléas sont classés comme suit :

- Aléas ordinaires : perte d'une ligne ou d'un câble 380 kV-30 kV, perte de générateurs, perte d'un coupleur de jeux de barres 380 kV et 220 kV, perte d'un transformateur, perte d'un jeu de barres 380 kV.
- Aléas exceptionnels, comme la perte d'un pylône à haute tension qui supporte plusieurs lignes. Ces aléas sont uniquement pris en compte dans l'analyse de sécurité opérationnelle en cas de vitesse du vent prévue supérieure à 130 km/h.
- Aléas hors catégorie, comme la perte de plusieurs réacteurs nucléaires ou de l'entièreté d'un poste à haute tension. Ces aléas sont uniquement pris en compte dans l'analyse de sécurité opérationnelle s'il y a des indications de risques concrets pour de tels incidents.

5.3 État d'urgence

Un réseau de transport est en état d'urgence lorsqu'au moins une des conditions suivantes est remplie :

- Au moins une limite de sécurité d'exploitation du GRT, définie comme suit, est dépassée :
 - Plages de tension au point de raccordement entre 110 kV et 300 kV : 0,90 pu – 1,118 pu
 - Plages de tension au point de raccordement entre 300 kV et 400 kV : 0,90 pu – 1,05 pu

- Les limites de courant pour la limite thermique, y compris les surcharges transitoires admissibles, compte tenu du type d'éléments du réseau, de leurs limites techniques et des conditions ambiantes (vent, rayonnement solaire, température, etc.)

Les limites de sécurité d'exploitation pour les différents éléments de réseau sont disponibles dans les critères d'exploitation d'ELIA.

- La fréquence ne satisfait pas aux critères de l'état normal ni aux critères de l'état d'alerte ;
- Au moins **une des mesures du plan de défense du réseau du GRT est activée** ;
- On constate un **défaut de fonctionnement des outils, moyens et installations** définis conformément à l'article 24(1) du SOGL, qui entraîne l'indisponibilité de ces outils, moyens et installations **pendant plus de 30 minutes**.

Les outils, moyens et installations référencés dans l'article 24 du SOGL sont listés ci-dessous :

- (a) Installations de surveillance de l'état du réseau de transport, y compris les applications d'estimation d'état et les dispositifs de réglage fréquence-puissance ;

Les applications et installations suivantes sont envisagées :

- Energy Management System (EMS) avec, par exemple, un estimateur d'état et une analyse de sécurité
- Le système d'alerte Entso-E (EAS)
- Les centres de contrôle d'ELIA, y compris les centres de contrôle régionaux et de secours
- Entrepôt de données et connexion LAN
- Régulateur de restauration de fréquence de la zone RFP
- Système de contrôle manuel des FRR
- Systèmes de télécommunications (données et voix)

- (b) Le contrôle-commande des disjoncteurs, des disjoncteurs de couplage, des changeurs de prise en charge de transformateurs et des autres équipements servant au réglage des éléments du réseau de transport ;

Les systèmes et installations suivants sont pris en compte, sans toutefois s'y limiter :

- Centre de contrôle SCADA (centres de contrôle principaux, de secours et régionaux)
- Poste SCADA, pour les postes identifiés comme essentiels au Plan de reconstitution
- Communications de données vers les postes essentiels
- Communications voix et données vers les salles de contrôle
- Contrôleur de travée de poste
- Communication locale de données du poste

- (c) Les moyens de communication avec les centres de contrôle d'autres GRT et CSR ;
 - Pour les CSR, seules les communications vocales sont prises en compte.
 - Entre les GRT, les systèmes de communication vocale et de données sont envisagés, y compris l'Electronic Highway et l'EAS.

- (d) Outils pour l'analyse de sécurité d'exploitation ; et

Ceci comprend les outils suivants : EMS avec p. ex. SCADA, estimateur d'état et analyse de sécurité.

- (e) Outils et moyens de communication nécessaires à ELIA afin de faciliter les opérations transfrontalières sur le marché de l'électricité.

Il s'agit d'outils de marché associés à l'EMS, tels que l'outil de gestion des nominations, des programmes, de l'activation des offres d'énergie, etc.

5.4 État de black-out

Un réseau de transport est en état de black-out lorsqu'au moins une des conditions suivantes est remplie :

- **Perte d'au moins 50 % de la demande⁴** dans la zone de contrôle du GRT concerné;
- **Absence totale de tension pendant au moins trois minutes** dans la zone de contrôle du GRT concerné, entraînant le déclenchement du Plan de reconstitution.

5.5 État de reconstitution

Un réseau de transport est en état de reconstitution lorsqu'un GRT se trouvant en état d'urgence ou de black-out a commencé l'activation des mesures du Plan de reconstitution.

⁴ La demande est comprise comme la « charge totale »

6 Rôles et responsabilités des entités dans le contexte du plan de reconstitution

Le rôle spécifique de chacune des entités suivantes est d'une importance cruciale pour la mise en œuvre efficace des procédures du Plan de reconstitution.

- Gestionnaires de réseau de transport (GRT)
- Utilisateurs significatifs du réseau (USR)⁵
- Gestionnaires de réseau de distribution (GRD)⁶
- Fournisseurs de services de reconstitution (RSP)
- Responsables d'équilibre (BRP)
- Fournisseurs de services d'équilibrage (BSP)

Le Plan de reconstitution décrit la stratégie et les méthodes de travail utilisées par ELIA et les entités susmentionnées pour :

- remettre sous tension les points de raccordement au réseau de transport le plus rapidement possible et de façon coordonnée ;
- gérer la fréquence du réseau pendant l'état de reconstitution ;
- resynchroniser les régions asynchrones.

6.1 Gestionnaires de réseau de transport

ELIA est chargée de tenir les procédures à jour et d'organiser des formations régulières à l'attention de son personnel opérationnel.

En cas de black-out, le Centre de contrôle national, aidé des Centres de contrôle régionaux, va diagnostiquer la situation. Pour ce faire, le NCC et les RCC vont demander des informations aux GRT voisins, aux GRD, aux RSP, aux BRP, aux BSP et aux USR.

Après avoir diagnostiqué la situation, le NCC optera pour la stratégie la plus adaptée. Le NCC et les RCC la communiqueront aux parties concernées.

ELIA décidera de la suspension et de la reconstitution des marchés de l'énergie conformément aux « Règles de suspension et de rétablissement des activités de marché » et aux « Règles spécifiques pour le règlement des déséquilibres et le règlement de l'énergie d'équilibrage ». Ces règles doivent être approuvées par la CREG.

ELIA est responsable du clearing de ses postes avant leur remise sous tension.

Pendant la mise en œuvre du Plan de reconstitution, alors que les marchés de l'énergie sont suspendus, le réseau est exploité selon un mode de « dispatching contrôlé par le GRT ».

Cette **période de dispatching contrôlé par le GRT** commence au moment où ELIA commence à donner ses instructions à une unité de production fournissant un service de démarrage autonome dans le cas d'une stratégie ascendante de remise sous tension ou

⁵ Voir la liste des USR dans le paragraphe 4

⁶ Pour éviter tout doute, lorsque le terme GRD est employé dans le présent document, ce terme doit être compris comme « GRD public » et non comme « GRD fermé ».

contacte un GRT voisin pour commencer à réactiver des éléments de son système à partir du système de ce GRT voisin dans le cas d'une stratégie descendante de remise sous tension.

La **période de dispatching contrôlé par le GRT** se termine lorsque ELIA a suffisamment confiance dans la stabilité du système, ce qui suppose au minimum que le réseau de transport est revenu à un état normal, et donc qu'il a été en mesure de restaurer les activités de marché qu'il a temporairement suspendues pour revenir à un dispatching du système contrôlé par le marché.

Elia joue un rôle de coordination pendant la période de dispatching contrôlé par le GRT et donne les instructions nécessaires aux GRT, GRD, RSP, BRP, BSP et USR voisins, qui doivent les mettre en œuvre sans délai.

Pendant la reconstitution du réseau, ELIA identifie et surveille :

- l'étendue et les frontières de la ou des régions synchronisées auxquelles appartient sa zone de contrôle ;
- le ou les GRT avec lesquels elle partage une ou des régions synchronisées ; et
- les réserves de puissance active disponibles dans sa zone de contrôle.

Les GRT voisins seront impliqués dans le cas d'une stratégie de reconstitution descendante.

Durant l'état de reconstitution, ELIA gèrera la fréquence du réseau en collaboration avec un pilote de la fréquence et resynchronisera le cas échéant les régions asynchrones.

6.2 Utilisateurs Significatifs du Réseau

6.2.1 Exploitants d'unités de production d'électricité (PGM) et installations de stockage d'énergie asynchrone

Les PGMs ou les installations de stockage d'énergie asynchrone d'une puissance active maximale supérieure à 25 MW connectées au réseau d'ELIA sont tenues, pendant l'état de reconstitution, de suivre immédiatement les instructions d'ELIA afin de contribuer à la reconstitution du réseau dans la mesure où cela est techniquement possible. Ces instructions sont contraignantes.

Les installations de stockage d'énergie asynchrone d'une puissance active maximale supérieure à 25 MW sont tenues, à la demande d'ELIA pendant l'état de reconstitution, de mettre à disposition leurs réserves d'énergie stockées pour la reconstitution du réseau. Cette instruction est contraignante.

Le raccordement d'une PGM ou d'une installation de stockage d'énergie asynchrone d'une puissance active maximale supérieure à 1 MW au réseau de transport doit être coordonné en temps réel, pendant la reconstitution du réseau, avec ELIA. Pendant l'état de reconstitution, le raccordement automatique au réseau d'une PGM ou d'une installation de stockage d'énergie asynchrone d'une puissance active maximale supérieure à 1 MW n'est pas autorisé.

Une communication avec ELIA par des moyens de communication vocaux est requise avant de reconnecter au réseau le PGM ou l'installation de stockage d'énergie asynchrone dont la puissance active maximale est supérieure ou égale à 25 MW.

Les PGMs ou les installations de stockage d'énergie asynchrone d'une puissance active maximale supérieure à 1MW et inférieure à 25 MW connectées au réseau d'ELIA recevront un signal numérique d'autorisation d'ELIA pendant l'état de reconstruction dès que le système est suffisamment fort pour traiter de manière stable la puissance échangée par le PGM ou l'installation de stockage d'énergie asynchrone. Tant qu'Elia n'a pas envoyé ce signal d'autorisation, ou tant que le PGM ou l'installation de stockage d'énergie asynchrone n'a pas reçu ce signal, le PGM ou l'installation de stockage d'énergie asynchrone ne peut pas échanger d'énergie avec le réseau, même si la tension est rétablie au point de raccordement.

Ce n'est que pendant l'état de reconstitution qu'ELIA peut bloquer le retour spontané de l'injection si le système n'est pas encore suffisamment stable. Cette mesure n'est pas destinée à être utilisée en dehors de l'état de reconstitution, par exemple pour résoudre des problèmes d'incompressibilité.

Si un PGM d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW peut fonctionner en îlotage sur les auxiliaires ou en mode de réseau séparé, l'opérateur du PGM doit, à la demande d'ELIA, s'assurer que ce PGM peut également remettre sous tension un jeu de barres principal hors tension. ELIA évaluera l'adéquation à l'avance en concertation avec l'opérateur du PGM en fonction de la technologie du PGM. Cette instruction d'ELIA est contraignante.

Les opérateurs de PGM avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW doivent désigner une entité de contact qui peut être contactée 24 heures sur 24, 7 jours sur 7. En cas de black-out, cette entité de contact doit être en mesure de fournir à ELIA des informations claires sur les possibilités et les limites de l'unité concernée, notamment :

- Si le fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires a réussi :
 - si le PGM n'est pas en mesure de remettre sous tension un jeu de barres hors tension du réseau de transport, la durée maximale pendant laquelle le PGM peut continuer à travailler en « fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires » jusqu'à sa resynchronisation avec le réseau reconstitué.
 - le délai nécessaire pour remettre sous tension un jeu de barres hors tension du réseau de transport.
- Si le fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires n'a pas réussi :
 - le temps requis pour effectuer un redémarrage du PGM et le temps nécessaire jusqu'à ce que le PGM soit prêt pour la resynchronisation avec le réseau de transport.
- Les limites en termes de production de puissance active⁷ :
 - Charge minimale pour parvenir à un fonctionnement stable du PGM ;
 - Taux de montée en puissance maximum ;
 - Niveau de production maximum ;
 - Le bloc maximal de charge qui peut être supporté sans mettre en péril la stabilité.

⁷ Ces informations sont récoltées à l'avance autant que possible. Cependant, l'entité de contact doit être capable d'informer ELIA en temps réel à sa demande.

- Les limites en termes de puissance réactive : tant pour produire que pour absorber.

Les opérateurs d'installations de stockage d'énergie asynchrone dont la capacité active maximale est supérieure ou égale à 25 MW doivent désigner une entité de contact disponible 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7. Cette entité de contact doit être en mesure de fournir à l'ELIA des informations claires sur les capacités et les limites de l'unité de stockage d'énergie concernée en cas de panne générale.

L'entité de contact de la PGM ou de l'installation de stockage d'énergie asynchrone doit suivre les instructions d'ELIA sans délai injustifié. Ces instructions sont contraignantes et peuvent par exemple être les suivantes :

- Se resynchroniser avec le réseau de transport ;
- Ajuster la tension d'un jeu de barres du réseau de transport ré-énergisé ;
- Maintenir une fréquence donnée entre 49,00 Hz et 51,00 Hz (uniquement pour les unités qui fournissent un service black-start ou qui reconstruisent un réseau local à partir du fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires), pour autant que cela soit techniquement possible ;
- Maintenir une certaine valeur pour la production active/réactive ;
- Désactiver la zone d'insensibilité du réglage primaire/du réglage de la fréquence, pour autant que cela soit techniquement possible ;
- Toute autre instruction nécessaire pour la reconstruction du réseau.

6.2.2 Installations de consommation raccordées au réseau de transport

Les installations de consommation connectées au réseau de transport doivent désigner une entité de contact (ou un dispatching) disponible lorsque le système est en état de reconstitution afin :

- d'informer ELIA de l'état de ses installations et des possibilités de reprise de la charge ;
- de faire remonter progressivement sa consommation, selon les instructions d'ELIA, ex : par blocs de maximum 5 MW.

Pendant la phase de transition, jusqu'à ce que les exigences de communication spécifiées dans le paragraphe 12 soient mises en œuvre, ELIA et l'installation de consommation raccordée au réseau de transport utiliseront la meilleure solution disponible pour établir une communication. Une alternative pourrait être, par exemple, une connexion au réseau public par satellite (si disponible) ou via le réseau radio Astrid (si disponible) où un groupe d'appel spécifique est réservé aux différents partenaires du secteur de l'énergie et au NCCN. Un appel dans ce groupe d'appel sera donc entendu par tous ces partenaires.

6.2.3 Gestionnaires de réseau fermé de distribution (GRFD) raccordés au réseau de transport

Les GRFD raccordés au réseau de transport doivent désigner une entité de contact (ou de dispatching) disponible pendant l'état de reconstitution. Cette personne de contact sera notamment en mesure :

- d'informer ELIA sur l'état de son réseau fermé de distribution et les possibilités de remettre sous tension les postes de son réseau fermé de distribution et en particulier

les utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité tels que définis dans le paragraphe 4.2 et sur les fournisseurs potentiels de services de reconstitution.

- de donner suite aux indications données par les centres de contrôle régionaux d'ELIA concernant la quantité de puissance active et réactive échangée sur le point de raccordement au réseau de transport (p. ex. charges par blocs de puissance de 5 MW maximum).

Pendant la phase de transition, jusqu'à ce que les exigences de communication spécifiées dans le paragraphe 12 soient mises en œuvre, ELIA et le GRFD raccordé au réseau de transport utiliseront la meilleure solution disponible pour établir une communication.

Si un RSP raccordé à un réseau fermé de distribution exécute ses services de reconstitution, le GRFD raccordé au réseau de transport doit se coordonner en temps réel avec le RSP et ELIA.

6.3 Gestionnaires de réseau de distribution publique (GRD)

Les GRD publics sont des partenaires importants pour la reconstruction régionale du réseau étant donné qu'ils peuvent assurer l'accès à la distribution des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité. Chaque GRD doit désigner une ou plusieurs entités de contact disponibles 24 h/24, 7 jours sur 7. Cette entité de contact informera ELIA au sujet de l'état de ses installations, ce qui implique notamment de :

- Spécifier les possibilités de ré-énergisation des postes de distribution et en particulier les utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité tels que définis au paragraphe 4.2.
- Fournir des informations sur les éventuels défauts permanents observés sur le réseau de distribution.
- Fournir des informations sur le temps nécessaire pour effectuer un clearing des postes.

Si un RSP raccordé à un réseau de distribution exécute ses services de reconstitution, le GRD doit se coordonner en temps réel avec le RSP et ELIA.

Pendant qu'ELIA procède à la remise sous tension des postes de transport, les GRD procèdent au clearing partiel⁸ de leurs postes. Les GRD effectueront le clearing de tous les raccordements, à l'exception des raccordements qui comportent des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité. Lorsque ELIA remet sous tension les transformateurs vers les postes de distribution, les utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité sont les premiers consommateurs à être remis sous tension.

6.4 Responsables d'équilibre (BRP)

Les obligations pertinentes pour les BRP telles qu'énoncées dans les modalités et conditions générales relatives aux BRP restent d'application tant que les activités de marché ne sont pas suspendues en vertu des « Règles de suspension et de rétablissement des activités de

⁸ Le clearing consiste à déconnecter les raccordements individuels (câbles ou lignes) des jeux de barres principaux d'un poste dont la tension est nulle, afin de préparer une remise sous tension contrôlée de ce poste.

marché » et des « Règles spécifiques pour le règlement des déséquilibres et le règlement de l'énergie d'équilibrage », publiées sur le [site web d'ELIA](#) après approbation de la CREG.

Dans le cadre des présentes Règles, il est considéré que pendant une période de « Dispatching contrôlé par le GRT », le BRP n'est pas responsable de maintenir l'équilibre de son portefeuille, car cela pourrait réduire l'efficacité du rétablissement à l'état normal ou d'alerte du réseau de transport. ELIA informera les BRP au sujet du moment de la suspension et du rétablissement du marché par le biais de la « notification Suspension et rétablissement du marché » telle qu'exposée aux paragraphes 11.2 et 11.3, conformément à la procédure de communication prévue dans les Règles.

Lorsque le réseau est exploité selon un mode de « dispatching contrôlé par le GRT », ELIA enverra des instructions directement aux exploitants de PGM et pas aux BRPs.

Lorsque le réseau est en état de reconstitution à la suite d'une séparation du réseau, les obligations pertinentes pour les BRP telles qu'énoncées dans les modalités et conditions générales relatives aux BRP, dans le Code de conduite ou dans le Règlement technique fédéral demeurent valables.

6.5 Fournisseurs de services d'équilibrage (BSP)

Les obligations pertinentes pour les BSP telles qu'énoncées dans les modalités et conditions générales relatives aux BSP sont suspendues pendant une suspension des activités de marché quand elles sont rendues impossibles par la suspension de ces activités de marché, sans préjudice des obligations des BSP en vertu des « Règles de suspension et de rétablissement des activités de marché » et des « Règles spécifiques pour le règlement des déséquilibres et le règlement de l'énergie d'équilibrage », publiées sur le [site web d'ELIA](#) après approbation de la CREG.

ELIA informera les BSP au sujet du moment de la suspension et du rétablissement du marché par le biais de la « notification Suspension et rétablissement du marché » telle qu'exposée aux paragraphes 11.2 et 11.3, conformément à la procédure de communication prévue dans les Règles.

Lorsque le réseau est exploité selon un mode de « dispatching contrôlé par le GRT », ELIA enverra des instructions directement aux exploitants de PGM.

Lorsque le réseau est en état de reconstitution à la suite d'une séparation du réseau, les obligations pertinentes pour les BSP telles qu'énoncées dans les modalités et conditions générales relatives aux BSP, dans le Code de conduite ou dans le Règlement technique fédéral demeurent valables.

6.6 Fournisseurs de services de reconstitution (RSP)

Sur demande d'ELIA, les RSP doivent activer leurs services de reconstitution suivant les instructions du ou des gestionnaires de réseau concernés, conformément à leurs obligations contractuelles et aux Modalités et conditions générales relatives aux RSP.

7 Clearing des postes

Afin d'éviter une remise sous tension non désirée et incontrôlée pendant la phase de reconstitution, il est de la plus haute importance que tous les raccordements à un poste du réseau de transport soient déconnectés avant la remise sous tension de ce dernier. De cette façon, la probabilité d'instabilité de la zone remise sous tension au cours des premières étapes de la remise sous tension est réduite au minimum.

ELIA doit toujours vérifier qu'un jeu de barres principal du réseau de transport est entièrement clearé avant de le remettre sous tension. Si le clearing n'a pas entièrement eu lieu comme prévu de manière standard, ELIA doit ouvrir manuellement et à distance les disjoncteurs qui se trouvent encore en position « fermée ». Si un problème technique survient lors de l'ouverture du disjoncteur, ELIA doit envoyer un opérateur sur place.

Une exception à cette règle s'applique lors de l'utilisation du principe de "démarrage progressif". Dans ce cas, une série de composants du réseau sont connectés ensemble hors tension (les disjoncteurs en position "fermée"), l'ensemble étant ensuite progressivement remis sous tension au moyen d'une source de tension réglable. En appliquant le principe du démarrage progressif, on peut limiter les courants de magnétisation élevés dans les transformateurs.

Un rétablissement de la tension via un démarrage progressif est appliqué dans les scénarios de rétablissement suivants :

- Reconstitution bottom-up à partir d'une unité black-start qui est prévue pour rétablir le réseau 380 kV.
- Reconstitution bottom-up à partir de d'une unité black-start qui est prévue pour rétablir la zone régionale Nord-Ouest.
- Reconstitution top-down avec la liaison HVDC Nemolink
- Reconstitution top-down avec la liaison HVDC ALEGrO

À certains endroits, le clearing a lieu automatiquement en cas de chute de la tension. À cet effet, des relais de tension minimale, qui ouvrent les disjoncteurs lorsqu'une perte de tension est détectée, sont installés. Ces relais sont installés aux endroits suivants du réseau :

- Sur les transformateurs avec une tension primaire de 380 kV, où le disjoncteur au côté secondaire est interrompus. Il y a ainsi une séparation automatique entre le réseau à haute tension 380 kV et les niveaux de tension inférieurs. Les SE du NCC peuvent ainsi s'occuper de la reconstruction du réseau 380 kV tandis que les dispatcheurs régionaux dans les RCC se chargent des réseaux de tension inférieure. La tâche complexe qui consiste à reconstruire le réseau devient ainsi plus claire et le risque d'interférences involontaires diminue.
- Sur les lignes et câbles 380 kV, y compris les lignes transfrontalières ;
- Sur les transformateurs entre différents réseaux de transport (par ex. 150 kV/70 kV, 150 kV/36 kV, 220 kV/70 kV) ;
- Sur les transformateurs entre ELIA et les réseaux des GRD ;
- Sur certains éléments de réseau qui relie les zones régionales.

8 Procédure de remise sous tension

8.1 Aperçu des étapes de remise sous tension

Après un black-out, ELIA vise à rétablir progressivement le réseau et remettre sous tension au moins 90 % des points de raccordement au réseau d'ELIA vers les USR et les GRD dans les 24 heures. Pour ce faire, on suit une procédure de remise sous tension par étapes dans le but d'atteindre à nouveau un état de réseau normal.

ELIA dispose au total d'environ 800 postes qui peuvent être remis sous tension par le biais de 6 consoles opérationnelles localisées dans 3 centres de contrôle (1 NCC et 2 RCC). Environ 160 postes sont remis sous tension par le biais d'une console dans un RCC. La manœuvre nécessaire pour remettre un poste sous tension dure environ 10 minutes par poste. Pour s'occuper de 90 % des 160 postes, il faut 24h. Étant donné la coordination complexe et les exigences en termes de communication, on évite de procéder à la reconstitution d'une partie de réseau à l'aide de plusieurs consoles en parallèle.

La Figure 4 illustre les trois phases principales de la procédure de remise sous tension :

- Diagnostic de la situation (Phase 1 : diagnostic)
- La phase de dispatching contrôlé par le GRT avec activation des procédures de reprise sous contrainte avec une stratégie descendante ou ascendante (Phase 2 - Reconstitution du système).
- La phase de réalimentation des utilisateurs au cours de laquelle le système revient progressivement à la normale (Phase 3 - Rétablissement de la charge)

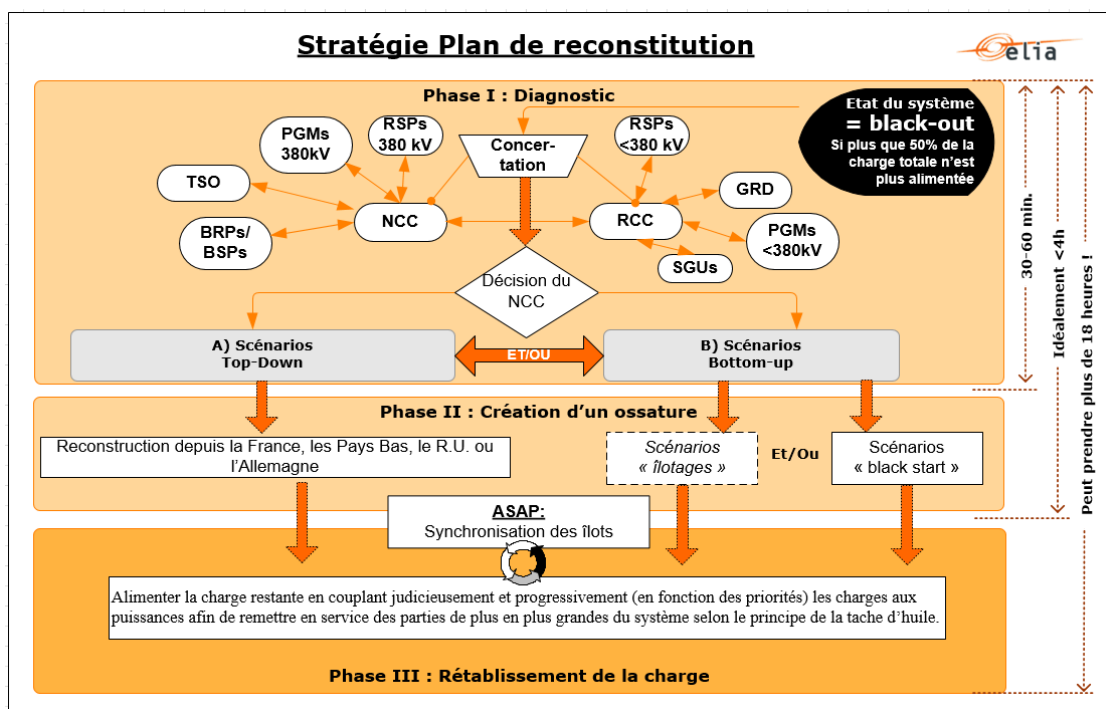


Figure 4 : Phases du processus de reconstitution

8.1.1 Phase 1 : préparation

Un outil interne ELIA a pour but d'aider les opérateurs d'ELIA à effectuer le diagnostic après un black-out et à effectuer un contrôle rapide des éléments importants suivants :

- Vérifier l'état des interconnexions et vérifier si des GRT voisins sont disponibles pour soutenir une stratégie descendante de reconstitution.
- Vérifier la possibilité de combiner des stratégies top-down et bottom-up de remise sous tension.
- Vérifier les risques potentiels des stratégies de remise sous tension possibles et estimer la durée prévue de la remise sous tension.
- Vérifier si les PGM avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW ont pu réaliser le fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires.
 - Informer de la durée pendant laquelle le fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires peut être maintenu.
 - Vérifier si la centrale fonctionnant en îlotage sur les auxiliaires peut remettre sous tension un jeu de barres hors tension et informer sur les délais.
 - Vérifier si une voie de reconstitution doit être créée vers le PGM afin de permettre la resynchronisation.
- Vérifier si les RSP ayant une obligation contractuelle sont disponibles pour effectuer un démarrage autonome (black-start) avec les PGM.
- Vérifier l'état de disponibilité des autres PGM avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW.
- Vérifier la disponibilité et l'état de charge des installations de stockage d'énergie asynchrone d'une capacité active maximale supérieure ou égale à 25 MW et connectées au réseau d'ELIA.
- Vérifier l'état des assets du réseau électrique et prendre note d'éventuels dommages importants.
- Choisir le scénario de reconstruction en fonction des circonstances pour que la tension soit remise le plus rapidement possible aux utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité.

Les System Engineers du NCC d'ELIA évaluent l'ampleur du black-out et son impact sur les utilisateurs et les éléments du réseau. Cette phase implique la communication, si nécessaire, avec les PGM, les installations de stockage d'énergie, les centres de contrôle régionaux, les GRT voisins, les GRD, les RSP et autres USR (de haute priorité). Sur la base de ce diagnostic, le System Engineer (SE) d'ELIA décide de la stratégie de reconstitution.

Plusieurs scénarios sont possibles pour la reconstruction du système :

- Le **scénario descendant de remise sous tension**, où tout le réseau belge à haute tension est hors tension mais où il est toujours possible de faire appel, entièrement ou partiellement, aux réseaux limitrophes.

Dans ce cas, la reconstruction du système s'effectue depuis la France, les Pays-Bas, le Royaume-Uni l'Allemagne ou le Luxembourg. Après consultation avec le gestionnaire de réseau concerné, le réseau le plus robuste est choisi pour la reconstitution. Les actions individuelles qui doivent être prises lors d'une reconstitution descendante de remise sous tension sont reprises au paragraphe 8.2.1.

Toutefois, la faisabilité de la stratégie descendante de remise sous tension est également déterminée par la disponibilité de la capacité sur les interconnexions. Lors de l'application de la stratégie descendante de remise sous tension, le mode "N-1" est temporairement ignoré et passe au mode "N" en concertation avec le GRT auxiliaire.

- Le **scénario ascendant de remise sous tension**, où tout le réseau belge à haute tension est hors tension et où il n'est pas possible de faire appel aux réseaux étrangers.

Dans ce cas, la reconstruction du système s'effectue à l'aide de PGM qui ont réussi à passer au fonctionnement en mode de réseau séparé et/ou en îlotage sur les auxiliaires et/ou de centrales black-start.

Conformément à l'article 23(4), point (f), du NC ER, le nombre de sources d'énergie dans la zone de contrôle d'ELIA nécessaires pour remettre sous tension son réseau avec une stratégie de remise sous tension ascendante, ayant une capacité de démarrage autonome (black-start), une capacité de resynchronisation rapide (en fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires) et une capacité de fonctionnement en réseau séparé est indiqué dans le tableau 2 :

Type de sources d'électricité	Nombre de sources d'alimentation nécessaires pour remettre la zone de contrôle d'ELIA sous tension par une stratégie ascendante	Commentaires
Démarrage autonome (black-start)	5	Le nombre d'unités de production nécessaires à la reconstruction du réseau dans le cadre d'un scénario ascendant de remise sous tension.
Resynchronisation rapide (grâce au fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires)	0	Compte tenu des incertitudes quant à la disponibilité des PGM, de la durée limitée du fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires et d'autres facteurs de risque, Tenue compte d'un scénario « worst case », ELIA préfère ne pas compter sur les PGMs fonctionnant en îlotage sur les auxiliaires, afin de remettre le réseau sous tension avec une stratégie bottom-up. Ceci n'exclut pas l'utilisation des PGMs fonctionnant en îlotage pour la remise sous tension si cela serait quand même possible.
Fonctionnement en îlots électriques	0	Compte tenu de l'incertitude entourant les PGM qui fonctionnent sur un îlot électrique après un black-out, ELIA veut demeurer indépendante des PGM fonctionnant en réseau séparé, dans un scénario d'une

stratégie ascendante de remise sous tension.

Tableau 2: sources d'électricité pour la stratégie de remise sous tension

Si un réseau fort (valeurs indicatives : capacité de court-circuit d'au moins 5 GVA dans la sous-station étrangère située de l'autre côté de la frontière nationale et capacité de réserve tournante d'au moins 500 MW) est disponible dans un pays voisin, la stratégie top-down a la préférence absolue. S'il n'y a pas de réseau fort disponible, la stratégie bottom-up doit être appliquée. Une combinaison de stratégie top-down et bottom-up peut être choisie. Dans ce cas, il faut choisir les sous-stations potentiels pour la resynchronisation des deux réseaux.

Le System Engineer (SE) du NCC d'ELIA demandera à chaque RCC d'exécuter en parallèle un ou plusieurs scénarios top-down ou bottom-up.

ELIA suppose que cette phase dure environ 30 à 60 minutes. Bien qu'un diagnostic complet puisse prendre une heure, ELIA serait en mesure d'envoyer les instructions pour un démarrage black-start après 30 minutes.

8.1.2 Phase 2 : Reconstitution du réseau

La deuxième phase comprend la reconstitution du réseau. L'objectif est de construire des îlots électriques (réseaux séparés) autour de PGM ayant une capacité de démarrage autonome (black-start) ou de PGM fonctionnant en îlotage sur les auxiliaires, d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW, et de remettre sous tension les utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité dans les plus brefs délais.

En outre, ELIA remettra le plus rapidement possible sous tension la plus grande partie du réseau à 380 kV (y compris les postes raccordés aux pays voisins) et établira une voie de démarrage vers des unités de production sans capacité de blanc-start, qui peuvent contribuer davantage à la reconstitution du réseau.

Une fois que des îlots électriques stables sont formés, la resynchronisation des îlots électriques avec le réseau principal peut commencer. Les îlots électriques sont considérés comme stables lorsque :

- Réseaux régionaux (150 kV) : 350 MW de charge et au moins 3 PGM d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW sont en service.
- Réseau principal à 380 kV : 1000 MW de charge et au moins 5 PGM d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW sont en marche, ou 3 PGM d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW sont en marche dont au moins un PGM nucléaire.

La phase 2 comprend donc le démarrage du réseau où ELIA entre dans une phase de « dispatching contrôlé par le GRT ».

8.1.3 Phase 3 : Reconstitution de la charge

Avant d'atteindre à nouveau l'état normal, ELIA reste dans la phase de « dispatching contrôlé par le GRT » de la production et de la charge et agit dans le but de :

- rétablir la sécurité N-1 du réseau de transport ;
- remettre sous tension les points de connexion restants, ce qui inclut la coordination avec les GRD pour la reconstitution des réseaux de plus basse tension.

Pendant la reconstitution du réseau, ELIA identifie et surveille :

- L'étendue et les frontières de la ou des régions synchronisées à laquelle ou auxquelles appartient sa zone de contrôle ;
- Les GRT avec lesquels elle partage une ou plusieurs régions synchronisées ; et
- Les réserves de puissance active disponibles dans sa zone de contrôle.

Une trajectoire temporelle indicative de la procédure de remise sous tension pour les 24 premières heures suivant une panne est représentée à la figure 5.

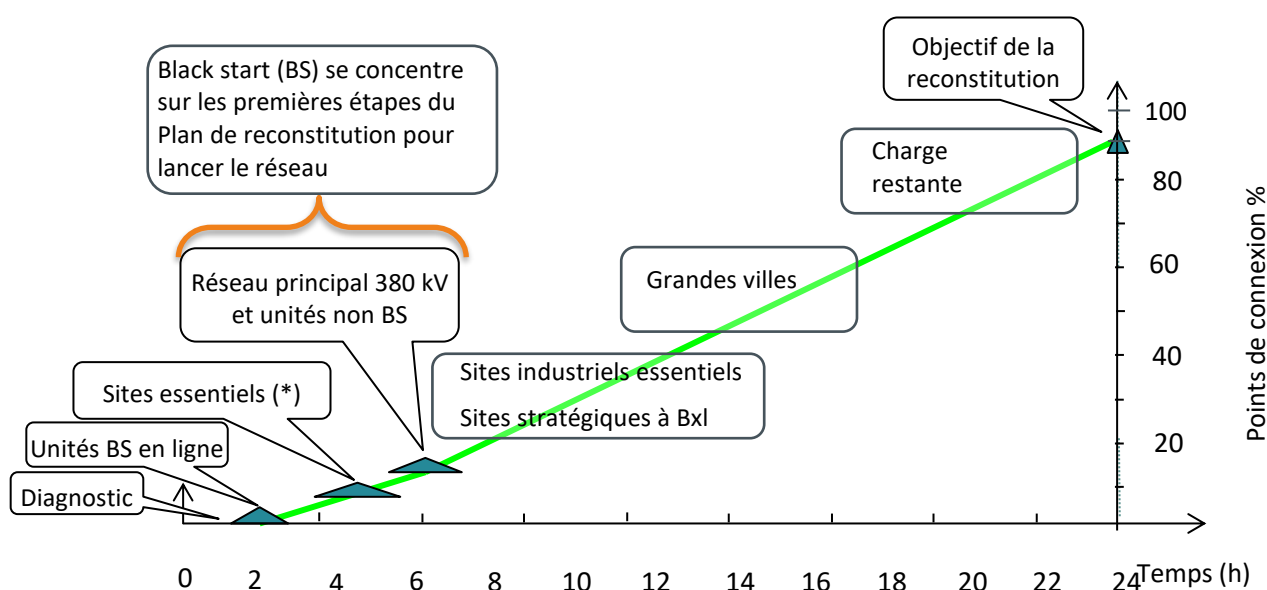


Figure 5: Trajectoire de remise sous tension

(*) confidentielle

Dès que 90% des points de raccordement avec le réseau d'ELIA seront à nouveau sous tension, et dès que la règle de sécurité N-1 aux éléments clés du réseau et aux unités de production sans dépasser les limites de sécurité opérationnelles sera de nouveau d'application, ELIA commencera à préparer le rétablissement progressif des opérations de marché et la transition du "dispatching contrôlé par le GRT" au "dispatching contrôlé par le marché".

ELIA informera les bourses d'électricité afin qu'elles puissent recueillir les offres et les soumissions dans différents délais, faire correspondre les ordres et allouer la capacité transfrontalière.

Ceci donnera lieu à des échanges planifiés avec les GRT voisins et à des programmes planifiés de charge et d'injection aux différents points d'accès.

Environ une heure avant le début du « dispatching contrôlé par le marché », ELIA coordonnera, en collaboration avec les BRPs et les GRTs voisins, la transition progressive vers les programmes déterminés par le marché.

8.1.4 Échec de la reconstitution du réseau

Lors d'une stratégie de reconstitution ascendante, et plus particulièrement lors des phases 1 et 2 de la reconstitution du réseau, chaque élément de réseau en cours de remise sous tension dispose d'une stabilité limitée, entraînant une réaction plus volatile de la fréquence et de la tension lors du raccordement des consommateurs par rapport à une situation de réseau normale.

Lors de ces phases, il y a un risque accru de déclenchements intempestifs avec pour conséquence l'effondrement éventuel de certaines parties du réseau.

Lors de l'effondrement d'une certaine partie du réseau, l'opérateur de ELIA du NCC (réseaux 380 kV et 220 kV) ou d'un RCC (réseaux 150 – 30 kV) doit poser un nouveau diagnostic et appliquer toutes les mesures de sécurité en concertation avec les collègues du terrain.

L'opérateur-NCC décidera ensuite si la partie de réseau effondrée sera reconstituée soit avec une stratégie bottom-up à partir d'un PGM avec capacité de black-start, soit avec une stratégie top-down à partir d'une partie de réseau avoisinante qui a entretemps été remise sous tension.

Les conditions particulières des fournisseurs de services de reconstitution stipulent qu'un PGM avec capacité de black-start doit pouvoir réaliser au moins 3 procédures de black-start consécutives.

8.2 Procédures de remise sous tension individuelles

Pour chaque centre de contrôle régional d'ELIA, une procédure opérationnelle détaillée de remise sous tension est établie. Cette procédure comprend un ensemble d'instructions.

ELIA dispose de 3 centres de contrôle opérationnel :

- Le centre de contrôle national à Schaerbeek
- Le centre de contrôle régional Nord à Merksem
- Le centre de contrôle régional Sud à Gembloux (Créalys)

Les instructions sont préparées à l'avance et seront déterminées en tenant compte, entre autres, de la situation géographique des fournisseurs de services de rétablissement sous contrat, de la situation géographique des USR et des caractéristiques physiques du réseau de transport. Les procédures de rétablissement de la tension seront réexaminées en cas de modification d'un ou de plusieurs des facteurs déterminants susmentionnés.

Les procédures de rétablissement de la tension sont établies sur la base des hypothèses suivantes, dites "in-design" :

- il n'y a aucun élément de réseau endommagé à la suite de l'/des incident(s) à l'origine du black-out ;
- les opérateurs d'ELIA ont une vue d'ensemble de l'état du réseau de transport grâce au système SCADA ;
- le contrôle à distance des disjoncteurs du réseau de transport est possible à partir des centres de contrôle d'ELIA.

- La communication vocale entre les entités au sein d'ELIA, entre ELIA et les GRDs et entre ELIA et les USRs est possible.

Si l'une des conditions n'est pas remplie, des solutions ad hoc devront être mises en œuvre et il pourrait être nécessaire de s'écarter des procédures de remise sous tension préétablies. ELIA établit des cellules de crise spécialisées lors de la reconstitution du réseau afin de pouvoir réagir au mieux en cas de situations anormales.

8.2.1 Procédure de remise sous tension pour le Centre de contrôle national

La procédure de remise sous tension opérationnelle pour le NCC⁹ comprend les éléments suivants :

- Procédure black-start
- Remise sous tension du réseau principal 380 kV entre Gramme (Huy) et Doel, via Courcelles ou via Van Eyck (Kinrooi), en fonction des conditions de l'asset.
- Remise sous tension des autres postes 380 kV (vers Aubange, vers Stevin (Zeebrugge) et le MOG (Offshore), vers Avelgem, etc.)
- Remise sous tension top-down depuis la France depuis Avelin, Lonny, Chooz ou Moulaine
- Remise sous tension top-down depuis les Pays-Bas depuis Rilland ou Maasbracht
- Remise sous tension top-down à partir du Royaume-Uni via l'interconnexion HVDC raccordé à Gezelle (Brugge)
- Remise sous tension top-down à partir de l'Allemagne via l'interconnexion HVDC raccordée à Lixhe¹⁰
- Emplacements pour la resynchronisation des îlots électriques régionaux au réseau principal 380 kV
- Procédures de resynchronisation avec les GRT voisins

8.2.2 Procédure de remise sous tension pour le Centre de contrôle régional Nord

La procédure de remise sous tension opérationnelle du RCC Nord¹¹ comprend les éléments suivants :

- Top-Down à partir de Mercator (Kruibeke) vers le Port et la ville d'Anvers
- Top-Down à partir de Massenhove vers le Port et la ville d'Anvers
- Top-Down à partir de Meerhout vers la Campine et le Limbourg
- Top-Down à partir d'André Dumont (Genk) vers le Limbourg
- Top-Down à partir de Verbrande Brug (Vilvoorde Pont brûlé) vers Bruxelles-Nord et le Brabant flamand

⁹ Cette procédure est un document interne à ELIA qui n'est pas soumis pour approbation.

¹⁰ D'application dès que la liaison HVDC sera opérationnelle.

¹¹ Cette procédure ainsi que les autres procédures mentionnées ici sont des documents internes à ELIA qui ne sont pas soumis pour approbation.

- Top-Down à partir de Lint
- Top-Down à partir d'Avelgem vers Coxyde
- Top-Down vers les parcs d'éolien offshore
- Bottom-up depuis une unité black start dans la zone Nord-Ouest vers Mercator
- Bottom-up depuis une unité black start dans la zone Nord-Ouest vers Ruien et Coxyde
- Bottom-up depuis une unité black start dans la zone Nord-Ouest vers Zeebrugues

8.2.3 Procédure de remise sous tension pour le centre de contrôle régional Sud

La procédure de remise sous tension opérationnelle du RCC Sud¹² comprend les éléments suivants :

Zone Sud-Est

- Black-start XXX – Reconstruction Sud-Est (zone Liège)
- Réalimentation top-down de la zone Luxembourg 220 kV à partir de postes 380 kV remis sous tension
 - En supposant que les postes 380 kV de Brume et Aubange soient remis sous tension, les postes 220 kV d'Aubange, Saint-Mard, Latour, Villeroux et Brume sont remis sous tension.
- Top-down – Reconstruction Sud-est à partir de postes 380 kV remis sous tension
 - En supposant que les postes 380 kV de Gramme (Huy), Aubange, Champion et Achène sont remis sous tension,
 - les postes 150 kV de Gramme, Bressoux ainsi que
 - les postes 220 kV de Rimièrre, Jupille, Lixhe, Seraing, Aubange et Brume sont remis sous tension.
- Reconstruction des réseaux 70 kV de la zone Namur, applicable dans les scénarios top-down et bottom-up ;
- Reconstruction des réseaux 70 kV de la zone Luxembourg, applicable dans les scénarios top-down et bottom-up ;
- Reconstruction des réseaux 70 kV de la zone Liège, applicable dans les scénarios top-down et bottom-up ;
- Reconstruction des réseaux 70 kV de la zone Bressoux, applicable dans les scénarios top-down et bottom-up ;

Zone Sud-Ouest

- Top-Down – Reconstruction Sud-Ouest à partir de postes 380 kV remis sous tension
- Top-Down – Reconstruction Centre et parties de la zone Nord-Est à partir de postes 380 kV remis sous tension

¹² Cette procédure ainsi que les autres procédures mentionnées ici sont des documents internes à ELIA qui ne sont pas soumis pour approbation.

- Black-start XXX et reconstruction de Bruxelles, parties de la zone Sud-Ouest et parties de la zone Nord-Est.

8.3 Gestion des écarts de fréquence et de tension lors des procédures ascendantes

Tout au long de la reconstitution, le réglage de fréquence ou de puissance des PGM est une tâche critique. Il convient dès lors de respecter les principes suivants :

- Pour assurer une reconstitution contrôlée, il est important d'éviter les échanges d'énergie incontrôlés d'unités de production (fluctuantes) ou d'installations de stockage asynchrones tant que le réseau n'est pas encore suffisamment stable. Il faut tenir compte des comportements et des actions possibles suivants :
 - Les PGMs d'une puissance installée inférieure à 1 MW ne peuvent pas être commandés et commenceront éventuellement à injecter progressivement dès que la fréquence sera comprise entre 49,9 Hz et 50,1 Hz pendant 1 minute.
 - Vérifier que le signal d'autorisation¹³ est au "rouge" ou à l'état "OFF" pour les PGM et les installations de stockages asynchrones d'une puissance installée supérieure ou égale à 1 MW et inférieure à 25 MW.
 - Transmettre le signal d'autorisation sur "rouge" ou à l'état "OFF" aux GRDs. Cela empêche ces sources d'échanger de l'énergie avec le réseau de transport ou de distribution, même si la tension et la fréquence au point de raccordement sont dans les limites de tolérance pour une reconnexion automatique.
 - Les PGMs et les installations de stockage asynchrones d'une puissance installée supérieure ou égale à 25 MW doivent obtenir une autorisation via le "téléphone ELIA blackout proof" avant de pouvoir échanger de l'énergie avec le réseau.
- Le premier PGM avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25MW qui met un îlot sous tension (ce peut être un PGM en îlotage, en réseau séparé ou une unité black-start) doit toujours être en réglage de fréquence pure afin d'éviter des écarts de fréquences trop importants lorsque des installations de consommation sont enclenchées. **Pour le premier PGM**, les principes suivants sont valables :
 - La fréquence du PGM est réglée sur une consigne de 51 Hz ; Cela ne s'applique pas à la PGM qui met sous tension le réseau de 380 kV, sur lequel un point de consigne de 50 Hz est défini ;
 - La tension est initialement réglée sur la valeur la plus petite possible, soit environ 90 % de la valeur nominale ;
 - Il faut veiller en continu à ce que le PGM ait une marge suffisante pour pouvoir supporter la prochaine augmentation de puissance. Une « règle empirique » générale recommande de ne pas excéder 70 % de la production de puissance active nominale durant les phases initiales de la reconstitution de l'îlot.

¹³ Le signal d'autorisation n'a pas encore été mis en œuvre au moment de la rédaction du présent document.

- La puissance produite par le premier PGM d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW sera utilisée pour alimenter les utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité.
- Après un certain temps, d'autres unités de production seront raccordées au réseau et pourront injecter de la puissance additionnelle. Dès que **plusieurs PGM** se sont connectés à l'îlot, ELIA appliquera les principes suivants :
 - Un seul PGM par îlot fonctionne en fréquence pure.
 - Les autres PGM passent en mode de contrôle de puissance (où la puissance est automatiquement ajustée en fonction de l'écart de fréquence selon un certain statisme) et suivent les instructions d'ELIA pour ajuster la valeur de consigne de puissance active.
 - Si la production de puissance active du PGM avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW qui contrôle la fréquence dépasse 70 % de sa valeur nominale, il sera demandé aux autres PGM d'augmenter leur valeur de consigne de puissance active. Par conséquent, le PGM qui contrôle la fréquence diminuera automatiquement sa puissance active.

La réduction de la **fréquence cible** de 51 Hz à 50 Hz aura lieu dès que les conditions suivantes seront remplies :

- Il y a suffisamment de réserve de puissance active vers le haut et vers le bas sur le PGM en réglage de fréquence pour qu'il puisse traiter l'injection des sources non-controlable suffisamment vite ET
- Une resynchronisation avec un autre (group de) PGM(s) ou avec une région indépendante est envisagée

Dès que le SE d'ELIA estime que le système est à nouveau suffisamment stable pour permettre l'injection d'unités de production non-pilotables, le signal d'autorisation peut être ramené à l'état "ON". Si cela est techniquement prévu, le SE peut, en fonction de la robustesse du système en reconstitution, activer différentes étapes intermédiaires : de "rouge" à "orange" à "jaune" et finalement à "vert", permettant respectivement 0%, 33%, 66% et finalement 100% du potentiel d'injection de puissance active.

Durant le « dispatching contrôlé par le GRT », pendant que les marchés de l'électricité sont suspendus, ELIA désactivera son Frequency Restoration Control de la zone RFP (AGC en mode Off).

8.4 Contrôle et gestion des îlots électriques

Pendant les phases initiales de reconstitution du réseau, plusieurs îlots électriques sont remis sous tension indépendamment les uns des autres, afin de limiter les conséquences d'une instabilité potentielle à la seule zone affectée.

Une communication intensive entre ELIA et les opérateurs de PGM, d'une part, et entre ELIA et le GRD ou les installations de consommation ou les GRFD directement raccordés, d'autre part, est de la plus haute importance pour surveiller l'équilibre entre production et consommation de puissance active.

Les rôles et responsabilités des opérateurs des NCC et RCC d'ELIA en fonction du nombre de zones indépendantes et du niveau de tension.

- Les RCC d'ELIA sont responsables de:
 - la surveillance de la remise sous tension des réseaux 220 - 150 kV et de niveaux de tension inférieurs ;
 - la coordination des PGM raccordés au réseau 220-150 kV et de niveaux de tension inférieurs (y compris SER onshore et offshore) s'il n'y a qu'un seul îlot (réseau séparé) ;
 - contrôle des procédures de black-start pour les 220 et 150 kV ;
 - manoeuvres sur les réseaux 220-150 kV et de niveaux de tension inférieurs ;
 - la coordination avec les opérateurs d'ELIA dans les postes ou sur le terrain ;
 - la coordination avec les GRD et les clients industriels.

- Le NCC d'ELIA est responsable de :
 - surveillance de la remise sous tension du réseau 380 kV ;
 - la coordination entre les PGM dans la partie du réseau remise sous tension (Doel, Tihange, Coe, autres unités) ;
 - la coordination avec les GRT étrangers ;
 - contrôle de la procédure black-start pour la remise sous tension du 380 kV ;
 - la coordination entre les différentes zones comprenant la resynchronisation des régions asynchrones ;
 - monitoring des PGM dès que 2 zones indépendantes sont resynchronisées ;
 - la coordination avec les RCC et de la surveillance de l'application adéquate de la stratégie de reconstitution ;
 - la gestion du contrôle automatique de la fréquence de charge (AGC).

8.5 Resynchronisation des zones en îlotage

La resynchronisation des zones électriques indépendantes ne peut être effectuée que par le biais du réseau 380 kV qui doit d'abord être reconstitué. Deux îlots 150 kV locaux indépendants ne peuvent pas être directement synchronisés l'un avec l'autre.

La resynchronisation a lieu dans des postes équipés de dispositifs de synchronisation automatique. De tels dispositifs sont présents sur les disjoncteurs côté secondaire des transformateurs 380/150 kV ou 380/220 kV et sur la plupart des connexions 380 kV.

Pour une synchronisation réussie, les deux zones électriques indépendantes doivent avoir presque la même fréquence et la même amplitude de tension ainsi qu'un angle de tension entre les vecteurs de tension suffisamment petit, ce qui signifie que juste après la synchronisation, le flux sur la ligne d'interconnexion sera proche de zéro.

La resynchronisation des zones électriques augmente l'inertie totale du réseau et le rend plus stable et moins vulnérable aux écarts de fréquence et de tension lors des réenclenchements de charge ou lors d'injections fluctuantes de sources d'énergie renouvelables.

Les zones électriques indépendantes doivent être resynchronisées si possible lorsque :

- Au moins 3 PGM d'une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW sont activés ET la charge totale dans chaque zone indépendante est supérieure à 350 MW.

OU

- L'une des zones est raccordée au réseau de la France, des Pays-Bas, du Royaume-Uni ou de l'Allemagne.

La resynchronisation des zones électriques indépendantes doit se faire à une fréquence cible d'environ 50 Hz.

Lorsque deux zones indépendantes sont synchronisées, l'un des PGM qui contrôle la fréquence doit passer en mode de contrôle de puissance (mode de statisme/droop). Le PGM qui restera en mode de contrôle de la fréquence sera de préférence celui qui aura la plus grande inertie.

8.6 Le rétablissement de la tension dure plus de 24h

Sans préjudice des dispositions des articles 41 et 42 du NC ER, qui prévoient une durée d'au moins 24 heures pour la disponibilité des systèmes, outils et installations de communication vocale, ELIA prévoit des mesures supplémentaires au cas où une interruption durerait plus de 24 heures.

Dans les postes considérées comme essentielles pour les procédures du Plan de reconstitution, ELIA a, dans la mesure de ce qui est techniquement possible, fourni un générateur diesel de secours avec un réservoir de carburant qui peut être rempli pendant l'état de reconstitution, ce qui permet à la sous-station de rester opérationnelle pendant plus de 24 heures.

Dans les postes équipées d'une batterie en raison du manque d'espace pour un générateur de secours, la durée de fonctionnement ne peut pas être prolongée si la batterie est vide.

Les équipes de crise d'ELIA disposent d'applications de cartographie à distance pour identifier les sous-stations où les générateurs de secours doivent être réapprovisionnés. ELIA attribue à chacune de ces sous-stations une certaine priorité avec laquelle le réapprovisionnement

doit être effectué en fonction des besoins de restauration du réseau à ce moment-là. ELIA a conclu des accords avec des fournisseurs de carburant locaux qui, en cas de panne, se présentent spontanément aux différents centres de service d'ELIA, où ils reçoivent des instructions sur les sous-stations régionales qui doivent être réapprovisionnées en priorité avec du nouveau carburant.

Pendant la période de reconstitution, ELIA peut déterminer, en concertation avec le NCCN, si des mesures de sécurité supplémentaires doivent être prises pour les transports de carburant.

8.7 Mesures à prendre au cas où les hypothèses de rétablissement de la tension ne seraient pas respectées

Malgré les précautions prises par ELIA pour respecter autant que possible les hypothèses de conception mentionnées au point 8.2, il n'est pas exclu qu'une ou plusieurs hypothèses ne soient pas respectées pendant la phase de rétablissement.

La liste ci-dessous donne quelques exemples de situations hors conception, chacun avec une approche possible de gestion de crise (non exhaustif) :

Plusieurs pylônes électriques ont été détruits par une tempête.	Plusieurs pylônes électriques ont été détruits par une tempête. Mise en place d'une ligne d'urgence propre (distance limitée). Utiliser des protocoles avec d'autres GRT pour un soutien mutuel en ce qui concerne la mise en place de lignes à haute tension.
Certains postes ne sont pas accessibles en raison d'obstacles (arbres tombés en travers de la route, ...).	Demande de soutien à la défense, à la protection civile pour le déblaiement des routes, par l'intermédiaire du NCCN.
Certaines postes sont inutilisables	Lorsque cela est techniquement possible, établir des ponts entre les postes en interconnectant les éléments entrants et sortants. Utiliser éventuellement des postes mobiles.
Dans certaines postes, il n'est plus possible d'observer les paramètres importants du réseau et/ou d'actionner les disjoncteurs à distance.	Envoyer du personnel dans les postes concernées pour enregistrer les paramètres localement et/ou effectuer des opérations sur place. Si nécessaire, utiliser des générateurs d'urgence mobiles pour alimenter les installations techniques auxiliaires dans les postes.

Tableau 3: situations où les hypothèses de rétablissement de la tension ne seraient pas respectées et approches possibles de la gestion de crise

L'objectif de rétablir 90 % des points de connexion avec le réseau d'ELIA dans les 24 heures peut être compromis en cas de reconstitution du réseau dans des conditions anormales.

9 Procédure de gestion de la fréquence

9.1 Activation

L'objectif de la procédure de gestion des écarts de fréquence du **Plan de défense du réseau** est de **stabiliser la fréquence après un incident**, avant la nomination d'un pilote de la fréquence.

La procédure de gestion de la fréquence du **Plan de reconstitution** vise à **rétablir la fréquence à la fréquence nominale** après une division de la zone synchrone en plusieurs régions synchrones ou pendant la reconstitution du réseau, conformément à l'article 28(1), du NC ER.

En vertu de l'article 28, paragraphe 2, du NC ER, ELIA doit activer sa procédure de gestion des fréquences :

- En préparation de la procédure de resynchronisation, lorsqu'une zone synchrone est divisée en plusieurs régions synchronisées ;
- En cas d'écart de fréquence dans la zone synchrone si le système est en état de reconstitution ; ou
- En cas de remise sous tension top-down.

9.2 Actions avant la désignation d'un pilote de la fréquence

GESTION DU RÉGULATEUR DE RESTAURATION DE LA FRÉQUENCE DE LA ZONE RFP

En cas d'écarts de fréquence supérieurs à 200 mHz, les régulateurs de restauration de la fréquence de la zone RFP seront automatiquement commutés en **Mode de contrôle gelé (Frozen Control Mode)**, pour permettre à l'opérateur d'ELIA d'évaluer la situation et de prendre le contrôle manuel. Cela signifie que les valeurs de consigne de puissance active des PGM qui participent à l'aFRR demeureront inchangées. Jusqu'à ce qu'il soit débloqué, le contrôleur secondaire reste passif et aucune area control error (ACE) n'est réglée automatiquement.

RÉPONSE DU RÉGULATEUR DE RESTAURATION DE LA FRÉQUENCE DE LA ZONE RFP

En cas d'écarts de fréquence supérieurs à 200 mHz et jusqu'aux plages de fréquence définies à l'article 154(6), du SOGL, les PGM doivent si nécessaire augmenter ou réduire leur production de puissance (tant dans le sens positif que négatif) jusqu'à leur capacité maximale ou minimale, pour autant qu'il n'existe aucune limite technique.

La réponse FCR correspondante doit avoir le même statisme adopté pour l'état normal et l'état d'alerte et ne doit, en aucun cas, mettre en danger la stabilité des PGM fournissant des FCR.

ACTIVATION DU MODE DE RÉGLAGE RESTREINT DE LA FRÉQUENCE (LFSM)

En cas d'activation du LFSM, la réponse LFSM des PGM fournissant des FCR doit reprendre à partir de l'activation globale des FCR à compter de l'intervention LFSM.

MESURES SUPPLÉMENTAIRES DU RÉGULATEUR DE RESTAURATION DE FRÉQUENCE DE LA ZONE RFP

ELIA peut ignorer manuellement ou automatiquement le signal de sortie du Mode de contrôle gelé des régulateurs de restauration de la fréquence de la zone RFP pour accélérer la

stabilisation du réseau. Ces mesures doivent être prises avec précaution pour éviter la congestion.

Les actions coordonnées en état normal et en état d'alerte convenues antérieurement et visant à restaurer la fréquence doivent être respectées.

MESURES ADDITIONNELLES DU GRT

En cas d'écarts de fréquence supérieurs à 200 mHz, ELIA est autorisée à activer manuellement et/ou automatiquement des mesures supplémentaires comme décrit dans le Plan de défense du réseau.

9.3 Désignation d'un pilote de la fréquence

Pendant la reconstitution du réseau, lorsque la zone synchrone Europe continentale est divisée en plusieurs régions synchronisées, les GRT de chaque région synchronisée désignent un pilote de la fréquence, comme décrit également dans le SAFA de la zone synchrone Europe continentale

Pendant la reconstitution du réseau, lorsque la zone synchrone Europe continentale n'est pas divisée mais que la fréquence du réseau dépasse les limites de fréquence applicables à l'état d'alerte (voir paragraphe 5.2), tous les GRT de la zone synchrone Europe continentale désignent un pilote de la fréquence.

Le GRT ayant le facteur K estimé en temps réel le plus élevé est désigné comme pilote de la fréquence.

Lorsque la situation en temps réel l'autorise, le moniteur de la zone synchrone prendra le rôle de pilote de la fréquence dans la zone synchrone Europe continentale. Il s'agit d'Amprion pour les mois impairs et Swissgrid pour les mois pairs.

Le facteur K d'une zone ou d'un bloc de contrôle est exprimé en mégawatts par Hertz (MW/Hz) et indique, pour un écart de fréquence de 1 Hz, la réaction attendue du contrôle des FRR en termes d'ajustement de la puissance active dans la zone ou le bloc de contrôle.

Le tableau 4 résume les facteurs K des différents GRT.

Sub Group "System Frequency"
Minimal values "Frequency Containment Reserve Ppi"
and of the "Kri Factor" to be adopted for the Year 2022

Short	Country	TSO	Coefficient C _i (Notes 1 and 2)	As from 1st January 2021	
				P (MW)	K-factor (MW/Hz)
AL	Albania	OST	0.002101	6	61
AT	Austria	VERBUND APG	0.024402	73	711
BA	Bosnia-Herzegovina	ISO BIH	0.004422	13	129
BE	Belgium	Elia	0.028488	86	831
BG	Bulgaria	ESO EAD	0.011959	36	349
CH	Switzerland	SWISSGRID	0.021285	64	621
CZ	Czech Republic	CEPS	0.024432	73	712
DE	Germany	AMPRION	0.184705	555	5'386
DK_W	Denmark West	ENERGINET.DK	0.007440	22	217
ES	Spain	REE	0.129401	388	3'773
FR	France	RTE	0.163040	489	4'753
GR	Greece	IPTO	0.015897	48	463
HR	Croatia	HOPS	0.005053	15	147
HU	Hungary	MAVIR Zrt.	0.012669	38	369
IT	Italy	TERNA S.p.A	0.097478	293	2'842
KS	Kosovo	KOSTT	0.001030	3	30
ME	Montenegro	CGES	0.001107	3	32
MK	North Macedonia	MEPSO	0.002019	6	59
NL	The Netherlands	TenneT	0.038754	116	1'130
PL	Poland	PSE S.A	0.052989	159	1'545
PT	Portugal	REN	0.017081	51	498
RO	Romania	TRANSELECTRICA	0.018907	57	551
RS	Serbia	JP EMS	0.012034	36	351
SI	Slovenia	ELES	0.005064	15	148
SK	Slovak Republic	SEPS	0.009296	28	271
TK	Turkey	TEIAS	0.106642	320	3'109
UA	West Ukraine	NDC WPS Ukrrenergo	0.002304	7	67
		Total	1.0	3'000	29'155

Tableau 4 : facteur K des GRT

Les GRT de la zone synchrone Europe continentale peuvent désigner d'un commun accord un autre GRT comme pilote de la fréquence en tenant compte des critères suivants :

- (a) La quantité des réserves de puissance active disponibles et particulièrement les réserves de restauration de la fréquence ;
- (b) Les capacités disponibles sur les interconnexions ;
- (c) La disponibilité de mesures de la fréquence des GRT de la région synchronisée ou de la zone synchrone Europe continentale ; et
- (d) La disponibilité de mesures sur les éléments critiques de la région synchronisée ou de la zone synchrone Europe continentale.

Le **GRT désigné comme pilote de la fréquence informe** de sa désignation **les autres GRT** de la zone synchrone dans les meilleurs délais.

Le pilote de la fréquence désigné agira en cette qualité :

- (a) Jusqu'à ce qu'un autre pilote de la fréquence soit désigné pour sa région synchronisée ;
- (b) Jusqu'à ce qu'un nouveau pilote de la fréquence soit désigné à la suite d'une resynchronisation de sa région synchronisée avec une autre région synchronisée; ou
- (c) Jusqu'à ce que la zone synchrone Europe continentale ait été entièrement resynchronisée, que la fréquence du réseau se situe dans la plage de fréquence standard et que le RFP assuré par chaque GRT de la zone synchrone ait été rétabli dans son mode d'exploitation normal, conformément à l'article 18(1) du SOGL.

9.4 Gestion de la fréquence après un écart de fréquence

Si aucun pilote de la fréquence n'a été désigné :

- Le premier PGM qui met un îlot sous tension (ce peut être un PGM en îlotage, en mode de réseau séparé ou une unité black-start) doit toujours être en réglage de fréquence avec la zone d'insensibilité hors service afin d'éviter des déviations de fréquences trop importantes lorsque des charges sont commutées.
 - La fréquence est réglée sur 51 Hz;
 - Après chaque augmentation de puissance, les opérateurs du PGM concerné doivent à nouveau régler la fréquence sur 51 Hz;
 - Il faut veiller en continu à ce que le PGM ait une marge suffisante pour pouvoir supporter la prochaine augmentation de puissance. Une « règle empirique » générale recommande de ne pas excéder 70% de la production de puissance active nominale durant les phases initiales de la reconstitution de l'îlot.
- La puissance du premier PGM sera utilisée pour alimenter les utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité dont les services auxiliaires des autres PGM. Après un certain temps, d'autres PGM seront connectés au réseau et seront en mesure d'injecter de la puissance.
- Dès que plusieurs PGM se sont connectés à l'îlot, seul un PGM par îlot pourra régler la fréquence. La préférence va au PGM dont l'inertie est la plus élevée.

- Les autres PGM se mettent en réglage de puissance et doivent suivre les consignes du RCC d'ELIA (pour les PGM connectés au réseau <380 kV) ou du NCC d'ELIA (pour les PGM connectés au réseau 380 kV) afin d'ajuster la valeur de réglage de la puissance active.
 - Si la production de puissance active du PGM en réglage de fréquence excède 70%, il sera demandé aux PGM en réglage de puissance d'augmenter leur valeur de réglage. Ainsi, le PGM en réglage de fréquence diminuera automatiquement sa puissance active.
 - La réduction de la **fréquence cible** de 51 Hz à 50 Hz aura lieu dès que les conditions suivantes seront remplies :
 - S'il y a suffisamment de réserve de puissance active vers le haut et vers le bas sur le PGM en réglage de fréquence pour qu'il puisse traiter l'alimentation PV attendue ET
 - Si une resynchronisation avec une autre région indépendante est envisagée, même s'il n'y a qu'un seul PGM dans le réseau séparé concerné
- OU
- Si 2 PGM fonctionnent avec $P > 200$ MVA.

Si un **pilote de la fréquence** a été désigné :

- ELIA désactivera le régulateur de restauration de fréquence de la zone RFP ;
- Le pilote de la fréquence gèrera l'activation manuelle des FRR dans la zone synchrone, en vue de réguler la fréquence de la zone synchrone vers la fréquence nominale et en tenant compte des limites de sécurité opérationnelle définies en application de l'article 25 du SOGL.
- Sur demande, chaque GRT de la zone synchrone apportera son soutien au pilote de la fréquence.

9.5 Gestion de la fréquence après une division de zone synchrone

Le pilote de la fréquence peut activer lui-même les réserves ou demander aux autres GRT dans le même îlot d'activer des mesures. Toutes les mesures visant à rétablir la fréquence doivent être coordonnées par le pilote de la fréquence. Pour déterminer les mesures, il faut tenir compte du fait que l'inertie de l'île restante sera plus faible que l'inertie de l'ensemble de la zone synchrone Europe continentale, pour laquelle la valeur de référence sera une variation de fréquence de 100 mHz pour une variation de 3000 MW de puissance active.

Le facteur K spécifié pour chaque GRT sur une base annuelle (voir tableau 4) peut être utilisé pour calculer le facteur K de chaque région synchrone séparé afin d'estimer la quantité requise d'activation de la réserve.

Plus précisément, une séparation du système implique les étapes suivantes :

- Chaque zone synchrone désignera un pilote de la fréquence ;
- ELIA suspend l'activation manuelle des FRR ;
- ELIA contacte le moniteur de la zone synchrone (**Amprion** pour les mois impairs et **Swissgrid** pour les mois pairs), qui facilitera l'échange d'informations entre les GRT, comme la cartographie du nombre de zones asynchrones, les caractéristiques de

chaque zone asynchrone individuelle, les voies possibles pour la resynchronisation des zones asynchrones et le partage de toute autre information pertinente.

- Le pilote de la fréquence doit établir, après consultation des autres GRT de la zone synchrone, le mode de fonctionnement à appliquer au régulateur de restauration de la fréquence de la zone RFP exploité par ELIA ;
- Les écarts de fréquence sont gérés par le pilote de la fréquence selon la procédure décrite ci-dessus ;
- Une fois que la fréquence dans les différentes zones synchrones est suffisamment stable, ces zones doivent être resynchronisées selon la procédure de resynchronisation ;
- Le pilote de la fréquence gère l'activation manuelle des FRR dans la zone synchrone, en vue de réguler la fréquence de la zone synchrone vers la fréquence cible établie éventuellement par le responsable de la resynchronisation conformément au paragraphe 10.2 et en tenant compte des limites de sécurité opérationnelle fixées conformément à l'article 25 du SOGL ;
- Lorsqu'aucun responsable de resynchronisation n'est désigné pour la zone synchrone, le pilote de la fréquence doit essayer de réguler la fréquence vers la fréquence nominale ;
- Sur demande, chaque GRT de la zone synchrone apportera son soutien au pilote de la fréquence.
- Le FCR reste activé. Selon l'écart de fréquence, le LFSM peut être activé.

Les éléments suivants font partie de la nouvelle procédure européenne de séparation du système et doivent encore être approuvés par les GRT européens, après la date de soumission pour approbation de ce plan de reconstitution du système :

- Pour éviter la compensation des déséquilibres et l'activation des réserves dans le "mauvais" sens, les plateformes d'équilibrage européennes sont désactivées après une division du système, quel que soit le lieu de cette division. TransnetBW suspend PICASSO et IGCC. Amprion suspend MARI. TransnetBW/Amprion informe le moniteur de zone synchrone responsable de la suspension de PICASSO, IGCC et MARI.
- L'exploitation des plateformes d'équilibrage peut être relancée si une zone asynchrone est stabilisée et que l'exploitation de la plate-forme est à nouveau jugée sûre. Il appartient aux responsables de fréquence des différentes zones asynchrones de décider de redémarrer ou non les plates-formes d'équilibrage pour tous les GRT non affectés.
- Pour redémarrer les plateformes d'équilibrage, le responsable de la fréquence informe TransnetBW de poursuivre l'exploitation de PICASSO/IGCC et Amprion de poursuivre l'exploitation de MARI pour tous les GRT non affectés dans sa zone asynchrone. TransnetBW/Amprion informera le moniteur de la zone synchrone responsable de la reprise de PICASSO, IGCC et MARI.
- Si la **liaison HVDC** se trouve entre les zones séparées, les GRT directement concernés laissent le transfert de puissance à la même valeur jusqu'à nouvel ordre de la part du responsable de la fréquence. Les systèmes HVDC passent automatiquement en mode de contrôle de la puissance constante après la détection d'une séparation du système.
- Pour déterminer les fréquences cibles des zones asynchrones, le responsable de la fréquence peut demander que le flux de puissance de la liaison HVDC soit ajusté. Les GRT directement concernés tiennent compte de la situation des flux de charge et signalent les contraintes éventuelles au responsable de la fréquence.

- Après avoir resynchronisé l'ensemble de la zone de l'Europe continentale, le système HVDC intégré peut être remis en mode normal.

9.6 Détermination de la charge maximale à reconnecter

Les règles empiriques suivantes s'appliquent pour déterminer les blocs de charge maximum à reconnecter, à condition que des réserves d'énergie suffisantes soient disponibles sur les PGM :

- Charge totale en zone indépendante < 1000 MW : bloc de charge maximum admissible : 5 MW ;
- Charge totale en zone indépendante > 1000 MW et la zone n'est pas interconnectée avec le pays voisin : bloc de charge maximum : 10 MW ;
- La zone de contrôle d'ELIA est interconnectée avec les Pays-Bas ou la France et la charge totale dans la région synchrone > 2000 MW : bloc de charge maximum admissible : 20 MW ;
- La zone de contrôle d'ELIA est interconnectée avec les Pays-Bas ou la France et la charge totale dans la région synchrone > 5000 MW : bloc de charge maximum admissible : 50 MW ;
- ELIA est interconnecté avec l'ensemble de la zone synchrone Europe continentale : bloc de charge maximum acceptable : 100 MW.

ELIA prendra en compte un temps suffisant avant d'autoriser la reconnexion des blocs de charge successifs pour permettre la stabilisation du système.

10 Procédure de resynchronisation

10.1 Désignation d'un responsable de la resynchronisation

Pendant la reconstitution du réseau, s'il est possible de resynchroniser deux régions synchronisées sans compromettre la sécurité d'exploitation des réseaux de transport, les pilotes de la fréquence de ces régions synchronisées désignent un responsable de la resynchronisation en consultation avec au moins le ou les GRT identifiés comme responsables potentiels de la resynchronisation. Chaque pilote de la fréquence informe dans les meilleurs délais les GRT de sa région synchronisée de la désignation du responsable de la resynchronisation.

Pour chaque paire de régions synchronisées à resynchroniser, le responsable de la resynchronisation est le GRT qui :

- Dispose au moins d'un poste électrique opérationnel équipé d'un dispositif de couplage asynchrone à la frontière entre les deux régions synchronisées à resynchroniser ;
- Dispose d'un accès aux mesures de la fréquence des deux régions synchronisées ;
- Dispose d'un accès aux mesures de la tension aux postes électriques entre lesquels se situent les points de resynchronisation potentiels ; et
- Est en mesure de contrôler la tension des points de resynchronisation potentiels.

Lorsque plus d'un GRT remplit ces critères, le GRT ayant le plus important nombre de points de resynchronisation potentiels entre les deux régions synchronisées est désigné comme responsable de la resynchronisation, sauf si les pilotes de la fréquence des deux régions synchronisées désignent d'un commun accord un autre GRT comme responsable de la resynchronisation.

Le responsable de la resynchronisation désigné agit en tant que tel :

- Jusqu'à ce qu'un autre responsable de la resynchronisation soit désigné pour les deux régions synchronisées ; ou
- Jusqu'à ce que les deux régions synchronisées aient été resynchronisées et que la resynchronisation soit complète.

Le poste sélectionné par le responsable de la resynchronisation :

- Doit être équipé d'un dispositif permettant la resynchronisation de deux régions asynchrones (PSD - Parallel Switch Device)
- Est situé de préférence à une distance suffisante des PGM.

ELIA pourrait utiliser les postes suivants pour se resynchroniser avec (confidentielle):

10.2 Stratégie de resynchronisation

Pendant la resynchronisation, le responsable de la resynchronisation doit tenir compte des **limites maximales** suivantes :

- **150 mHz** pour la différence de fréquence

- **15°** pour l'angle de phase
- Aucune limite n'est définie pour les différences de tension car de grandes différences de tension induisent des flux de courant réactif qui n'ont pratiquement aucun impact sur le couple du générateur. Sauf différences de tension extrêmes, elles n'ont qu'un impact limité sur les flux dans les équipements de transport.

Avant la resynchronisation,

- Le responsable de la resynchronisation :
 - (a) Fixe, conformément aux limites maximales données plus haut :
 - a. La **valeur cible de la fréquence** aux fins de la resynchronisation ;
 - b. La **différence de fréquence maximale** (150mHz) entre deux régions synchronisées ;
 - c. **L'échange maximal de puissance active et réactive** ;
 - d. Le **mode de fonctionnement** à appliquer au régulateur de restauration de la fréquence de la zone RFP ;
 - (b) **Sélectionne le point de resynchronisation** en tenant compte des limites de sécurité d'exploitation dans les régions synchronisées ;
 - (c) **Établit et prépare l'ensemble des actions nécessaires** pour la resynchronisation de deux régions synchronisées au point de resynchronisation ;
 - (d) Établit et prépare un **ensemble d'actions à mener par la suite** pour établir des connexions supplémentaires entre les régions synchronisées ; et
 - (e) Évalue l'état de préparation des régions synchronisées pour la resynchronisation.

Lors de l'exécution de ces tâches, le responsable de la resynchronisation consulte

- Les pilotes de la fréquence des régions synchronisées concernées,
- Si pertinent, les GRT exploitant les postes électriques employés pour la resynchronisation.
- Chaque pilote de la fréquence informe sans délai indu les GRT de sa région synchronisée de la resynchronisation programmée.
- Un des deux pilotes de la fréquence doit suspendre son mode de contrôle automatique de la fréquence.

Lorsque l'ensemble des conditions sont réunies, le responsable de la resynchronisation exécute la resynchronisation en activant les mesures préalablement établies.

La figure 6 donne une vision schématique de la procédure de resynchronisation.

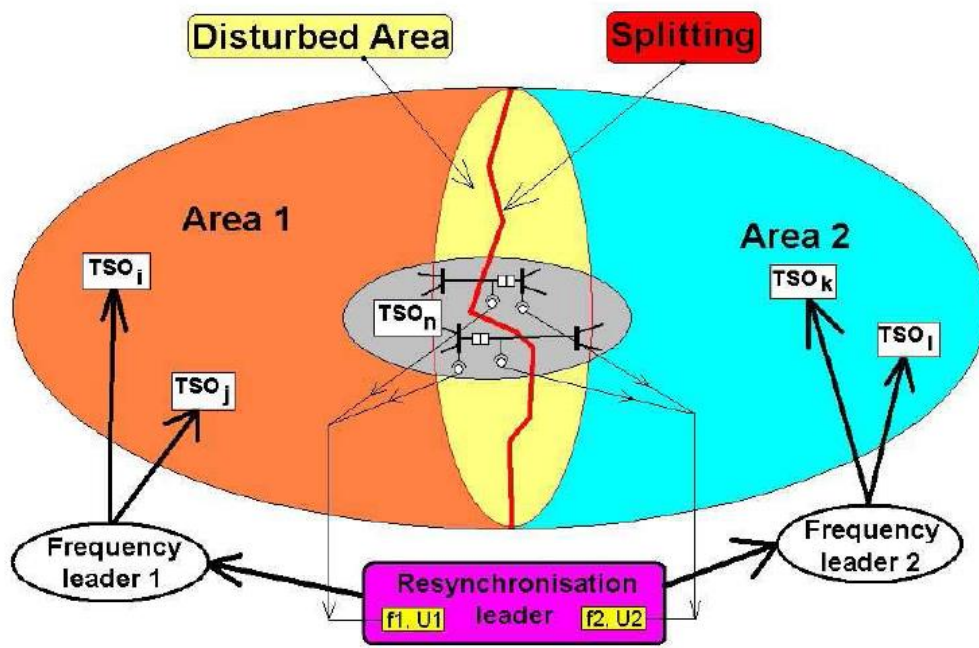


Figure 6 : Procédure de resynchronisation

11 Échange d'informations en états de black-out et de reconstitution

L'échange d'informations en cas de black-out ou de reconstitution du réseau de transport est établi conformément à l'article 40 du NC ER.

Les notifications "Black-out ELIA" et "Grid Restoration ELIA" sont envoyées par ELIA aux utilisateurs du réseau et aux parties prenantes suivantes :

- Gestionnaires de réseaux de distribution (GRD)
- Fournisseurs de services de reconstitution (RSP)
- Responsables d'équilibre (BRP)
- Opérateurs désignés du marché de l'énergie (NEMO)
- Autorités de régulation
- Pouvoirs publics
- Fournisseurs de services d'équilibrage (BSP).
- Utilisateurs significatifs du réseau (USR)
- Coreso (CSR)
- Autres entités concernées

ELIA envoie les signaux simultanément via les trois voies de communication suivantes, pour lesquelles les parties prenantes peuvent s'inscrire à l'avance :

- De Scada à Scada
- Message texte vers un numéro de téléphone mobile
- Courrier électronique

En recevant la notification "Blackout ELIA" ou "Grid Restoration ELIA", les utilisateurs du réseau sont avertis qu'ils doivent être prêts à suivre les instructions d'ELIA sans délai.

Lorsque l'état du système revient à l'état normal ou à l'état d'alarme, ELIA envoie une notification indiquant que l'état de panne ou de reconstitution n'est plus en vigueur.

Les entités recevant le signal via SCADA devront accuser réception des signaux ON et OFF par un opérateur humain.

La séquence des états du système avec l'heure correspondante est publiée sur le site web d'ELIA.

Si les critères correspondants sont remplis, ELIA doit avertir les autres GRT en mettant à jour l'état du système dans le système de sensibilisation Entso-E (EAS).

11.1 Notification « Blackout ELIA »

11.1.1 Notification de black-out par ELIA aux parties prenantes pertinentes

La notification « Blackout ELIA » a pour but d'informer les parties prenantes concernées que le système est en état de black-out (voir paragraphe 5.4)

11.1.2 Notification de black-out par ELIA aux pouvoirs publics (confidentielle)

11.2 Notification « Market Suspension ELIA »

Dans le cas où ELIA décide de suspendre les activités de marché selon les « règles de suspension et de rétablissement des activités de marché » et les « règles régissant le règlement des déséquilibres de l'énergie d'équilibrage en cas de suspension des activités de marché », ci-après dénommées les « règles de marché », elle doit appliquer la procédure de communication incluse dans ces règles de marché, comme spécifié à l'article 38 du NC ER.

L'objectif de la notification « Market Suspension ELIA » est d'envoyer des informations simultanément aux entités suivantes :

- Gestionnaires de réseau de distribution (GRD)
- Fournisseurs de services de reconstitution (RSP)
- Responsables d'équilibre (BRP)
- Opérateurs désignés du marché de l'énergie (NEMO)
- Autorités de régulation
- Pouvoirs publics
- Fournisseurs de services d'équilibrage (BSP)
- Utilisateurs significatifs du réseau (USR)
- Coreso (CSR)
- Les GRT des régions pour le calcul de capacités dont ELIA est membre :
 - CORE : 50 Hertz, Amprion, APG, Creos, CEPS, ELES, HOPS, Mavir, PSE, RTE, SEPS, Tennet Germany, Tennet NL, Transelectrica, Transnet BW
 - CHANNEL : National Grid, RTE, Tennet NL
- Fluxys Belgium (gestionnaire de réseau de transport de gaz)
- Autres entités concernées

La notification « Suspension de marché ELIA » est activée **manuellement** et comprendra la date et l'heure auxquelles les activités de marché ont été suspendues, conformément à l'article 35 du NC ER.

Au cours du processus de reconstitution, les entités énumérées ci-dessus seront régulièrement informées :

- des avancées du processus de reconstitution du réseau de transport ;
- de la meilleure estimation de la date et de l'heure de la reconstitution du réseau de transport ;
- de la date et de l'heure auxquelles le réseau de transport a été rétabli à l'état normal ou à l'état d'alerte.

ELIA communiquera en temps utile les informations suivantes nécessaires à la préparation du rétablissement des activités de marché :

- La date et l'heure auxquelles ELIA a l'intention de passer de « dispatching contrôlé par le GRT » à un dispatching du réseau régi par le marché, le jour J, à l'heure H.
- L'heure du jour J-1 pour la soumission des programmes, pour toutes les 24 heures du jour J
- L'heure du jour J-1 à laquelle les résultats du couplage de marché seront publiés
- Autres informations si nécessaire.

Toutes les notifications seront publiées sur le **site web** d'ELIA. Si une notification ou une mise à jour du site Web n'est pas possible, ELIA informera par courrier électronique, ou par tout autre moyen disponible, au moins les parties participant directement aux activités de marché suspendues.

ELIA étudiera les canaux de communication les plus appropriés pour informer les parties prenantes simultanément, tels que site web, protocoles scada-to-scada, e-mail, sms, rss, etc. L'enregistrement préalable à ces services d'information est requis de la part des entités intéressées. Une mise en œuvre détaillée est prévue dans les règles de marché qui seront approuvées par la CREG.

11.3 Notification « Market Restoration ELIA »

La notification « Market Restoration ELIA » sera envoyée aux mêmes entités et utilisera les mêmes canaux de communication que la notification « Suspension de marché ELIA » (voir paragraphe 11.2).

La notification « Market Restoration ELIA » est activée **manuellement** et a pour but de notifier aux entités listées dans le paragraphe 11.2 que les activités de marché ont été rétablies. La date et l'heure auxquelles les activités de marché ont été rétablies seront envoyées.

11.4 Notification « Grid Restoration ELIA »

L'objectif de la notification « Grid Restoration ELIA » est d'informer les utilisateurs du réseau que le réseau est en état de reconstitution conformément aux articles 38(3), point d) et 40(2) du NC ER.

Dans le cas où l'état de reconstitution est causé par une **séparation du réseau**, ELIA communiquera

- Aux GRT voisins, des informations concernant au moins :
 - l'étendue et les frontières de la ou des régions synchronisées auxquelles appartient sa zone de contrôle ;
 - les restrictions relatives à l'exploitation de la région synchronisée ;
 - la durée et la quantité maximales de puissance active et réactive qui peuvent être fournies via les interconnexions ; et
 - toute autre restriction technique ou organisationnelle ;
- Au pilote de la fréquence de sa région synchronisée, des informations concernant au moins :
 - les restrictions pour maintenir le fonctionnement en réseau séparé ;

- la charge et la production supplémentaires disponibles ; et
- la disponibilité de réserves opérationnelles.

12 Communication durant la reconstitution

Dès qu'ELIA a identifié une situation de blackout, ELIA envoie la notification "Blackout ELIA ON" aux parties prenantes via SCADA, SMS et e-mail.

Dès que le premier rail principal est remis sous tension, par une stratégie ascendante ou descendante, Elia envoie les notifications "Blackout ELIA OFF" et "Grid Restoration ELIA ON" aux parties prenantes via SCADA, SMS et e-mail.

Les notifications relatives à l'état du réseau seront également affichées sur le site web d'ELIA : Grid condition notifications (elia.be).

Pendant le reste de la phase de restauration, ELIA communiquera de plus amples informations sur la reconstitution du système via le compte X @Eliacorporate.

Lors des différents états du réseau, ELIA veillera à une sécurité d'exploitation maximale des canaux de communication qu'elle gère. ELIA prévoit plusieurs canaux de communication pour pouvoir rester en contact avec les différents acteurs concernés, entre autres :

- les réseaux de communication publics
- les liaisons de communication de données parallèles au réseau électrique à haute tension et qui sont gérées par ELIA
- un réseau de téléphone satellite public Iridium, également employé par une série d'utilisateurs du réseau.
- un réseau satellitaire privé (en construction à partir de 2023) pour la communication entre les différents sites d'ELIA.

ELIA décline toute responsabilité en matière de fonctionnement des canaux de communication gérés par des parties externes lorsque le réseau se trouve en état d'urgence, de black-out ou de reconstitution.

Spécialement durant la procédure de remise sous tension, il est essentiel pour la sécurité des personnes et du matériel et pour la stabilité du réseau qu'ELIA puisse communiquer avec les GRD et les USR avant la remise sous tension d'un poste ; et qu'ELIA puisse donner des instructions sur la quantité maximale de charge qui peut être prélevée du réseau ou l'injection maximale de sources d'énergie (distribuées) qui peuvent être acceptées, etc.

Tous les GRD, tous les fournisseurs de services black-start et un certain nombre de USR peuvent être contactés par ELIA via le réseau interne de communication de données exploité par Elia elle-même, de sorte que les informations relatives au plan de reconstitution peuvent être échangées pendant au moins 24 heures. Les entités susmentionnées disposent dans leur salle de contrôle d'un téléphone Voice over IP (VoIP) connecté au réseau de communication de données exploité par ELIA. Pendant la restauration du réseau, elles peuvent reconnaître et répondre immédiatement à l'appel entrant d'ELIA par un opérateur ayant les compétences et le niveau de "responsabilité" appropriés pour mettre en œuvre les instructions nécessaires d'ELIA.

ELIA et les USR désignées qui ne sont pas encore connectées au réseau interne de communication de données d'ELIA veillent conjointement à ce qu'une telle connexion puisse être établie dès que possible.

Le système de communication de données géré par ELIA elle-même atteindra une autonomie d'au moins 24 heures dès que toutes les sous-stations qui remplissent une fonction importante dans le maintien de ce système de communication de données seront équipées d'un groupe électrogène de secours ou d'une batterie ayant une autonomie suffisante.

13 Définitions et acronymes

Les définitions de NC ER, du SOGL, du NC DCC, du NC RfG et du NC HVDC s'appliquent au plan de défense du système sans être explicitement reprises dans la présente section.

ACE : Area Control Error (erreur de contrôle de zone) : tel que défini à l'article 3(2)(19) du SOGL.

aFRR : réserves automatiques de restauration de la fréquence

AGC = Automatic Generation Controller : régulateur pour la restauration de la fréquence de la zone RFP.

AGSOM = Agreement on Grid and System Operation Management : accord bilatéral entre les GRT voisins, établi conformément au SAFA, qui contient les bases d'une entente réciproque de haut niveau afin de pouvoir exécuter toutes les tâches propres à la gestion de réseau et d'assurer la sécurité opérationnelle du réseau électrique. Cet accord comprend entre autres les conventions en matière de procédures à appliquer lors de l'état d'urgence.

ALEGrO = Aachen Liege Electrical Grid Overlay : nom de l'interconnexion HVDC entre la Belgique et l'Allemagne. Elle est exploitée conjointement par les gestionnaires de réseaux de transport Elia et Amprion.

Amprion : l'un des quatre gestionnaires de réseau de transport en Allemagne.

AR : arrêté royal.

ARN : Autorité de régulation nationale. En Belgique, le rôle de l'ARN est rempli par la CREG.

Black-start (démarrage autonome) : la capacité d'une unité de production à remettre sous tension un jeu de barres hors tension dans le réseau et à fournir de la puissance active sans puiser d'énergie dans le réseau, dans le but de redémarrer le réseau électrique après un effondrement.

BMAP : plateforme d'appels d'offres

BRP = Balancing Responsible Party : responsable d'équilibre

BSP = Balancing Service Provider : fournisseur de services d'équilibrage

Câble d'injection structurel : un câble auquel seuls des producteurs sont raccordés, ou un câble pour lequel des comptages antérieurs effectués indiquent que le sens du flux à l'extrémité du câble au niveau des rails secondaires est injecté pendant au moins 90 % du temps sur une base annuelle, pour autant que cette information soit disponible pour le gestionnaire de réseau de distribution concerné

CCP = Centre de Crise Principal : la cellule de crise générale d'ELIA.

CDC = Convention de collaboration : ELIA a établi une convention avec chaque GRD décrivant la collaboration entre ELIA et le GRD.

CEP = Clean Energy Package : un ensemble de directives et de règlements européens

Charge autonome : état de la PGM où la PGM est déconnectée du réseau de transport en cas de panne et peut rester opérationnelle en alimentant sa propre charge auxiliaire.

Charge totale : la charge totale aux fins du système de déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse est définie selon la méthode de calcul suivante :

$$\text{CHARGE TOTALE} = \Sigma \text{ PRODUCTION BRUTE} + \text{IMPORTATIONS} - \text{EXPORTATIONS} - \text{STOCKAGE D'ENERGIE fonctionnant comme charge} + \text{STOCKAGE D'ENERGIE fonctionnant comme générateur} - \text{charges des systèmes auxiliaires des unités de production}$$

Remarque : toutes les valeurs de la formule sont utilisées comme valeurs positives.

CIGRE : Conseil International des Grands Réseaux Électriques.

Clearing : interruption automatique ou manuelle de tous les départs dans un poste à haute tension.

Code de conduite : Le code de conduite, adopté par la CREG par décision (B) 2409 du 20 octobre 2022, et tel que modifié de temps à autre, établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes de calcul ou de détermination des conditions de fourniture de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion ;

Coordinateur de l'énergie : service opérationnel du responsable d'accès qui coordonne les unités de production situées en Belgique.

Courbes de capacité : schéma définissant les possibilités d'exploitation d'un PGM (MW-MVAr).

CREG : Commission de régulation de l'électricité et du gaz

Crise de l'électricité : telle que visée à l'article 2.9 du règlement 2019/941 : une situation existante ou imminente dans laquelle il y a une pénurie importante d'électricité, telle qu'identifiée par les États membres et décrite dans leurs plans de préparation aux risques, ou dans laquelle il n'est pas possible d'approvisionner les clients en électricité.

CSR : coordinateur de sécurité régional

Déconnexion non sélective : interruption manuelle ou automatique de liaisons directes ou indirectes entre le réseau de transport et les réseaux d'autres opérateurs de réseau dans la zone de contrôle d'ELIA, grâce à l'ouverture des disjoncteurs des transformateurs raccordés à ces réseaux.

Déconnexion sélective : interruption manuelle ou automatique des câbles de départ dans les postes des GRT ou des GRD, qui ne sont pas classés comme câbles de départ pour les utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité.

DG Énergie : la direction générale Énergie du Service public fédéral Économie.

Dispatching contrôlé par le GRT : un mode d'exploitation du réseau de transport, par exemple au cours d'une période où certains segments de marché sont interrompus, dans lequel les utilisateurs du réseau raccordés au GRT exécutent sans délai injustifié les instructions données par le GRT et implémentent les consignes. Dans ce mode d'exploitation, les conventions de reconstitution des réseaux de distribution discutées entre Elia et les GRDs restent valables et les GRDs continuent à gérer les réseaux de distribution.

DSP = Defence Service Provider : fournisseur de services de défense : une entité juridique ayant une obligation juridique ou contractuelle de fournir un service contribuant à une ou plusieurs mesures du plan de défense du réseau.

DWDM = Dense Wavelength Division Multiplexing : Multiplexage dense en longueur d'onde : une technologie de communication de données.

EAS : Système d'alerte Entso-E : application utilisée par tous les GRT d'Entso-E pour s'informer mutuellement de l'état de leur système et échanger d'autres informations inter-GRT.

EMS = Energy Management System (système de gestion de l'énergie) : le système de contrôle utilisé pour la surveillance du réseau en temps réel, le contrôle à distance et l'analyse de sécurité.

Exploitation de l'île : tel que défini à la section 2(43) du NC RfG

FCR = Frequency Containment Reserves : tel que défini à l'article 3(2)(6) du SOGL

Fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires : état de PGM où le PGM qui est déconnecté du réseau de transport en cas de black-out peut continuer à fonctionner, en alimentant sa propre charge auxiliaire.

Fonctionnement en réseau séparé : l'exploitation indépendante de tout ou partie d'un réseau qui est isolé après avoir été déconnecté du réseau interconnecté, comportant au moins un PGM ou un réseau HVDC alimentant en puissance ce réseau et contrôlant la fréquence et la tension.

FRCE = Frequency Restoration Control Error : tel que défini à l'article 3(2)(43) du SOGL.

FRR = Frequency Restoration Reserves : tel que défini à l'article 3(2)(7) du SOGL.

GRD = Gestionnaire de réseau de distribution tel que défini à l'article 2, 8 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

GRFD = Gestionnaire de réseau fermé de distribution.

GRT = Gestionnaire de réseau de transport : tel que défini à l'article 2, 8 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

HVDC NC = High voltage Direct Current : tel que défini à l'article 2(1) du NC HVDC.

IGCC = International Grid Control Cooperation: plateforme européen pour la compensation des imbalances entre différents GRTs

LFC-zone: Load Frequency Control-zone (dans le cas belge cela correspond à la zone de contrôle d'Elia)

LFDD = Low Frequency Demand Disconnection : déconnexion automatique de la charge nette en fréquence basse, aussi appelée délestage automatique en fréquence basse.

LFSM-O = Limited Frequency Sensitive Mode - Overfrequency : tel que défini à l'article 2(37) de la NC RfG.

LFSM-U = Limited Frequency Sensitive Mode - Underfrequency: tel que défini à l'article 2(38) de la NC RfG.

MARI: plateforme d'équilibrage européen pour la coordination de mFRR

Market Engineer: opérateur du centre de contrôle national d'Elia, chargé de l'activation de l'énergie d'équilibrage et du monitoring des réserves d'équilibrage

mFRR = Manual Frequency Restoration Reserves : réserves manuelles de restauration de la fréquence.

Ministre de l'Économie : ministre fédéral ou secrétaire d'État chargé de l'économie.

Ministre de l'Énergie : ministre fédéral ou secrétaire d'État chargé des questions énergétiques.

MOG = Modular Offshore Grid : tel que défini à l'article 2, 7ter de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

NCC = National Control Centre : Centre de contrôle national d'ELIA

NCCN = National Crisis Centre / Centre de Crise National : le centre de crise national des affaires intérieures.

NC DCC = Demand Connection Network Code : code de réseau pour le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation. Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation.

NC ER = Network Code Emergency and Restoration : code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique. Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission européenne du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique.

NC HVDC = High Voltage Direct Current Network Code : code de réseau pour le courant continu à haute tension. Règlement (UE) 2016/1447 de la Commission européenne du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.

NC RfG = Requirements for Generators Network Code : code de réseau sur les exigences applicables au raccordement des installations de production d'électricité. Règlement (UE) 2016/631 de la Commission européenne du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité.

NEMO = Nominated Electricity Market Operator : tel que défini à l'article 2(23) du règlement (UE) 2015/1222 de la commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.

NGESO : National Grid Electricity System Operator est le gestionnaire de réseau en Grande-Bretagne.

NLL : NemoLink Limited. C'est le nom de la société qui exploite l'interconnexion HVDC entre la Belgique et le Royaume-Uni.

OGE = On-duty Grid Engineer : ingénieur réseau en service.

PAS = Power Application Software : logiciel d'application de puissance. Il s'agit d'une partie de l'EMS utilisée pour l'analyse de la sécurité en temps quasi réel.

Pénurie importante : une panne de plus de 100 000 connexions ou de plus de 100 MW de puissance, tel que définie dans le plan de préparation aux risques

PGM = Power Generating Module : tel que défini à l'article 2(5) du NC RfG.

Phénomènes soudains : procédure décrite au chapitre 4.1.11.2 du plan de préparation aux risques.

PICASSO : Plate-forme européenne d'équilibrage pour la coordination de l'aFRR

Pilote de la fréquence : GRT désigné et responsable de la gestion de la fréquence du réseau dans une région synchronisée ou une zone synchrone afin de rétablir la fréquence du réseau à sa fréquence nominale.

Plan de préparation aux risques : Le plan établi par la DG Energie conformément au règlement sur la préparation aux risques.

Plan de reconstitution : tel que défini à l'article 3(9) de la NCER.

Point de resynchronisation : tel que défini à l'article 3(9) de la NCER, dispositif permettant de connecter deux zones synchronisées, généralement un disjoncteur.

Poste MT : poste moyenne tension. Un poste dont la tension nominale est inférieure à 30 kV.

PPM = Power Park Module : tel que défini à l'article 2(17) de la NC RfG.

Procédure en cas de pénurie : procédure dont la base légale est décrite dans l'arrêté ministériel « Plan de délestage ».

Procédure en cas de phénomènes soudains : procédure décrite au chapitre 4.1.11.2 du plan de préparation aux risques.

PSD = Parallel Switch Device : dispositif de synchronisation des réseaux en parallèle, permettant de resynchroniser deux régions asynchrones.

PSOS = Power System Operation and Stability : exploitation et gestion du réseau électrique. Il s'agit d'une entité au sein du NCC d'ELIA spécialisée dans l'analyse des réseaux électriques.

PST = Phase Shifting Transformer : transformateur déphaseur

Puissance active : tel que défini à l'article 2(20) du NC RfG

Puissance réactive : la valeur, exprimée en Var, égale à $3 U I \sin(\phi)$, où U et I sont les valeurs effectives des composantes fondamentales de la tension et du courant et où phi représente la différence de phase entre les composantes fondamentales de la tension et du courant.

RCC = Regional Control Centre : centre de contrôle régional.

REE : gestionnaire de réseau de transport en Espagne.

Région synchronisée : fraction d'une zone synchrone couverte par des GRT interconnectés ayant une fréquence de réseau commune et qui n'est pas synchronisée avec le reste de la zone synchrone.

Règlement sur la préparation aux risques : RÈGLEMENT (UE) 2019/941 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 5 juin 2019 relatif à la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la directive 2005/89/CE.

Réglementations régionales :

Région flamande :

- Règlement technique pour la distribution d'électricité dans la Région flamande du 24 mars 2023
- Règlement technique pour le transport local d'électricité dans la Région flamande du 29 mai 2020.

Région wallonne :

- Arrêté du Gouvernement wallon arrêtant le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à celui-ci du 27 mai 2021.
- Arrêté du Gouvernement wallon relatif à la révision du règlement technique pour la gestion du réseau de transport local d'électricité en Région wallonne et l'accès à celui-ci du 26 janvier 2012.

Région de Bruxelles-Capitale :

- Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale arrêtant le règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'accès à celui-ci du 23 mai 2014.
- Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale arrêtant le règlement technique pour la gestion du réseau de transport régional d'électricité du 13 juillet 2006.

Régulateur de restauration de fréquence de la zone RFP : processus mis en œuvre dans l'EMS d'ELIA, qui traite les mesures FRCE toutes les 4 secondes et fournit des instructions automatisées aux fournisseurs d'aFRR qui sont connectés par des connexions de télécommunication.

Relais de fréquence : relais qui émet une commande en cas de fréquence trop basse (p. ex. décharge).

Remise sous tension : action de reconnecter la production et la charge pour alimenter les parties du réseau qui ont été déconnectées.

Réseau électrique : tout l'équipement, y compris tous les réseaux interconnectés, toutes les installations de raccordement et toutes les installations des utilisateurs du réseau connecté à ces réseaux.

Réseau de transport : le réseau d'Elia, y inclus les réseaux de transport locaux/régionaux tels que définis dans les réglementations régionales, sauf mention explicite du contraire.

Responsable de la resynchronisation : GRT désigné et responsable de la resynchronisation de deux régions synchronisées.

Resynchronisation : action de synchroniser et de reconnecter deux régions synchronisées au point de resynchronisation.

RSP = Restoration Service Provider : tel que défini à l'article 3(1), du NC ER.

RTE : gestionnaire de réseau de transport en France

RTF = Règlement technique fédéral : arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci.

RTU = Remote Terminal Unit : unité de contrôle qui regroupe le signal dans un poste et l'envoi du poste au centre de contrôle.

SAFA = Synchronous Area Framework Agreement for the Regional Group Continental Europe. Cet accord est entré en vigueur le 14 avril 2019, après approbation par les régulateurs nationaux conformément à l'article 6(3)(d), du SOGL.

SCADA = Supervisory Control And Data Acquisition : contrôle du système et acquisition de données, une partie de l'EMS.

SE = System Engineer. Opérateur du Centre de contrôle national d'ELIA chargé de la surveillance du réseau en temps réel.

SER : sources d'énergie renouvelable.

Situation à incidents multiples : la situation en cas d'incidents multiple, à savoir l'état physique du réseau électrique résultant, au départ d'un état de référence et après disparition des phénomènes transitoires, de la perte simultanée d'une unité de production et d'un autre composant du réseau électrique, tel qu'un élément du réseau ou une unité de production.

SOGL = System Operation Guideline. Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission européenne du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité.

Stratégie bottom-up de remise sous tension : une stratégie par laquelle une partie du réseau d'un GRT peut être remise sous tension sans assistance des autres GRT.

Stratégie top-down de remise sous tension : stratégie qui nécessite l'assistance d'autres GRT pour remettre sous tension des parties du réseau d'un GRT.

SVC = Static VAR Compensator : dispositif utilisé pour la compensation de la puissance réactive.

Swissgrid : gestionnaire de réseau de transport en Suisse.

Système électrique : tous les équipements, y compris tous les réseaux interconnectés, toutes les installations de connexion et toutes les installations des utilisateurs du réseau connectés à ces réseaux.

TenneT NL : gestionnaire de réseau de transport aux Pays-Bas.

Terna : gestionnaire de réseau de transport en Italie.

Transformateur de distribution : un transformateur qui injecte l'électricité sur le réseau de distribution.

USR : Utilisateur significatif du réseau. Il s'agit des catégories d'utilisateurs du réseau reprises à l'article 2(2) du NC ER.

USR HP : Utilisateur significatif du réseau de haute priorité : l'utilisateur significatif du réseau pour lequel des conditions particulières s'appliquent pour la déconnexion et la remise sous tension.

Zone de contrôle : zone dans laquelle le gestionnaire de réseau contrôle en permanence l'équilibre entre la consommation et la production d'électricité, en tenant compte des échanges de puissance active entre les zones de contrôle.

Zone RFP : zone de réglage fréquence-puissance. Pour la Belgique, cela correspond à la zone de contrôle d'ELIA.

14 Liste des postes essentiels pour les procédures du Plan de reconstitution (confidentielle)

15 Liste des mesures et délais de mise en œuvre

15.1 Liste des mesures et délais de mise en œuvre à mettre

#	Mesures	Délai de la mise en œuvre	Status au 06/10/2023
1	Installer des générateurs ou des batteries d'urgence dans les sous-stations essentielles à la procédure de récupération	31/12/2022	Partiellement mis en œuvre. Ce processus continuera d'être mis en œuvre jusqu'en 2028.
2	Appliquer les notifications "Blackout ELIA", "Market Suspension ELIA", "Market Restoration ELIA" et "Grid Restoration ELIA".	date d'approbation ministérielle + 1 an	Les notifications "Blackout ELIA" et "Grid Restoration ELIA" ont été mises en œuvre. Les notifications "Market Suspension ELIA" et "Market Restoration ELIA" seront mises en œuvre après l'approbation des règles correspondantes par la Creg.
3	Moderniser les dispositions relatives à l'ancien "code de reconstruction" dans le système de gestion des urgences, conformément au nouveau Plan de reconstitution.	date d'approbation ministérielle + 1 an	Entièrement mis en œuvre
4	Implémentation des signaux d'autorisation aux unités de production de type B et aux installations de stockage d'énergie asynchrone d'une puissance installée supérieure ou égale à 1MW et plus petite que 25 MW et les signaux d'instructions aux GRDs dans l'EMS conformément à la version 2 de ce Plan de reconstitution.	date d'approbation ministérielle + 5 ans	Encore à mettre en œuvre

15.2 Liste des mesures et des délais de mise en œuvre, à mettre en œuvre par les USR dans leurs installations

,	Mesures	Délai de la mise en œuvre	Status au 06/10/2023
1	Mettre en œuvre des outils de communication qui peuvent rester opérationnels pendant une panne d'électricité, comme décrit dans la section 12 du Plan de reconstitution.	18/12/2022	Partiellement mis en œuvre. Ce processus est continuellement mis en œuvre en concertation entre Elia et les utilisateurs du réseau concernés.

2	Mettre en œuvre des mesures pour assurer la bonne réception des différentes notifications envoyées par ELIA. Les notifications sont décrites dans la section 11 du Plan de reconstitution.	date d'approbation ministérielle + 1 an	Entièrement mis en œuvre
3	Mise en œuvre de moyens permettant de recevoir et d'interpréter correctement les signaux d'autorisation d'Elia.	date d'approbation ministérielle + 5 ans	Encore à mettre en oeuvre

#	Maatregel	Deadline voor implementatie	Status op 30/09/2023
1	Noodgeneratoren of batterijen installeren in onderstations die essentieel zijn voor de herstelprocedure	31/12/2022	Gedeeltelijk geïmplementeerd. Dit proces wordt verder uitgevoerd tot 2028
2	De kennisgevingen "Black-out ELIA", "Marktopschorting ELIA" en "Marktherstel ELIA" en "Netherstel ELIA" toepassen	datum goedkeuring minister + 1 jaar	De kennisgevingen "Black-out ELIA" en "Netherstel ELIA" zijn geïmplementeerd. De kennisgevingen "Marktopschorting ELIA" en "Marktherstel ELIA" worden geïmplementeerd na goedkeuring van de overeenkomstige regels door de Creg.
3	De regelingen in verband met de vroegere "heropbouwcode/code de reconstruction" in de EMS upgraden in overeenstemming met het nieuwe herstelplan	datum goedkeuring minister + 1 jaar	Volledig geïmplementeerd
4	Nieuw EMS beeld om autorisatiesignalen te kunnen sturen naar productie eenheden van type B en energieopslageenheden wanneer ze opnieuw vermogen in het net mogen injecteren.	datum goedkeuring minister + 1 jaar	Nog te implementeren

15.3 Liste des mesures et délais de mise en œuvre à mettre en œuvre par les GRD identifiés sur leurs installations

#	Applicable le	Mesure	Délai de la mise en oeuvre	Status au 06/10/2023
1	Tous les GRD	Mettre en œuvre des mesures pour assurer la bonne réception des différentes notifications envoyées par ELIA. Les notifications sont décrites au paragraphe 11 du plan de relance. ELIA définira les modalités pratiques concrètes en consultation avec les parties prenantes dans les mois à venir.	date d'approbation ministérielle + 1 an	Entièrement mis en œuvre

2	Tous les GRD	Implémentation des signaux d'autorisation aux unités de production de type B et aux installations de stockage d'énergie asynchrone d'une puissance installée supérieure ou égale à 1MW et plus petite que 25MW raccordés au réseau de distribution, dans la mesure où cela est techniquement possible.	date d'approbation ministérielle + 5 ans	Encore à mettre en oeuvre
3	Tous les GRD	Mise en œuvre de moyens permettant de recevoir et d'interpréter correctement les signaux d'autorisation d'Elia	date d'approbation ministérielle + 5 ans	Encore à mettre en oeuvre

16 Liste des documents connexes

Le présent paragraphe comprend un aperçu des documents connexes auxquels il est fait référence dans le présent Plan de reconstitution. Certains documents connexes sont uniquement disponibles au sein d'ELIA. ELIA ne demande aucune approbation du ministre pour ces documents connexes. Ces documents sont disponibles à titre informatif auprès d'ELIA sur demande des autorités compétentes.

16.1. Documents uniquement disponibles en interne (confidentielle)

16.2. Documents disponibles en externe

Les règles actuelles d'équilibrage : <https://www.elia.be/fr/marche-de-electricite-et-reseau/services-auxiliaires/maintenir-equilibre>

Annexe 1 : Liste des USR identifiés en vertu de l'art. 23(4), point c du NC ER

Les USR dans le tableau ci-dessous font référence à des assets individuels et à l'entité correspondante qu'ELIA peut contacter. Chaque USR dispose d'un numéro de référence unique, qui se compose :

- du numéro EAN pour un PGM (il ne s'agit pas du numéro EAN du point d'accès mentionné sur le site web d'ELIA) ;
- du numéro d'« interface agreement » pour une installation HVDC ;
- du numéro de contrat de raccordement pour une installation de consommation.

Chaque site relié au réseau géré par ELIA – et comprenant parfois une ou plusieurs unités PGM - est repris dans la liste d'USR ci-dessous en tant que « demand facility » et possède comme numéro de référence unique le numéro de contrat de raccordement (et pas le numéro de point d'accès mentionné sur le site web d'ELIA, étant donné qu'un site peut disposer de plusieurs points d'accès). Les sites composés uniquement d'installations de production sont également repris dans cette catégorie étant donné que les services auxiliaires peuvent faire office d'unités de consommation si les unités de production n'injectent pas.

Tous les USR dans cette liste appartiennent à la zone de contrôle d'ELIA, qui fait partie de la zone de contrôle régionale Europe continentale.

Pour garder une vue d'ensemble, les USR sont regroupées par catégorie dans la liste ci-dessous.

Dans le cadre de ce plan de reconstitution, ELIA prévoit la possibilité de donner des instructions par téléphone aux unités des catégories 1 à 4 ci-dessous. Elia prévoit également d'envoyer un signal d'autorisation numérique aux unités des catégories 5 et 6 ci-dessous. Il n'est pas prévu de donner des instructions par téléphone à ces unités.

1) Unités de production raccordées au réseau de transport (y inclus les RFD) avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW

SNG Unieke benaming	Uniek referentienummer	Categorie	CDS	Identification date	Te contacteren entiteit door ELIA	Adres van de te contacteren entiteit door ELIA
Aalst Syral GT	541453186071413751	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Tereos Starch & Sweeteners Belgium _ Aalst	Burchtstraat 10 9300 Aalst
AMB Gent WT Storm	541453176017865768	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	ArcelorMittal Belgium _ Gent	John Kennedylaan 51 9000 Gent
Amercoeur 1 R GT	541453152837115528	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Amercoeur	Rue Chauw à Roc 6 6044 Roux

Amercoeur 1 R ST	541453128600716599	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Amercoeur	Rue Chauw à Roc 6 6044 Roux
ANGLEUR TG 41	541453105149024729	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Angleur	Rue Defêchereux 43 4031 Angleur
ANGLEUR TG 42	541453147978770736	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Angleur	Rue Defêchereux 43 4031 Angleur
ANGLEUR TG31	541453127036684755	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Angleur	Rue Defêchereux 43 4031 Angleur
ANGLEUR TG32	541453137445795539	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Angleur	Rue Defêchereux 43 4031 Angleur
ANGLEUR TGV3	541453114676761625	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Angleur	Rue Defêchereux 43 4031 Angleur
Arlanxo Zwijndrecht	541453107048964502	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	ARLANXEO Belgium _ Zwijndrecht	Canadastraat 21 2070 Zwijndrecht
Aspiravi Wuustwezel	541453112201488016	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Aspiravi _ Brecht	Bethovenstraat 66 2960 Brecht
BEERSE TJ	541453110860830542	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Beerse	Brusselenstraat 6 2340 Beerse
Belwind Phase 1	541453113723391297	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Belwind _ Zeebrugge (Offshore)	Bligh Bank 1 8380 Zeebrugge
Beveren Sleco	541453132244509455	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Indaver _ Doel	Molenweg 1 9130 Doel
BP Chembel Geel PTA3	541453152871643162	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	INEOS Aromatics Belgium _ Geel	Amocolaan 2 2440 Geel
Burgo Ardennes Virton Turbine 4	541453141474868188	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Burgo Ardennes _ Virton	Rue de la Papeterie 1 6760 Virton
Burgo Ardennes Virton Turbine 5	541453160814317544	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Burgo Ardennes _ Virton	Rue de la Papeterie 1 6760 Virton
COO 1 T	541453188083940744	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Coo	Route du Lac 1 4983 Trois-Ponts
COO 2 T	541453177100676292	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Coo	Route du Lac 1 4983 Trois-Ponts
COO 3 T	541453146119338279	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Coo	Route du Lac 1 4983 Trois-Ponts
COO 4 T	541453178285831216	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Coo	Route du Lac 1 4983 Trois-Ponts
COO 5 T	541453114882045984	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Coo	Route du Lac 1 4983 Trois-Ponts
COO 6 T	541453199818962818	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Coo	Route du Lac 1 4983 Trois-Ponts
DOEL 1	541453164246726035	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Doel	Haven 1800, Scheldemolenstraat 9130 Doel
DOEL 2	541453141114133591	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Doel	Haven 1800, Scheldemolenstraat 9130 Doel
DOEL 4	541453181034094091	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Doel	Haven 1800, Scheldemolenstraat 9130 Doel
DROGENBOS GT1	541453155745315554	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Drogenbos	De Bruyckerweg 1 1620 Drogenbos
DROGENBOS GT2	541453194308489561	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Drogenbos	De Bruyckerweg 1 1620 Drogenbos

DROGENBOS ST	541453146122324467	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Drogenbos	De Bruyckerweg 1 1620 Drogenbos
EDF Luminus Ham GT	541453149186128378	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Gent	Ham 68 9000 Gent
EDF Luminus Seraing GT1	541453162200760842	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Seraing	Rue du Pont du Val 1 4100 Seraing
EDF Luminus Seraing GT2	541453155725234745	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Seraing	Rue du Pont du Val 1 4100 Seraing
Froidchapelle Wind	541453138974720238	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Green Wind _ Froidchapelle	Chaussée de Beaumont (Lieu dit 'Fonds Martin') 6500 Beaumont
HAM31	541453179993838078	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Gent	Ham 68 9000 Gent
HAM32	541453153623163709	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Gent	Ham 68 9000 Gent
HERDERSBRUG GT1	541453112497967486	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Herdersbrug	Pathoekeweg 300 8000 Brugge
HERDERSBRUG GT2	541453144916927818	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Herdersbrug	Pathoekeweg 300 8000 Brugge
HERDERSBRUG ST	541453101361829043	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Herdersbrug	Pathoekeweg 300 8000 Brugge
ICO Windpark Zeebrugge	541453116524400267	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	ICO Windpark _ Zeebrugge	Margareta Van Oostenrijkstraat 8380 Zeebrugge
Incinerateur THUMAIDE (IPALLE)	541453150620096924	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Ipalle _ Thumaide	Hameau de Ribonfosse 9 7971 Thumaide
INESCO GT1	541453166811770207	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	INEOS Oxide Utilities _ Zwijndrecht	Nieuwe Weg 1 2070 Zwijndrecht
INESCO GT2	541453131341189140	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	INEOS Oxide Utilities _ Zwijndrecht	Nieuwe Weg 1 2070 Zwijndrecht
INESCO ST	541453144504946474	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	INEOS Oxide Utilities _ Zwijndrecht	Nieuwe Weg 1 2070 Zwijndrecht
Infrabel Avernas Greensky Wind	541453170012420052	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	Infrabel _ Avernas	Lieu dit "Aux Zabrées" 4280 Abolens
Intradel Herstal	541453128860998155	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	INTRADEL _ Herstal	Pré Wigy 4040 Herstal
Jemeppe-sur-Sambre GT1	541453134754645821	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	INOVYN Manufacturing Belgium _ Jemeppe	Rue Solvay 39 5190 Jemeppe-sur-Sambre
Jemeppe-sur-Sambre GT2	541453186572796100	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	INOVYN Manufacturing Belgium _ Jemeppe	Rue Solvay 39 5190 Jemeppe-sur-Sambre
Kristal _ Solar _ Park	541453118670087231	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	NYRSTAR Belgium _ Balen	Zinkstraat 1 2490 Balen
Lanaken Sappi	541453170948833223	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Sappi Lanaken _ Lanaken	Montaigneweg 2 3620 Lanaken
LANGERBRUGGE STORA	541453151336306338	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Stora Enso Langerbrugge _ Gent	Wondelgemkaai 200 9000 Gent
LANGERBRUGGE STORA ST 2	541453109080445766	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Stora Enso Langerbrugge _ Gent	Wondelgemkaai 200 9000 Gent
Lillo Degussa GT1	541453183539849510	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Evonik Antwerpen _ Antwerpen	Frans Tijsmanstunnel West 2040 Antwerpen
Lillo Degussa GT2	541453185186189414	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Evonik Antwerpen _ Antwerpen	Frans Tijsmanstunnel West 2040 Antwerpen

Luminus Villers-le-Bouillet WIND	541453130625684630	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Eolus _ Villers-le-Bouillet	Rue de Waremme 123 4530 Villers-le-Bouillet
Marcinelle Energie (Carsid)	541453107850545647	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	TotalEnergies - Centrale Electrique March-au-Pont _ Marchienne-au-Pont	Rue de la Providence 150 6030 Marchienne-au-Pont
Mermaid Offshore WP	541453152846416159	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	SeaMade _ Zeebrugge (Offshore)	Ten NW van de Lodewijk Bank en ten ZO van de Bligh Bank 9999 Offshore
Nobelwind Offshore Windpark	541453164675671838	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Nobelwind _ Zeebrugge (Offshore)	Bligh Bank 2 8380 Zeebrugge
Norther Offshore WP	541453131548107275	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Norther _ Zeebrugge (Offshore)	Nabij de Bank zonder Naam en ten ZO van de Thorntonbank 8380 Zeebrugge
Northwester 2	541453164871870851	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Northwester 2 _ Zeebrugge (Offshore)	Ten NW van de Bligh Bank 9999 Offshore
Northwind	541453157197213174	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Northwind _ Zeebrugge (Offshore)	Lodewijkbank 8380 Zeebrugge
Oorderen Bayer	541453127862811080	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	LANXESS Performance Materials _ Lillo	Scheldelaan 420 2040 Lillo
Oud-Lillo Monsanto	541453158737754829	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Bayer Agriculture _ Antwerpen	Scheldelaan 16 2018 Antwerpen
PLATE-TAILLE 1 T	541453181586009260	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Sofico _ Plate-Taille	Rue d'Oupia 5 6440 Boussu-lez-Walcourt
PLATE-TAILLE 2 T	541453138010162114	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Sofico _ Plate-Taille	Rue d'Oupia 5 6440 Boussu-lez-Walcourt
PLATE-TAILLE 3 T	541453156580406421	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Sofico _ Plate-Taille	Rue d'Oupia 5 6440 Boussu-lez-Walcourt
PLATE-TAILLE 4 T	541453165774983167	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Sofico _ Plate-Taille	Rue d'Oupia 5 6440 Boussu-lez-Walcourt
PLATE-TAILLE T	541453182399547109	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Sofico _ Plate-Taille	Rue d'Oupia 5 6440 Boussu-lez-Walcourt
Rentel Offshore WP	541453123210565544	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Rentel _ Zeebrugge (Offshore)	Ten NW van de Thorntonbank en ten ZO van de Lodewijkbank 9999 Offshore
RINGVAART STEG	541453165925532572	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Ringvaart	Wondelgemsekaai 9000 Gent
RODENHUIZE 4	541453198563265809	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Rodenhuize	Rodenhuizekaai 3 9042 Desteldonk
SAINT-GHISLAIN STEG	541453123455840345	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Saint-Ghislain	Rue d'Hautrage 89 7331 Baudour
Schaerbeek Siomab	541453151734393831	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Siomab	Léon Monnoyerkaai 8 1120 Brussel
Scheldelaan Exxonmobil	541453177309381966	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	ExxonMobil Petroleum & Chemical _ Antwerpen	Polderdijkweg 2030 Antwerpen
Seastar Offshore WP	541453121368376005	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	SeaMade _ Zeebrugge (Offshore)	Ten NW van de Lodewijk Bank en ten ZO van de Bligh Bank 9999 Offshore
SERAING TV	541453142655169964	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Seraing	Rue du Pont du Val 1 4100 Seraing
Syral Aalst	541453165087956193	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Tereos Starch & Sweeteners Belgium _ Aalst	Burchtstraat 10 9300 Aalst
Thorntonbank - C-Power - Area NE	541453120478004211	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	C - Power _ Bredene	Thorntonbank 8450 Bredene
Thorntonbank - C-Power - Area SW	541453150484210252	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	C - Power _ Bredene	Thorntonbank 8450 Bredene

TIHANGE 1N	541453142219460018	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Tihange	Avenue de l'Industrie 1 4500 Tihange
TIHANGE 1S	541453135949593781	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Tihange	Avenue de l'Industrie 1 4500 Tihange
TIHANGE 3	541453189635938400	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Tihange	Avenue de l'Industrie 1 4500 Tihange
T-power Beringen	541453182359129192	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Vynova Belgium _ Tessenderlo	Stationsstraat 94 3980 Tessenderlo
VILVOORDE GT	541453152499264473	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Vilvoorde	JF Willemsstraat 200 1800 Vilvoorde
VILVOORDE ST	541453172454845905	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Vilvoorde	JF Willemsstraat 200 1800 Vilvoorde
Wilmarsdonk Total GT1	541453180835902697	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	TotalEnergies Refinery Antwerp _ Refinery Antwerp	Scheldelaan 16 2018 Antwerpen
Wilmarsdonk Total GT2	541453106660324336	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	TotalEnergies Refinery Antwerp _ Refinery Antwerp	Scheldelaan 16 2018 Antwerpen
Wilmarsdonk Total GT3	541453120611619944	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	TotalEnergies Refinery Antwerp _ Refinery Antwerp	Scheldelaan 16 2018 Antwerpen
Windvision Estinnes WIND	541453124835270646	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	CGNEE Belgium Wind Energy Company _ Estinnes	Route de Mons (en façade du n° 763) 7120 Estinnes
Zandvliet Power	541453101893252135	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	yes	26/09/2023	BASF Antwerpen _ Antwerpen	Scheldelaan 600 2018 Antwerpen
Zeebrugge 2 Fluxys	541453185370707516	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Fluxys LNG _ Terminal Zeebrugge	Henri-Victor Wolvensstraat 3 8380 Zeebrugge
Zelzate 2 Knippegroen	541453170030939574	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	ArcelorMittal Belgium _ Gent	John Kennedylaan 51 9000 Gent
Zwijndrecht Lanxess GT	541453172994196413	bestaande PGM met PMax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	ARLANXEO Belgium _ Zwijndrecht	Canadastraat 21 2070 Zwijndrecht

2) Installations de stockage d'énergie asynchrone raccordées au réseau de transport (y inclus les RFD) avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 25 MW :

SNG Unieke benaming	Uniek referentienummer	Categorie	CDS	Identification date	Te contacteren entiteit door ELIA	Adres van de te contacteren entiteit door ELIA
Deux-Acren Energy Storage	541453180315437688	bestaande SPM met Pmax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Corsica Sole Deux Acren _ DEUX ACREN	Chemin de Mons 7864 Deux-Acren
Ruien Energy Storage	541453115540070232	bestaande SPM met Pmax ≥ 25 MW	no	26/09/2023	Ruien Energy Storage _ Ruien	Stroomlaan 25 9690 Kluisbergen

3) Installations HVDC raccordées au réseau de transport (y inclus les RFD) :

SNG Unieke benaming	Uniek referentienummer	Categorie	CDS	Identification date	Te contacteren entiteit door ELIA	Adres van de te contacteren entiteit door ELIA
Alegro HVDC	Alegro HVDC	HVDC	no	26/09/2023	Alegro	Rue des Tailis 4 4600 Lixhe
Nemo Link HVDC	Nemo Link HVDC	HVDC	no	26/09/2023	Nemo Link	Pathoekeweg 300 8000 Brugge Belgium

4) Installations de consommation raccordées au réseau de transport, (y inclus les RFD) :

SNG Unieke benaming	Uniek referentienummer	Categorie	CDS	Identification date	Te contacteren entiteit door ELIA	Adres van de te contacteren entiteit door ELIA
3B-Fibreglass _ Battice	C-255-001	demand facility	no	26/09/2023	3B-Fibreglass	Route de Maestricht 67 4651 Battice Belgium
3M Belgium _ Zwijndrecht	C-120-001	demand facility	no	26/09/2023	3M Belgium	Haven 1005 Canadastraat 11 2070 Zwijndrecht Belgium
ACP Les Glaceries _ Sambreville	C-473-001	demand facility	yes	26/09/2023	ACP Les Glaceries	Rue des Glaces Nationales 169 5060 Sambreville Belgium
AGC Automotive Belgium _ Fleurus	C-237-001	demand facility	yes	26/09/2023	AGC Automotive Belgium	Zoning Industriel Avenue du Marquis 10 6220 Fleurus Belgium
AGC Glass Europe _ Moustier	C-232-001	demand facility	no	26/09/2023	AGC Glass Europe	Rue de la Glacerie 167 5190 Moustier-sur-Sambre Belgium
Agfa-Gevaert _ Mortsel	C-121-001	demand facility	no	26/09/2023	Agfa-Gevaert	Septestraat 27 2640 Mortsel Belgium
Air Liquide Industries Belgium _ Baudour	C-122-001	demand facility	no	26/09/2023	Air Liquide Industries Belgium	Zoning Industriel Route de Wallonie 1 7011 Ghlin Belgium
Air Liquide Industries Belgium _ March. au Pont	C-122-002	demand facility	no	26/09/2023	Air Liquide Industries Belgium	Rue de la Réunion 100 6030 Marchienne-au-Pont Belgium
Alinso _ Zwijnaarde	C-323-001	demand facility	no	26/09/2023	Alinso	Nederzwijsnaarde 2 9052 Zwijnaarde Belgium
Aluminium Duffel _ Duffel	C-146-001	demand facility	no	26/09/2023	Aluminium Duffel	A. Stocletlaan 87 2570 Duffel Belgium
Amcor Flexibles Transpac _ Gent	C-098-001	demand facility	no	26/09/2023	Amcor Flexibles Transpac	Ottergemsesteenweg Zuid 801 9000 Gent Belgium
Antwerp Gateway _ Doel	C-216-001	demand facility	no	26/09/2023	Antwerp Gateway	Geslecht K 1700 - 1720 9130 Doel Belgium
Aperam Stainless Belgium _ Châtelet	C-253-001	demand facility	no	26/09/2023	Aperam Stainless Belgium	Rue des Ateliers 14 6200 Châtelet Belgium
Aperam Stainless Belgium _ Genk	C-253-002	demand facility	no	26/09/2023	Aperam Stainless Belgium	Genk Zuid, Zone 6a 3600 Genk Belgium
Aquiris _ Buda	C-218-001	demand facility	no	26/09/2023	Aquiris	Avenue de Vilvorde 450 1130 Bruxelles (Haeren) Belgium
ArcelorMittal Belgium _ Genk	C-184-005	demand facility	no	26/09/2023	ArcelorMittal Belgium	Kanaaloever 3 3600 Genk Belgium
ArcelorMittal Belgium _ Gent	C-184-006	demand facility	no	26/09/2023	ArcelorMittal Belgium	John Kennedylaan 51 9000 Gent Belgium
ArcelorMittal Belgium _ Jemeppe	C-184-002	demand facility	yes	26/09/2023	ArcelorMittal Belgium	Rue Philippe de Marnix 3, bte 65 4100 Seraing Belgium
ArcelorMittal Belgium _ Marchin-Haute Sarte	C-184-001	demand facility	no	26/09/2023	ArcelorMittal Belgium	Chaussée des Forges 64 4570 Marchin Belgium
ArcelorMittal Belgium _ Ramet	C-184-004	demand facility	yes	26/09/2023	ArcelorMittal Belgium	Quai du Halage 10 4400 Flémalle-Haute Belgium
ArcelorMittal Belgium _ Seraing	C-184-008	demand facility	yes	26/09/2023	ArcelorMittal Belgium	Rue Philippe de Marnix 3, bte 65 4100 Seraing Belgium
ARLANXEO Belgium _ Zwijndrecht	C-123-001	demand facility	no	26/09/2023	ARLANXEO Belgium	Haven 1009 Canadastraat 21 2070 Zwijndrecht Belgium
Ashland Specialties Belgium _ Doel	C-244-001	demand facility	no	26/09/2023	Ashland Specialties Belgium	Haven 1920 Geslecht 2 9130 Doel Belgium
Aspiravi _ Assenede	C-209-003	demand facility	no	26/09/2023	Aspiravi	Hazelarenhoek Z/N 9968 Assenede Belgium
Aspiravi _ Brecht	C-209-002	demand facility	no	26/09/2023	Aspiravi	Bethovenstraat 66 2960 Brecht Belgium
Aspiravi _ Zeebrugge	C-209-001	demand facility	no	26/09/2023	Aspiravi	Henri-Victor Wolvenstraat 7 8380 Zeebrugge Belgium
Audi Brussels _ Bruxelles	C-103-001	demand facility	no	26/09/2023	Audi Brussels	Brits Tweedelegerlaan 201 1190 Brussel (Vorst) Belgium

Aeve _ Aalter	C-131-001	demand facility	no	26/09/2023	Aeve	Venecolaan 22 9880 Aalter Belgium
AZ Damiaan _ Oostende	C-125-001	demand facility	no	26/09/2023	AZ Damiaan	Gouweloestraat 100 8400 Oostende Belgium
AZ Sint-Lucas _ Brugge	C-126-001	demand facility	no	26/09/2023	AZ Sint-Lucas	Sint-Lucaslaan 29 8310 Assebroek Belgium
BASF Antwerpen _ Antwerpen	C-132-002	demand facility	yes	26/09/2023	BASF Antwerpen	Haven 725 Scheldelaan 600 2018 Antwerpen Belgium
Bayer Agriculture _ Antwerpen	C-169-001	demand facility	no	26/09/2023	Bayer Agriculture	Haven 627 Scheldelaan 16 2018 Antwerpen Belgium
Bekaert _ Zwevegem	C-130-002	demand facility	no	26/09/2023	Bekaert	Bekaertstraat 2 8550 Zwevegem Belgium
Belwind _ Zeebrugge (Offshore)	C-279-002	demand facility	no	26/09/2023	Belwind	Bligh Bank 1 8380 Zeebrugge Belgium
Biopower Oostende _ Oostende	C-289-001	demand facility	no	26/09/2023	Biopower Oostende	Kuipweg 44 8400 Oostende Belgium
BIOSTOOM OOSTENDE _ Oostende	C-284-001	demand facility	no	26/09/2023	BIOSTOOM OOSTENDE	Plassendaale II Solvaylaan 7 8400 Oostende Belgium
BioWanze _ Wanze	C-271-001	demand facility	no	26/09/2023	BioWanze	Rue Léon Charlier 11 4520 Wanze Belgium
Borealis Kallo _ Kallo	C-137-001	demand facility	no	26/09/2023	Borealis Kallo	Haven 1568 Sint-Jansweg 2 9130 Doel Belgium
Borealis Polymers _ Beringen	C-312-001	demand facility	yes	26/09/2023	Borealis Polymers	Industrieweg 148 3583 Paal Belgium
Burgo Ardennes _ Virton	C-140-001	demand facility	no	26/09/2023	Burgo Ardennes	Rue de la Papeterie 1 6760 Virton Belgium
C - Power _ Bredene	C-220-002	demand facility	no	26/09/2023	C - Power	Thorntonbank 8450 Bredene Belgium
CBR _ Antoing	C-142-001	demand facility	yes	26/09/2023	CBR	Rue du Coucou 8 7640 Antoing Belgium
CBR _ Lixhe	C-142-002	demand facility	no	26/09/2023	CBR	Rue des Trois Fermes 4600 Lixhe Belgium
CBR _ Sint-Kruis-Winkel	C-142-003	demand facility	no	26/09/2023	CBR	Arbedkaai 3 9042 Sint-Kruis-Winkel Belgium
CCB _ Gaurain-Ramecroix	C-143-001	demand facility	yes	26/09/2023	CCB	Grand'Route 260 7530 Gaurain-Ramecroix Belgium
CGNEE Belgium Wind Energy Company _ Estinnes	C-283-001	demand facility	no	26/09/2023	CGNEE Belgium Wind Energy Company	Route de Mons (en façade du n° 763) 7120 Estinnes Belgium
CLdN Ports Zeebrugge _ Zeebrugge	C-182-001	demand facility	no	26/09/2023	CLdN Ports Zeebrugge	Alfred Ronsestraat 100 8380 Zeebrugge Belgium
CLdN Ports Zeebrugge _ Zeebrugge _ Albert II Dok	C-182-002	demand facility	no	26/09/2023	CLdN Ports Zeebrugge	Albert II Dok 8380 Zeebrugge Belgium
CNH Industrial Belgium _ Zedelgem	C-170-001	demand facility	no	26/09/2023	CNH Industrial Belgium	Leon Claeysstraat 3A 8210 Zedelgem Belgium
Comet Traitements _ Obourg	C-432-001	demand facility	no	26/09/2023	Comet Traitements	Rue des Fabriques 2 7034 Obourg Belgium
Corsica Sole Deux Acren _ DEUX ACREN	C-490-001	demand facility	no	26/09/2023	Corsica Sole Deux Acren	Chemin de Mons 7864 Deux-Acren Belgium
Crystal Computing _ Baudour	C-272-001	demand facility	no	26/09/2023	Crystal Computing	IDEA Parc - Site industriel de Ghlin-Baudour Rue de Ghlin 100 7331 Baudour Belgium
CSP Zeebrugge Terminal _ Zeebrugge Leopold II	C-230-001	demand facility	no	26/09/2023	CSP Zeebrugge Terminal	Kaai 120 Leopold II Dam 8380 Zeebrugge Belgium
DNB Brussels Airport _ Zaventem	C-903-001	demand facility	yes	26/09/2023	DNB Brussels Airport	Building 9 Brussels National Airport 1930 Zaventem Belgium
Electrabel _ Aalter	C-012-021	demand facility	no	26/09/2023	Electrabel	Venecolaan 22 9880 Aalter Belgium
Electrabel _ Amercoeur	C-012-001	demand facility	no	26/09/2023	Electrabel	Rue Chauw à Roc 6 6044 Roux Belgium
Electrabel _ Awirs	C-012-002	demand facility	no	26/09/2023	Electrabel	Quai du Halage 47 4400 Awirs Belgium
Electrabel _ Beerse	C-012-003	demand facility	no	26/09/2023	Electrabel	Brusselenstraat 6 2340 Beerse Belgium
Electrabel _ Butgenbach	C-012-005	demand facility	no	26/09/2023	Electrabel	Chemin de Berg 4750 Bütgenbach/Butgenbach Belgium
Electrabel _ Cierreux	C-012-006	demand facility	no	26/09/2023	Electrabel	Route de Cierreux 9 6671 Bovigny Belgium

Electrabel _ Coo	C-012-007	demand facility	no	26/09/2023	Electrabel	Route du Lac 1 4983 Trois-Ponts Belgium
Electrabel _ Doel	C-012-008	demand facility	no	26/09/2023	Electrabel	Haven 1800, Scheldemolenstraat 9130 Doel Belgium
Electrabel _ Drogenbos	C-012-009	demand facility	no	26/09/2023	Electrabel	De Bruyckerweg 1 1620 Drogenbos Belgium
Electrabel _ Herdersbrug	C-012-011	demand facility	no	26/09/2023	Electrabel	Pathoekeweg 300 8000 Brugge Belgium
Electrabel _ Rodenhuize	C-012-016	demand facility	no	26/09/2023	Electrabel	Rodenhuizekaai 3 9042 Desteldonk Belgium
Electrabel _ Saint-Ghislain	C-012-018	demand facility	no	26/09/2023	Electrabel	Rue d'Hautrage 89 7331 Baudour Belgium
Electrabel _ Siomab	C-012-019	demand facility	no	26/09/2023	Electrabel	Léon Monnoyerkaai 8 1120 Brussel Belgium
Electrabel _ Tihange	C-012-020	demand facility	no	26/09/2023	Electrabel	Avenue de l'Industrie 1 4500 Tihange Belgium
Electrabel _ Vilvoorde	C-012-037	demand facility	no	26/09/2023	Electrabel	JF Willemsstraat 200 1800 Vilvoorde Belgium
Electrabel _ Zedelgem	C-012-023	demand facility	no	26/09/2023	Electrabel	Torhoutsesteenweg 118A 8210 Zedelgem Belgium
Electrabel _ Zeebrugge	C-012-024	demand facility	no	26/09/2023	Electrabel	Lanceloot Blondeellaan 8380 Zeebrugge Belgium
Eneco Wind Belgium _ Zeebrugge	C-328-001	demand facility	no	26/09/2023	Eneco Wind Belgium	Aziëstraat 1 8380 Zeebrugge Belgium
Eolus _ Villers-le-Bouillet	C-474-001	demand facility	no	26/09/2023	Eolus	Rue de Waremmes 123 4530 Villers-le-Bouillet Belgium
Estor-Lux _ Bastogne	C-489-001	demand facility	no	26/09/2023	Estor-Lux	Zoning industriel II Rue de la Drève 11-13 6600 Bastogne Belgium
Euro-Silo _ Desteldonk	C-204-001	demand facility	no	26/09/2023	Euro-Silo	Pleitstraat 3 9042 Desteldonk Belgium
Evonik Antwerpen _ Antwerpen	C-147-001	demand facility	no	26/09/2023	Evonik Antwerpen	Frans Tijsmanstunnel West 2040 Antwerpen Belgium
ExxonMobil Petroleum & Chemical _ Antwerp Polymers Plant	C-106-003	demand facility	no	26/09/2023	ExxonMobil Petroleum & Chemical	Haven 1007 Canadastraat 20 2070 Zwijndrecht Belgium
ExxonMobil Petroleum & Chemical _ Antwerpen	C-106-002	demand facility	no	26/09/2023	ExxonMobil Petroleum & Chemical	Haven 447 Polderdijkweg 2030 Antwerpen Belgium
ExxonMobil Petroleum & Chemical _ Meerhout	C-106-004	demand facility	no	26/09/2023	ExxonMobil Petroleum & Chemical	Meerhout Polymers Plant Biezenhoed 2 2450 Meerhout Belgium
Fluxys Belgium _ Berneau	C-151-002	demand facility	no	26/09/2023	Fluxys Belgium	Mâle Voyer - Rue de Maestricht 4607 Berneau Belgium
Fluxys Belgium _ Winksele	C-151-005	demand facility	no	26/09/2023	Fluxys Belgium	Molenweg 1 3020 Winksele Belgium
Fluxys Belgium _ Zelzate	C-151-001	demand facility	no	26/09/2023	Fluxys Belgium	Rosteyne 3 9060 Zelzate Belgium
Fluxys LNG _ Terminal Zeebrugge	C-210-001	demand facility	no	26/09/2023	Fluxys LNG	Kaai 615 Henri-Victor Wolvensstraat 3 8380 Zeebrugge Belgium
Gassco _ Zeebrugge	C-192-001	demand facility	no	26/09/2023	Gassco	Barlenhuisstraat 1 8380 Zeebrugge Belgium
Genecor International _ Brugge	C-153-001	demand facility	no	26/09/2023	Genecor International	Komvest 43 8000 Brugge Belgium
GlaxoSmithKline Biologicals _ Rixensart	C-155-001	demand facility	no	26/09/2023	GlaxoSmithKline Biologicals	Rue de l'Institut 89 1330 Rixensart Belgium
GlaxoSmithKline Biologicals _ Wavre	C-155-002	demand facility	no	26/09/2023	GlaxoSmithKline Biologicals	Rue Flemming 20 1300 Wavre Belgium
Green Wind _ Froidchapelle	C-286-001	demand facility	no	26/09/2023	Green Wind	Chaussée de Beaumont (Lieu dit 'Fonds Martin') 6500 Beaumont Belgium
Greenpower Oostende _ Oostende	C-304-001	demand facility	no	26/09/2023	Greenpower Oostende	Solvaylaan 7 8400 Oostende Belgium
Holcim (Belgique) _ Gaurain-Ramecroix	C-144-003	demand facility	yes	26/09/2023	Holcim (Belgique)	Grand-Route 19 7530 Gaurain-Ramecroix Belgium
Holcim (Belgique) _ Obourg	C-144-001	demand facility	no	26/09/2023	Holcim (Belgique)	Rue des Fabriques 2 7034 Obourg Belgium
Hydro Extrusion Lichtervelde _ Lichtervelde	C-178-001	demand facility	no	26/09/2023	Hydro Extrusion Lichtervelde	Kortemarkstraat 52 8810 Lichtervelde Belgium

ICO Windpark _ Zeebrugge	C-464-001	demand facility	no	26/09/2023	ICO Windpark	Margareta Van Oostenrijkstraat 8380 Zeebrugge Belgium
IFG Exelto _ Zwijnaarde	C-198-002	demand facility	no	26/09/2023	IFG Exelto	Nederzwijsnaarde 2 9052 Zwijnaarde Belgium
Indaver _ Doel	C-158-001	demand facility	no	26/09/2023	Indaver	Haven 1940 Molenweg 1 9130 Doel Belgium
Industeel Belgium _ March. au Pont	C-119-001	demand facility	no	26/09/2023	Industeel Belgium	Rue de Châtelet 266 6030 Marchienne-au-Pont Belgium
INEOS Aromatics Belgium _ Geel	C-138-001	demand facility	yes	26/09/2023	INEOS Aromatics Belgium	Amocolaan 2 2440 Geel Belgium
Ineos Feluy _ Feluy	C-243-001	demand facility	yes	26/09/2023	Ineos Feluy	Parc Industriel de Feluy Nord Zone C 7181 Feluy Belgium
INEOS Oxide Utilities _ Zwijndrecht	C-248-001	demand facility	yes	26/09/2023	INEOS Oxide Utilities	Haven 1053 Nieuwe Weg 1 2070 Zwijndrecht Belgium
Ineos Phenol Belgium _ Doel	C-174-001	demand facility	no	26/09/2023	Ineos Phenol Belgium	Haven 1930 Geslecht 1 9130 Doel Belgium
Infrabel _ Aalter	C-186-001	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Manewaarde 25 9880 Aalter Belgium
Infrabel _ Achêne	C-186-002	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Zoning Industriel 5590 Achêne Belgium
Infrabel _ Ath	C-186-004	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue du Chemin de Fer 7800 Ath Belgium
Infrabel _ Auvelais	C-186-005	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue du Charbonnage 5060 Auvelais Belgium
Infrabel _ Avernas	C-186-006	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Lieu dit "Aux Zabrées" 4280 Abolens Belgium
Infrabel _ Baulers	C-186-007	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue des Déportés 1400 Nivelles Belgium
Infrabel _ Berchem	C-186-008	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Lange Leemstraat 445 2018 Antwerpen Belgium
Infrabel _ Braine-le-Comte	C-186-009	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue du Pont 7090 Braine-le-Comte Belgium
Infrabel _ Brugge	C-186-010	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Station (ingang naar la Brugeoise) 8000 Brugge Belgium
Infrabel _ Brume	C-186-011	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Bois de Toirvalleu (Via Nova) 4980 Trois-Ponts Belgium
Infrabel _ Brussel Noord	C-186-012	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue FJ Navez 90 1030 Bruxelles (Schaerbeek) Belgium
Infrabel _ Bruxelles Midi	C-186-013	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue du Charroi 30 1190 Bruxelles (Forest) Belgium
Infrabel _ Charleroi	C-186-064	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue Chapelle Beaussart 6030 Marchienne-au-Pont Belgium
Infrabel _ Chièvres	C-186-015	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Chemin du Bois Derode 7950 Chièvres Belgium
Infrabel _ Ciney	C-186-016	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	lieu dit "De Mosée" Route de Sauvet 5590 Ciney Belgium
Infrabel _ Denderleeuw	C-186-017	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Leeuwbrug wijk Raaplandstraat 9470 Denderleeuw Belgium
Infrabel _ Dudzele	C-186-018	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Stationsweg 26A 8380 Dudzele Belgium
Infrabel _ Enghien	C-186-019	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Chaussée Romaine 7850 Enghien/Edingen Belgium
Infrabel _ Forrières	C-186-020	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue de Lesterny 6953 Forrières Belgium
Infrabel _ Gent	C-186-021	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Ottergemsesteenweg 9000 Gent Belgium
Infrabel _ Hasselt	C-186-022	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Kleine Breemstraat 3500 Hasselt Belgium
Infrabel _ Hatrival	C-186-023	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Pont de Libin 6870 Hatrival Belgium
Infrabel _ Heinsch	C-186-065	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Route de Neufchâteau 6700 Heinsch Belgium
Infrabel _ Hogne	C-186-024	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Route de Serinchamps 5377 Hogne Belgium
Infrabel _ Jurbise	C-186-025	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue du Bourrelrier 7050 Jurbise Belgium
Infrabel _ Kortenberg	C-186-026	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Kwerpsebaan 16 3070 Kortenberg Belgium
Infrabel _ Kortrijk	C-186-027	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Marksesteenweg 8500 Kortrijk Belgium
Infrabel _ Leuven	C-186-029	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Dijledreef 3010 Kessel-Lo Belgium
Infrabel _ Lichtervelde	C-186-030	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Industrielaan 8810 Lichtervelde Belgium
Infrabel _ Lobbes	C-186-031	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue Saint Roch 6540 Lobbes Belgium
Infrabel _ Lokeren	C-186-032	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Groendreef 4A 9160 Lokeren Belgium

Infrabel _ Machelen	C-186-034	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Vilvoordelaan 1800 Vilvoorde Belgium
Infrabel _ Manage	C-186-035	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Parc du Bois hameau 7170 Manage Belgium
Infrabel _ Marbais	C-186-036	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue P.Bourg 1450 Chastre Belgium
Infrabel _ Mechelen	C-186-038	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Leuvensesteenweg 30 2800 Mechelen Belgium
Infrabel _ Melreux	C-186-039	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Route de Liège 6900 Aye Belgium
Infrabel _ Mons	C-186-040	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Chemin de l'Inquiétude 7000 Mons Belgium
Infrabel _ Montzen	C-186-041	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Chemin Hoppisch 4850 Montzen Belgium
Infrabel _ Namur	C-186-042	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue Henri Blès 194 5000 Namur Belgium
Infrabel _ Noorderdokken	C-186-043	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Salaadweg 2180 Ekeren Belgium
Infrabel _ Oostende	C-186-044	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Gaulozedijk 8400 Oostende Belgium
Infrabel _ Ottignies (36 kV)	C-186-063	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Avenue Demolder 1342 Limelette Belgium
Infrabel _ Pepinster	C-186-046	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue de l'Hospice 4860 Pepinster Belgium
Infrabel _ Ransart	C-186-048	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue Georges Lemoine (prolongement) 6043 Ransart Belgium
Infrabel _ Rivage	C-186-049	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	800m de la gare Rue de Rivage 4140 Dolembreux Belgium
Infrabel _ Romsée	C-186-050	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue Churchill 26 4624 Romsée Belgium
Infrabel _ Sart-Bernard	C-186-051	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue Cortil Niche 5330 Assesse Belgium
Infrabel _ Snekkaai	C-186-052	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Koningin Fabiolalaan 143 9000 Gent Belgium
Infrabel _ Statte	C-186-053	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue des Sucrieries 4520 Wanze Belgium
Infrabel _ Tournai	C-186-054	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue Pennequin 7540 Kain Belgium
Infrabel _ Virton	C-186-055	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Route de Saint-Mard 6767 Harnoncourt Belgium
Infrabel _ Visé	C-186-056	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Rue de Maastricht 4600 Visé Belgium
Infrabel _ Walenhoek	C-186-058	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Moerstraat 20 2040 Antwerpen Belgium
Infrabel _ Watermael	C-186-059	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Boulevard du Triomphe 1160 Bruxelles (Auderghem) Belgium
Infrabel _ Welkenraedt	C-186-060	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Impasse Herman 4840 Welkenraedt Belgium
Infrabel _ Yvoir	C-186-061	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Place de la Gare 5530 Yvoir Belgium
Infrabel _ Zwijndrecht	C-186-062	demand facility	yes	26/09/2023	Infrabel	Parmastraat 2070 Zwijndrecht Belgium
NOVYN Manufacturing Belgium _ Jemeppe	C-088-002	demand facility	yes	26/09/2023	NOVYN Manufacturing Belgium	Rue Solvay 39 5190 Jemeppe-sur-Sambre Belgium
NOVYN Manufacturing Belgium _ Lillo	C-088-001	demand facility	yes	26/09/2023	NOVYN Manufacturing Belgium	Haven 647 Scheldelaan 480 2040 Antwerpen Belgium
Interconnector Zeebrugge Terminal _ Zeebrugge	C-236-001	demand facility	no	26/09/2023	Interconnector Zeebrugge Terminal	Transportzone Galestraat 20 8380 Zeebrugge Belgium
INTRADEL _ Herstal	C-281-001	demand facility	no	26/09/2023	INTRADEL	Pré Wigy 4040 Herstal Belgium
Ipalle _ Thumaide	C-159-001	demand facility	no	26/09/2023	Ipalle	Hameau de Ribonfosse 9 7971 Thumaide Belgium
IVBO _ Brugge	C-161-001	demand facility	no	26/09/2023	IVBO	Pathoekeweg 41 8000 Brugge Belgium
Jindal Films Europe Virton _ Latour	C-384-001	demand facility	no	26/09/2023	Jindal Films Europe Virton	Zoning industriel de Latour 6761 Latour Belgium
Katoen Natie Bulk Terminals _ Kallo	C-412-001	demand facility	no	26/09/2023	Katoen Natie Bulk Terminals	Keteldijk Kaai 1998 9130 Beveren-Waas Belgium
Kyndryl Belgium _ Bastogne	C-508-001	demand facility	no	26/09/2023	Kyndryl Belgium	Zoning industriel II Rue de la Drève 11-13 6600 Bastogne Belgium
Kyndryl Belgium _ Vaux-sur-Sûre	C-508-002	demand facility	no	26/09/2023	Kyndryl Belgium	Parc d'activités économiques de Morhet Chaussée de Saint Hubert, Morhet 1A 6640 Vaux-sur-Sûre Belgium

LANXESS Performance Materials _ Lillo	C-134-001	demand facility	yes	26/09/2023	LANXESS Performance Materials	Haven 507 Scheldelaan 420 2040 Lillo Belgium
LRM Lease _ Lommel	C-434-001	demand facility	no	26/09/2023	LRM Lease	Industriezone Balendijk 1050 Balendijk 161 3920 Lommel Belgium
Luminus _ Angleur	C-018-007	demand facility	no	26/09/2023	Luminus	Rue Defêchereux 43 4031 Angleur Belgium
Luminus _ Antwerpen	C-018-010	demand facility	no	26/09/2023	Luminus	Frans Tijsmanstunnel West 2040 Antwerpen Belgium
Luminus _ Gent	C-018-003	demand facility	no	26/09/2023	Luminus	Ham 68 9000 Gent Belgium
Luminus _ Izegem	C-018-009	demand facility	no	26/09/2023	Luminus	Prins Albertlaan 12 8870 Izegem Belgium
Luminus _ Lixhe	C-018-005	demand facility	no	26/09/2023	Luminus	Ferme de Navagne 4600 Visé Belgium
Luminus _ Ringvaart	C-018-008	demand facility	no	26/09/2023	Luminus	Wondelgemsekaai 9000 Gent Belgium
Luminus _ Seraing	C-018-001	demand facility	no	26/09/2023	Luminus	Rue du Pont du Val 1 4100 Seraing Belgium
Luminus _ Seraing _ Diesel	C-018-011	demand facility	no	26/09/2023	Luminus	Rue du Pont du Val 1 4100 Seraing Belgium
MD Verre _ Ghlin	C-165-001	demand facility	no	26/09/2023	MD Verre	Rue des Ayettes 2 7011 Ghlin Belgium
Ministerie van Landsverdediging _ Landsebas Zeebrugge	C-168-001	demand facility	no	26/09/2023	Ministerie van Landsverdediging	Graaf Jansdijk 1 8380 Zeebrugge Belgium
MSC PSA European Terminal _ Antwerpen - Deurganckdok	C-379-001	demand facility	no	26/09/2023	MSC PSA European Terminal	Deurganck Terminal K1742 Sint Antoniusweg 9130 Doel Belgium
NGK Ceramics Europe _ Baudour	C-171-001	demand facility	no	26/09/2023	NGK Ceramics Europe	Rue des Azalées 1 7331 Baudour Belgium
Nippon Gases Belgium _ Zwijndrecht	C-176-001	demand facility	no	26/09/2023	Nippon Gases Belgium	Haven 1013 Scheldedijk 58 2070 Zwijndrecht Belgium
NLMK Clabecq _ Clabecq - Tubize	C-200-001	demand facility	no	26/09/2023	NLMK Clabecq	Rue de la Déportation 218 1480 Tubize Belgium
NLMK La Louvière _ La Louvière	C-113-001	demand facility	no	26/09/2023	NLMK La Louvière	Rue des Rivaux 2 7100 La Louvière Belgium
Nobelwind _ Zeebrugge (Offshore)	C-405-001	demand facility	no	26/09/2023	Nobelwind	Bligh Bank 2 8380 Zeebrugge Belgium
Norther _ Zeebrugge (Offshore)	C-422-001	demand facility	no	26/09/2023	Norther	Nabij de Bank zonder Naam en ten ZO van de Thorntonbank 8380 Zeebrugge Belgium
Northwester 2 _ Zeebrugge (Offshore)	C-442-001	demand facility	no	26/09/2023	Northwester 2	Ten NW van de Bligh Bank 9999 Offshore Belgium
Northwind _ Zeebrugge (Offshore)	C-294-002	demand facility	no	26/09/2023	Northwind	Lodewijkbank 8380 Zeebrugge Belgium
Nouryon Chemicals _ Ghlin	C-124-001	demand facility	no	26/09/2023	Nouryon Chemicals	Parc Industriel de Ghlin Zone Abv 7011 Ghlin Belgium
NYRSTAR Belgium _ Balen	C-257-001	demand facility	yes	26/09/2023	NYRSTAR Belgium	Zinkstraat 1 2490 Balen Belgium
NYRSTAR Belgium _ Overpelt	C-257-002	demand facility	no	26/09/2023	NYRSTAR Belgium	Fabrieksstraat 144 bus 2 3900 Overpelt Belgium
Ostend Basic Chemicals _ Oostende	C-177-001	demand facility	no	26/09/2023	Ostend Basic Chemicals	Stationsstraat 123 8400 Oostende Belgium
PEMCO Belgium _ Brugge	C-173-001	demand facility	no	26/09/2023	PEMCO Belgium	Pathoekeweg 116 8000 Brugge Belgium
Prayon _ Engis	C-226-001	demand facility	yes	26/09/2023	Prayon	Rue Joseph Wauters 144 4480 Engis Belgium
PSA Antwerp _ Rechteroever	C-157-001	demand facility	no	26/09/2023	PSA Antwerp	Scheldelaan 495 2040 Antwerpen Belgium
Rentel _ Zeebrugge (Offshore)	C-408-001	demand facility	no	26/09/2023	Rentel	Ten NW van de Thorntonbank en ten ZO van de Lodewijkbank 9999 Offshore Belgium
Ruien Energy Storage _ Ruien	C-475-001	demand facility	no	26/09/2023	Ruien Energy Storage	Stroomlaan 25 9690 Kluisbergen Belgium
Safran Aero Boosters _ Herstal	C-196-001	demand facility	no	26/09/2023	Safran Aero Boosters	Hauts Sarts - Route de Liers 121 4041 Milmort Belgium

Sappi Lanaken _ Lanaken	C-180-001	demand facility	no	26/09/2023	Sappi Lanaken	Montaigneweg 2 3620 Lanaken Belgium
SCR - Sibelco _ Lommel	C-181-001	demand facility	no	26/09/2023	SCR - Sibelco	Maatheide 125 3920 Lommel Belgium
SeaMade _ Zeebrugge (Offshore) _ Mermaid	C-454-001	demand facility	no	26/09/2023	SeaMade	Ten NW van de Lodewijk Bank en ten ZO van de Bligh Bank 9999 Offshore Belgium
SeaMade _ Zeebrugge (Offshore) _ Seastar	C-454-002	demand facility	no	26/09/2023	SeaMade	Ten NW van de Lodewijk Bank en ten ZO van de Bligh Bank 9999 Offshore Belgium
Sofico _ Plate-Taille	C-371-001	demand facility	no	26/09/2023	Sofico	Rue d'Oupia 5 6440 Boussu-lez-Walcourt Belgium
SOL SpA _ Feluy	C-217-001	demand facility	no	26/09/2023	SOL SpA	Zoning Industriel de Feluy Zone B 7180 Seneffe Belgium
Solutia Europe _ Gent	C-187-001	demand facility	no	26/09/2023	Solutia Europe	Ottergemsesteenweg-Zuid 707 9000 Gent Belgium
SORESIC _ Gosselies	C-441-001	demand facility	no	26/09/2023	SORESIC	Avenue des Etats-Unis 1 6041 Gosselies Belgium
Sotel Réseau & Cie _ Esch-sur-Alzette	C-189-001	demand facility	no	26/09/2023	Sotel Réseau & Cie	4 Rue de Soleuvre 4321 Esch-sur-Alzette Luxembourg
STIB-MIVB _ Demot	C-194-001	demand facility	no	26/09/2023	STIB-MIVB	Rue JA Demot 15 1040 Bruxelles (Etterbeek) Belgium
STIB-MIVB _ Drogenbos	C-194-002	demand facility	no	26/09/2023	STIB-MIVB	Driefonteinenstraat 1620 Drogenbos Belgium
STIB-MIVB _ Essegem	C-194-003	demand facility	no	26/09/2023	STIB-MIVB	De Smet de Nayerlaan 1090 Brussel (Jette) Belgium
STIB-MIVB _ Molenbeek	C-194-004	demand facility	no	26/09/2023	STIB-MIVB	Lessinesstraat 47 1080 Brussel (Sint-Jans-Molenbeek) Belgium
STIB-MIVB _ Woluwe	C-194-005	demand facility	no	26/09/2023	STIB-MIVB	E. Mounierlaan 1200 Bruxelles (Woluwe-Saint-Lambert) Belgium
Stora Enso Langerbrugge _ Gent	C-195-002	demand facility	no	26/09/2023	Stora Enso Langerbrugge	Wondelgemkaai 200 9000 Gent Belgium
Taminco _ Gent	C-100-001	demand facility	no	26/09/2023	Taminco	Panterschipstraat 207 9000 Gent Belgium
TE Connectivity Belgium _ Oostkamp	C-099-001	demand facility	no	26/09/2023	TE Connectivity Belgium	Siemenslaan 14 8020 Oostkamp Belgium
Tereos Starch & Sweeteners Belgium _ Aalst	C-127-001	demand facility	no	26/09/2023	Tereos Starch & Sweeteners Belgium	Burchtstraat 10 9300 Aalst Belgium
Thy Marcinelle _ Charleroi	C-097-001	demand facility	no	26/09/2023	Thy Marcinelle	Rue de l'Acier 1 6000 Charleroi Belgium
TotalEnergies - Centrale Electrique March-au-Pont _ Marchienne-au-Pont	C-265-001	demand facility	no	26/09/2023	TotalEnergies - Centrale Electrique March-au-Pont	Rue de la Providence 150 6030 Marchienne-au-Pont Belgium
TotalEnergies Marketing Belgium _ Feluy	C-277-001	demand facility	no	26/09/2023	TotalEnergies Marketing Belgium	Zoning Industriel Zone A 7181 Feluy Belgium
TotalEnergies Petrochemicals Feluy _ Feluy	C-108-001	demand facility	yes	26/09/2023	TotalEnergies Petrochemicals Feluy	Zoning Industriel Zone C de Feluy 7181 Feluy Belgium
TotalEnergies Polymers Antwerp _ Polymers Antwerp	C-129-001	demand facility	no	26/09/2023	TotalEnergies Polymers Antwerp	Haven 343 Scheldelaan 4 2018 Antwerpen Belgium
TotalEnergies Refinery Antwerp _ Refinery Antwerp	C-149-001	demand facility	no	26/09/2023	TotalEnergies Refinery Antwerp	Scheldelaan 16 2018 Antwerpen Belgium
Trinseo Belgium _ Tessenderlo	C-199-001	demand facility	no	26/09/2023	Trinseo Belgium	Havenlaan 7 3980 Tessenderlo Belgium
Umicore _ Hoboken	C-064-001	demand facility	no	26/09/2023	Umicore	A. Greinerstraat 14 2660 Hoboken Belgium
Umicore _ Olen	C-064-002	demand facility	yes	26/09/2023	Umicore	Kasteelstraat 7 2250 Olen Belgium

5) Unités de production raccordées au réseau de transport (y inclus les RFD) avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 1 MW et inférieure à 25 MW :

SNG Unieke benaming	Uniek referentienummer	Categorie	CDS	Identification date	Te contacteren entiteit door ELIA	Adres van de te contacteren entiteit door ELIA
Aalst Syral ST	541453112579852341	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Tereos Starch & Sweeteners Belgium _ Aalst	Burchtstraat 10 9300 Aalst
AALTER TJ	541453106836450098	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Aalter	Venecolaan 22 9880 Aalter
AGC Moustier Cogen	541453185271099116	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	AGC Glass Europe _ Moustier	Rue de la Glacerie 167 5190 Moustier-sur-Sambre
Agfa Gevaert Mortsel WKK 1	541453110660665573	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Agfa-Gevaert _ Mortsel	Septestraat 27 2640 Mortsel
Agfa Gevaert Mortsel WKK 2	541453157766664420	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Agfa-Gevaert _ Mortsel	Septestraat 27 2640 Mortsel
Agfa Gevaert Mortsel WKK 3	541453187008733881	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Agfa-Gevaert _ Mortsel	Septestraat 27 2640 Mortsel
Agfa Gevaert Mortsel WKK 4	541453138453375225	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Agfa-Gevaert _ Mortsel	Septestraat 27 2640 Mortsel
Agfa Gevaert Mortsel WKK 5	541453157768386344	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Agfa-Gevaert _ Mortsel	Septestraat 27 2640 Mortsel
AMB Eurogal PV1	541453110332688459	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	ArcelorMittal Belgium _ Ramet	Quai du Halage 10 4400 Flémalle-Haute
Antwerp Gateway Ketenisse Wind	541453154532556453	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Antwerp Gateway _ Doel	Geslecht K 1700 - 1720 9130 Doel
Aperam Stainless Belgium Genk PV (1-7)	541453122117401320	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Aperam Stainless Belgium _ Genk	Genk Zuid, Zone 6a 3600 Genk
Aperam Stainless Belgium Genk WT1 Koudwals	541453182318774241	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Aperam Stainless Belgium _ Genk	Genk Zuid, Zone 6a 3600 Genk
Aperam Stainless Belgium Genk WT2 Staalgieterij	541453128415175406	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Aperam Stainless Belgium _ Genk	Genk Zuid, Zone 6a 3600 Genk
Aperam_châtelet PV2	541453134643300268	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Aperam Stainless Belgium _ Châtelet	Rue des Ateliers 14 6200 Châtelet
Aquiris Buda Cogen	541453166122835213	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Aquiris _ Buda	Avenue de Vilvorde 450 1130 Bruxelles (Haeren)
Aquiris Buda PV	541453156641554801	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Aquiris _ Buda	Avenue de Vilvorde 450 1130 Bruxelles (Haeren)
ArcelorMittal Belgium Genk PV1	541453142688134519	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	ArcelorMittal Belgium _ Genk	Kanaalover 3 3600 Genk

ArcelorMittal Belgium Gent Wind EBL	541453111621635512	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	ArcelorMittal Belgium _ Gent	John Kennedylaan 51 9000 Gent
ArcelorMittal Belgium Gent Wind Storm 1	541453181328349869	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	ArcelorMittal Belgium _ Gent	John Kennedylaan 51 9000 Gent
ArcelorMittal Belgium Gent Wind Storm 2	541453192703189215	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	ArcelorMittal Belgium _ Gent	John Kennedylaan 51 9000 Gent
Aspiravi N49 Assenede	541453113513361561	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Aspiravi _ Assenede	Hazelarenhoek Z/N 9968 Assenede
Audi Brussels PV	541453147007543409	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Audi Brussels _ Bruxelles	Brits Tweedelegerlaan 201 1190 Brussel (Vorst)
Audi Brussels WKK	541453157728830122	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Audi Brussels _ Bruxelles	Brits Tweedelegerlaan 201 1190 Brussel (Vorst)
Aveve PV1	541453184561416466	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Aveve _ Aalter	Venecolaan 22 9880 Aalter
AZ Damiaan diesel 1	541453181816511303	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	AZ Damiaan _ Oostende	Gouweloestraat 100 8400 Oostende
AZ Damiaan diesel 2	541453118232870646	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	AZ Damiaan _ Oostende	Gouweloestraat 100 8400 Oostende
BASF Antwerpen (autoproducent) 2	541453166600376115	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	BASF Antwerpen _ Antwerpen	Scheldelaan 600 2018 Antwerpen
BASF Antwerpen (processgenerator) 1	541453165153662751	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	BASF Antwerpen _ Antwerpen	Scheldelaan 600 2018 Antwerpen
BASF Antwerpen (processgenerator) 3	541453140150024764	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	BASF Antwerpen _ Antwerpen	Scheldelaan 600 2018 Antwerpen
BASF Antwerpen (processgenerator) 4	541453195536632712	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	BASF Antwerpen _ Antwerpen	Scheldelaan 600 2018 Antwerpen
BASF wind 1	541453134406815855	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	BASF Antwerpen _ Antwerpen	Scheldelaan 600 2018 Antwerpen
BASF wind 2	541453118383486864	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	BASF Antwerpen _ Antwerpen	Scheldelaan 600 2018 Antwerpen
Bastogne Ville Diesel 1	541453114008882585	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Kyndryl Belgium _ Bastogne	Rue de la Drève 11-13 6600 Bastogne
Bastogne Ville Diesel 2	541453100547612219	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Kyndryl Belgium _ Bastogne	Rue de la Drève 11-13 6600 Bastogne
Bastogne Ville Diesel 3	541453163203341700	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Kyndryl Belgium _ Bastogne	Rue de la Drève 11-13 6600 Bastogne
Bekaert Zwevegem Wind	541453150540262539	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Bekaert _ Zwevegem	Bekaertstraat 2 8550 Zwevegem
Beveren 2 Indaver	541453100613886117	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Indaver _ Doel	Molenweg 1 9130 Doel
Beveren 3 Indaver	541453160216284840	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Indaver _ Doel	Molenweg 1 9130 Doel

Beveren Ineos Phenolchemie	541453167983454469	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Ineos Phenol Belgium _ Doel	Geslecht 1 9130 Doel
Bionerga _ Beringen	541453184666605529	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	Borealis Polymers _ Beringen	Industrieweg 148 3583 Paal
BioStoom Oostende	541453116098731750	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	BIOSTOOM OOSTENDE _ Oostende	Solvaylaan 7 8400 Oostende
BioWanze RT Wanze ST1	541453172316402741	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	BioWanze _ Wanze	Rue Léon Charlier 11 4520 Wanze
BioWanze RT Wanze ST2	541453158436368402	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	BioWanze _ Wanze	Rue Léon Charlier 11 4520 Wanze
BioWanze Wanze Cogen	541453175672436627	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	BioWanze _ Wanze	Rue Léon Charlier 11 4520 Wanze
Borealis Kallo Wind	541453121080283445	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Borealis Kallo _ Kallo	Sint-Jansweg 2 9130 Doel
BP Chembel Geel VLP ST	541453171234545127	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	INEOS Aromatics Belgium _ Geel	Amocolaan 2 2440 Geel
BUTGENBACH	541453127643048766	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Butgenbach	Chemin de Berg 4750 Bütgenbach/Butgenbach
CBR Gent Wind	541453187435053125	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	CBR _ Sint-Kruis-Winkel	Arbedkaai 3 9042 Sint-Kruis-Winkel
CIERREUX TJ	541453146718233821	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Cierreux	Route de Cierreux 9 6671 Bovigny
Crystal Computing Baudour PV1	541453132354728654	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Crystal Computing _ Baudour	Rue de Ghlin 100 7331 Baudour
DNB Brussels Airport Zaventem PV Solar Finance	541453122401084857	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	DNB Brussels Airport _ Zaventem	Brussels National Airport 1930 Zaventem
DNB Brussels Airport Zaventem PV SolarEnergyFund	541453145540227220	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	DNB Brussels Airport _ Zaventem	Brussels National Airport 1930 Zaventem
DP World Ketenisse Biogas1	541453107303376743	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Antwerp Gateway _ Doel	Geslecht K 1700 - 1720 9130 Doel
DP World Ketenisse Biogas2	541453178231811514	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Antwerp Gateway _ Doel	Geslecht K 1700 - 1720 9130 Doel
DROGENBOS DM 51	541453166434425119	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Drogenbos	De Bruyckerweg 1 1620 Drogenbos
DROGENBOS DM 52	541453118097931148	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Drogenbos	De Bruyckerweg 1 1620 Drogenbos
EDF Luminus Degussa Wind	541453183895510437	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Antwerpen	Frans Tijsmanstunnel West 2040 Antwerpen
EDF Luminus Ham ST	541453166950833795	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Gent	Ham 68 9000 Gent
EDF Luminus Izegem WKK	541453165194183581	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Izegem	Prins Albertlaan 12 8870 Izegem
EDF Luminus Seraing Diesel	541453108537736419	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Seraing	Rue du Pont du Val 1 4100 Seraing
Electrawinds biomassa Oostende	541453164225101471	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Biopower Oostende _ Oostende	Kuipweg 44 8400 Oostende
Eurosilos	541453151102459435	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Euro-Silo _ Desteldonk	Pleitstraat 3 9042 Desteldonk
FINA 6 (autoproducent)	541453100152117284	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	TotalEnergies Refinery Antwerp _ Refinery Antwerp	Scheldelaan 16 2018 Antwerpen

Genecor _ WKK	541453102710663738	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Genecor International _ Brugge	Komvest 43 8000 Brugge
GlaxoSmithKline Biologicals Wavre WKK	541453132116537746	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	GlaxoSmithKline Biologicals _ Wavre	Rue Flemming 20 1300 Wavre
GlaxoSmithKline Biologicals Wavre WKK2	541453178261450721	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	GlaxoSmithKline Biologicals _ Wavre	Rue Flemming 20 1300 Wavre
Greenpower Oostende	541453151034182319	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Greenpower Oostende _ Oostende	Solvaylaan 7 8400 Oostende
HU LIXHE	541453157279372218	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Luminus _ Lixhe	Ferme de Navagne 4600 Visé
IBM Bastogne PV	541453127578857518	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Kyndryl Belgium _ Bastogne	Rue de la Drève 11-13 6600 Bastogne
IBM Vaux PV	541453133203483243	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Kyndryl Belgium _ Vaux-sur-Sûre	Chaussée de Saint Hubert, Morhet 1A 6640 Vaux-sur-Sûre
Indaver E-Wood	541453118600807298	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Indaver _ Doel	Molenweg 1 9130 Doel
Infrabel Berchem PV	541453160403527804	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	Infrabel _ Berchem	Lange Leemstraat 445 2018 Antwerpen
Infrabel Mechelen PV LCI	541453167407685516	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	Infrabel _ Mechelen	Leuvensesteenweg 30 2800 Mechelen
Ipalle Thumaide GTA1	541453187378502476	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Ipalle _ Thumaide	Hameau de Ribonfosse 9 7971 Thumaide
Ipalle Thumaide GTA2	541453172231706818	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Ipalle _ Thumaide	Hameau de Ribonfosse 9 7971 Thumaide
IVBO	541453101815474034	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	IVBO _ Brugge	Pathoekeweg 41 8000 Brugge
Jemeppe-sur-Sambre ST	541453131411314014	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	INOVYN Manufacturing Belgium _ Jemeppe	Rue Solvay 39 5190 Jemeppe-sur-Sambre
Katoen Natie PV	541453116601280621	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Katoen Natie Bulk Terminals _ Kallo	Keteldijk Kaai 1998 9130 Beveren-Waas
Katoen Natie windmolenpark 1	541453177178344819	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Katoen Natie Bulk Terminals _ Kallo	Keteldijk Kaai 1998 9130 Beveren-Waas
LANGERBRUGGE STORA ST 1	541453198140543696	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Stora Enso Langerbrugge _ Gent	Wondelgemkaai 200 9000 Gent
LANGERBRUGGE STORA_WT	541453173062885123	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Stora Enso Langerbrugge _ Gent	Wondelgemkaai 200 9000 Gent
Lanxess Lillo GT	541453105718457538	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	LANXESS Performance Materials _ Lillo	Scheldelaan 420 2040 Lillo
Lillo Degussa ST	541453144759976868	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Evonik Antwerpen _ Antwerpen	Frans Tijsmanstunnel West 2040 Antwerpen
Lommel PV Biligi	541453107753021569	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	LRM Lease _ Lommel	Balendijk 161 3920 Lommel
Lommel PV Heidevink	541453175054283238	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	LRM Lease _ Lommel	Balendijk 161 3920 Lommel
Monsanto Lillo GT	541453128545861842	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Bayer Agriculture _ Antwerpen	Scheldelaan 16 2018 Antwerpen
Monsanto Lillo tegendrukturbine	541453184717204046	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Bayer Agriculture _ Antwerpen	Scheldelaan 16 2018 Antwerpen
Montea PV5	541453135735354312	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	DNB Brussels Airport _ Zaventem	Brussels National Airport 1930 Zaventem

Noodstroomgroep 1	541453195857747430	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	DNB Brussels Airport _ Zaventem	Brussels National Airport 1930 Zaventem
Noodstroomgroep 2	541453142978315277	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	DNB Brussels Airport _ Zaventem	Brussels National Airport 1930 Zaventem
Noodstroomgroep 3	541453143389624507	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	DNB Brussels Airport _ Zaventem	Brussels National Airport 1930 Zaventem
Noodstroomgroep 4	541453107565066598	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	DNB Brussels Airport _ Zaventem	Brussels National Airport 1930 Zaventem
Noodstroomgroep 5	541453185439320533	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	DNB Brussels Airport _ Zaventem	Brussels National Airport 1930 Zaventem
Noodstroomgroep 6	541453185677529071	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	DNB Brussels Airport _ Zaventem	Brussels National Airport 1930 Zaventem
Noodstroomgroep 7	541453149553216486	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	DNB Brussels Airport _ Zaventem	Brussels National Airport 1930 Zaventem
Nordex Turbines	541453110562265314	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	CLdN Ports Zeebrugge _ Zeebrugge	Alfred Ronsestraat 100 8380 Zeebrugge
Nyrstar Belgium Balen ST	541453170712121877	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	NYRSTAR Belgium _ Balen	Zinkstraat 1 2490 Balen
Nyrstar Belgium Overpelt PV	541453184022614738	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	NYRSTAR Belgium _ Overpelt	Fabrieksstraat 144 bus 2 3900 Overpelt
Nyrstar Belgium Overpelt Wind	541453170321701866	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	NYRSTAR Belgium _ Overpelt	Fabrieksstraat 144 bus 2 3900 Overpelt
Prayon Rupel WKK	541453123527035488	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	Prayon _ Engis	Rue Joseph Wauters 144 4480 Engis
PV1_Nouryon	541453176001433010	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Nouryon Chemicals _ Ghlin	Zone Abv 7011 Ghlin
Sappi Lanaken Biogas	541453132241238532	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Sappi Lanaken _ Lanaken	Montaigneweg 2 3620 Lanaken
Schaerbeek Siomab ST1	541453138779848816	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Siomab	Léon Monnoyerkaai 8 1120 Brussel
Schaerbeek Siomab ST2	541453144222223758	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Siomab	Léon Monnoyerkaai 8 1120 Brussel
Schaerbeek Siomab ST3	541453130535531048	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Siomab	Léon Monnoyerkaai 8 1120 Brussel
SCR Sibelco PV	541453121164441105	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	SCR - Sibelco _ Lommel	Maatheide 125 3920 Lommel
SCR Sibelco Wind	541453176247324233	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	SCR - Sibelco _ Lommel	Maatheide 125 3920 Lommel
Taminco (Gent) WKK	541453120760500438	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Taminco _ Gent	Panterschipstraat 207 9000 Gent
Techspace Aero Herstal Cogen 1	541453182656167859	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Safran Aero Boosters _ Herstal	Hauts Sarts - Route de Liers 121 4041 Milmort
Tessenderlo Kerley International Ham stoomturbine	541453137751868026	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Vynova Belgium _ Tessenderlo	Stationsstraat 94 3980 Tessenderlo
Total Petrochemicals Feluy Cogen	541453186331116453	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	TotalEnergies Petrochemicals Feluy _ Feluy	Zone C de Feluy 7181 Feluy
Trinseo _ wind	541453115268878172	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Trinseo Belgium _ Tessenderlo	Havenlaan 7 3980 Tessenderlo
Umicore Olen GT1	541453175000213630	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	Umicore _ Olen	Kasteelstraat 7 2250 Olen

Umicore Olen GT2	541453160306454528	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	Umicore _ Olen	Kasteelstraat 7 2250 Olen
Umicore Olen ST	541453111438681580	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	Umicore _ Olen	Kasteelstraat 7 2250 Olen
Umicore Olen Wind	541453178168011582	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	Umicore _ Olen	Kasteelstraat 7 2250 Olen
Vaux Ville Diesel 1	541453140443540124	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Kyndryl Belgium _ Vaux-sur-Sûre	Chaussée de Saint Hubert, Morhet 1A 6640 Vaux-sur-Sûre
Vaux Ville Diesel 2	541453158800016281	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Kyndryl Belgium _ Vaux-sur-Sûre	Chaussée de Saint Hubert, Morhet 1A 6640 Vaux-sur-Sûre
Vaux Ville Diesel 3	541453107246131850	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Kyndryl Belgium _ Vaux-sur-Sûre	Chaussée de Saint Hubert, Morhet 1A 6640 Vaux-sur-Sûre
ViskoTeepak Lommel WKK	541453124138336537	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	ViskoTeepak _ Lommel	Maatheide 81 3920 Lommel
VLEEMO 3	541453176768857753	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	VLEEMO 3 _ Antwerpen	Amsterdamstraat 18 2000 Antwerpen
VMW Kluizen PV	541453175101101881	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	VMW _ Evergem	Nieuwe weg 30 9940 Evergem
Volvo Cars Gent Wind	541453174843665286	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	VOLVO CAR BELGIUM _ Gent	John Kennedylaan 25 9000 Gent
Volvo Group WIND	541453156667251562	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Volvo Group Belgium _ Oostakker	Smalleheerweg 29 9041 Oostakker
VPK Paper biogasmotor	541453162601820756	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	VPK Paper _ Dendermonde	Oude Baan 120 9200 Dendermonde
VPK Paper Oudegem GT3	541453157212253741	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	VPK Paper _ Dendermonde	Oude Baan 120 9200 Dendermonde
VPK Paper Oudegem ST4	541453175456660101	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	VPK Paper _ Dendermonde	Oude Baan 120 9200 Dendermonde
WKK CPCChem	541453101164780268	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Vynova Belgium _ Tessenderlo	Stationsstraat 94 3980 Tessenderlo
WKK Upgrade Energy	541453105310662545	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Ashland Specialties Belgium _ Doel	Geslecht 2 9130 Doel
WM Park Powerport Zeebrugge	541453133378205466	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Eneco Wind Belgium _ Zeebrugge	Aziëstraat 1 8380 Zeebrugge
Zedelgem TJ	541453117791992424	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Zedelgem	Torhoutsesteenweg 118A 8210 Zedelgem
Zeebrugge TJ	541453198953676222	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Zeebrugge	Lanceloot Blondeellaan 8380 Zeebrugge
ZEEBRUGGE WIND	541453100815981627	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Aspiravi _ Zeebrugge	Henri-Victor Wolvenstraat 7 8380 Zeebrugge
Zelzate TJ	541453109119814631	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	ArcelorMittal Belgium _ Gent	John Kennedylaan 51 9000 Gent
Zwijndrecht Lanxess ST	541453130634707214	bestaande PGM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	ARLANXEO Belgium _ Zwijndrecht	Canadastraat 21 2070 Zwijndrecht

6) Installations de stockage d'énergie asynchrone raccordées au réseau de transport (y inclus les RFD) avec une puissance active maximale supérieure ou égale à 1 MW et inférieure à 25 MW:

SNG Unieke benaming	Uniek referentienummer	Categorie	CDS	Identification date	Te contacteren entiteit door ELIA	Adres van de te contacteren entiteit door ELIA
Battery Bionerga	541453153841283012	bestaande SPM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	Borealis Polymers _ Beringen	Industrieweg 148 3583 Paal
Crystal Computing Bess system	541453126771324704	bestaande SPM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Crystal Computing _ Baudour	Rue de Ghlin 100 7331 Baudour
Drogenbos Batteries	541453118266377449	bestaande SPM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Electrabel _ Drogenbos	De Bruyckerweg 1 1620 Drogenbos
Estor-Lux _ Storage	541453173586313676	bestaande SPM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	no	26/09/2023	Estor-Lux _ Bastogne	Rue de la Drève 11-13 6600 Bastogne
Umicore Olen BESS	541453169125992853	bestaande SPM met 1 MW \geq Pmax < 25 MW	yes	26/09/2023	Umicore _ Olen	Kasteelstraat 7 2250 Olen