



# CRITÈRES DE PLANIFICATION À LONG TERME DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES À HAUTE TENSION

Mars 2023 (version finale)

1	Introduction.....	4
2	Définitions et objectifs de la planification des réseaux .....	5
2.1	Définitions .....	5
2.2	Objectifs de la planification des réseaux.....	6
3	Cadre de la planification long terme .....	6
3.1	Horizon de planification.....	6
3.2	Etat réseau.....	7
3.3	Configuration du réseau et dégradations possibles .....	7
3.4	scénarios de charge et de production et FLEXIBILITÉ .....	7
3.5	Scénario de transit.....	8
4	Méthodologies et critères d'évaluation technique .....	8
4.1	Généralités.....	8
4.2	Contingences.....	8
4.2.1	Généralités .....	8
4.2.2	Principe général du critère N-1.....	9
4.2.3	Situation normale.....	9
4.2.4	Contingence simple.....	10
4.2.5	Contingence double .....	10
4.2.6	Contingence simple+maintenance.....	10
4.2.7	contingence non simultanée .....	10
4.2.8	contingence exceptionnelle.....	11
5	Considérations additionnelles relatives réseau à haute tension .....	12
5.1	Critère de planification N-1 du réseau à haute tension 380 kV et 220 kV. ....	12
5.1.1	Généralités .....	12
5.1.2	Liaisons internationales .....	12
5.1.3	Réseau sur le territoire national .....	13
5.2	Critère de planification N-1 du réseau à haute tension 110 et 65 kV.....	14
5.2.1	Généralités .....	14
5.2.2	Perte d'un poste de transformation ou d'un système multibarre.....	14
5.2.3	Transformateurs .....	14

5.2.4	Lignes aériennes .....	14
5.2.5	Câbles enterrés.....	14

# 1 INTRODUCTION

Creos est propriétaire et gestionnaire du réseau de transport haute tension au Luxembourg. Sa mission consiste à exploiter de façon sûre et fiable son réseau de transport et d'assurer, dans le cadre de la législation en vigueur, la sécurité de l'approvisionnement en énergie des clients finaux. A côté d'une gestion efficace de l'infrastructure et des clients y raccordés, Creos est responsable de la planification, la réalisation, l'extension, l'entretien et du dépannage de ses infrastructures.

Au niveau du réseau électrique, le développement des infrastructures nationales est basé sur des plans d'investissement décennaux qui ont pour objectif d'anticiper les évolutions de production et de consommation d'énergie. Le présent document a pour objectif de définir les critères de planification à long terme des réseaux électriques à haute tension sur base desquels sont établis les plans de développement.

Les principes de planification à long terme sont axés autour de 3 objectifs principaux. Ces derniers s'inscrivent dans la lignée des textes nationaux (loi du 1<sup>er</sup> août 2007 sur l'organisation du marché de l'électricité {Mémorial A, N° 152 du 21 août 2007}, modifiée par la loi du 7 août 2012 {Mémorial A, N° 178 du 22 août 2012}) ainsi que de la politique énergétique de l'Union Européenne.

- 1<sup>er</sup> objectif: sécurité d'approvisionnement:

La sécurité d'approvisionnement des réseaux haute tension luxembourgeois fait référence à la sécurité des infrastructures de transmission de l'énergie électrique. La perte d'un élément quelconque du réseau à haute tension ne doit pas entraîner de perte de consommateurs. Cette notion, communément appelée critère n-1, est décrite plus en détail au paragraphe 4.2.2. De plus, cette dernière s'appuie sur le développement des infrastructures et des interconnexions afin d'assurer l'approvisionnement des consommateurs au sein du pays.

Le niveau de sécurité doit être garanti dans des limites économiquement justifiables. La planification des réseaux à haute tension doit s'aligner sur des règles de conception transfrontalières telles que définies par Entso-e<sup>1</sup> tout en considérant les particularités géographiques et économiques propres à chaque pays. Par ailleurs, la conception du réseau doit être conforme aux prescriptions techniques<sup>2</sup> en vigueur et s'accorder sur les principes opérationnels des systèmes<sup>3</sup>. Le cas échéant, les présents critères sont à réévaluer en fonction des contraintes futures des autorités compétentes luxembourgeoises ainsi que de l'expérience résultant d'événements critiques survenus.

Dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement, les capacités d'interconnexion transfrontalières sont d'une importance majeure étant donné que le Luxembourg ne dispose pas de capacités de production suffisantes afin d'assurer les besoins nécessaires à sa propre consommation.

- 2<sup>e</sup> objectif: développement durable:

Creos accorde toute son attention au respect de l'environnement en privilégiant des solutions dont l'impact au niveau environnemental et aménagement du territoire sont minimales. La politique de développement du réseau tient compte de l'accroissement des sources d'énergie renouvelable.

---

<sup>1</sup> Voir Ten Year Network Development Plan sur le site de Entso-e ([www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu))

<sup>2</sup> Voir Technische Anschlussbedingungen für Hochspannungsschaltanlagen im Großherzogtum Luxemburg (TAB Hochspannung)

<sup>3</sup> Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation

- 3<sup>e</sup> objectif: efficacité économique:

Les investissements visant à maintenir la sécurité du réseau sont sujet à une analyse coût-bénéfice visant à limiter le coût répercuté sur le consommateur final.

L'accès au réseau aux consommateurs, fournisseurs et producteurs existants ainsi qu'aux nouveaux entrants est assuré de manière non discriminatoire.

Afin de faciliter les échanges transfrontaliers d'énergie, Creos collabore activement à la réalisation d'un marché énergétique européen intégré.

- 4 objectif: innovation:

Pour activer toutes les flexibilités possibles, le déploiement et l'utilisation de nouvelles technologies, qui rendent les réseaux plus réactifs et intelligents, est indispensable. Creos a la ferme volonté de promouvoir tout moyen innovant afin d'utiliser au mieux les infrastructures réseau existantes et d'éviter tout renforcement inutile.

Les principes de planification sont tributaires de facteurs internes et externes aux gestionnaires de réseaux. Deux facteurs internes influencent principalement le développement des réseaux.

- Le premier est lié à l'exploitation du réseau et au remplacement des infrastructures existantes en fin de vie.
- Le second est déterminé par l'évolution future du réseau en prévision des consommations et injections ainsi que des contraintes techniques et économiques.

Les facteurs externes se réfèrent principalement aux contraintes liées à l'augmentation de la demande ainsi qu'aux besoins de raccordement des installations de production. Ces facteurs sont liés aux objectifs futurs économiques ou sociétaux.

Les initiatives de promotion des énergies renouvelables ou encore la croissance des échanges transfrontaliers des capacités de production en sont deux exemples.

L'évaluation des besoins futurs doit se baser sur des scénarios concertés en fonction des politiques européennes communes prenant en compte à titre non exhaustif:

- *Le changement structurel général des réseaux à moyen et long terme*
- *L'intégration des énergies renouvelables*
- *Les flux transfrontaliers et intra frontaliers*
- *Les nouvelles capacités de production ou de stockage*

Les contraintes des différents utilisateurs sont à considérer de manière non discriminatoire. Le présent document s'applique aux actuels réseaux de transmission 380 kV, 220 kV, 110kV et 65 kV.

## 2 DÉFINITIONS ET OBJECTIFS DE LA PLANIFICATION DES RÉSEAUX

### 2.1 DÉFINITIONS

La **planification de l'extension des réseaux** s'aligne sur une vision à moyen et à long-terme, basée sur le réseau existant. Dues aux incertitudes d'une planification à long-terme, différents scénarios sur l'évolution possible de la demande et de la production sont à analyser. Des cas d'utilisation extrêmes des réseaux projetés sont à considérer (worst-case scenarios). Les résultats doivent comporter une marge suffisante dans les différents cas d'utilisation.

La **planification opérationnelle** se focalise sur des travaux d'entretien à moyen et court terme et des travaux à proximité des ouvrages. Il s'agit de planifications opérationnelles hebdomadaires ou journalières. L'estimation de charges prévisionnelles des réseaux est concrète et basée sur des estimations ou prévisions sûres. Par conséquent, les imprévus et les différents cas de figure à évaluer sont limités.

La **gestion opérationnelle** du réseau est déterminée par les étapes de planification précitée. L'adéquation de la charge, des injections des installations de production, des injections des réseaux limitrophes et des flux de transit sont à garantir en fonction des différentes configurations du réseau. La sécurité du réseau est à évaluer en continu.

Le présent document n'aborde que la planification à long terme des réseaux.

## 2.2 OBJECTIFS DE LA PLANIFICATION DES RÉSEAUX

L'objectif principal d'une planification réseaux est de développer à moyen et long terme le réseau de manière à garantir un fonctionnement sûr de ce dernier. Les directives, lois et réglementations énumérées ci-après, ainsi que les aspects suivants doivent être considérés:

- Les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité selon la directive européenne (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 modifiant la directive 2012/27/UE
- Les obligations du gestionnaire de réseau résultant de la loi du 3 février 2021 modifiant la loi du 1er août 2007 sur l'organisation du marché de l'électricité {Mémorial A, N° 152 du 21 août 2007}, modifiée par la loi du 1 août 2021 {Mémorial A, N° 94 du 5 février 2021};
- Les moyens financiers accordés par le régulateur;
- Les délais d'obtention des autorisations administratives;
- La stabilité du réseau;
- La sécurité d'approvisionnement des clients finaux;
- La sécurité des réseaux transfrontaliers;
- La sécurité des personnes et des biens;
- Le respect des contraintes environnementales et d'un développement durable.

## 3 CADRE DE LA PLANIFICATION LONG TERME

### 3.1 HORIZON DE PLANIFICATION

En fonction des objectifs recherchés, la planification peut être séparée en deux principales étapes :

- Les investissements à court et moyen terme sur un délai de cinq ans comprennent des projets déjà planifiés ou autorisés,
- Les concepts et études à long terme sur un horizon dépassant en général 10 ans et plus comprennent tous les projets futurs, autorisés ou non. Les études à long terme sont basées sur l'évolution de la charge, l'évolution des installations de production, la répartition géographique de la charge, l'évolution des impacts énergétiques (l'efficacité, la réduction de CO2, etc.) ainsi que des études de simulation de réseaux.

## 3.2 ETAT RÉSEAU

L'état du réseau doit être simulé pour tous les cas de figure jugés critiques pouvant survenir au cours d'une année (charges, contingences), y compris les cas extrêmes peu probables.

## 3.3 CONFIGURATION DU RÉSEAU ET DÉGRADATIONS POSSIBLES

Les éléments critiques du réseau peuvent être subdivisés en différents groupes d'équipements présentant des caractéristiques similaires.

- *Lignes aériennes (supports / pylônes, isolateurs, conducteurs, etc.);*
- *Lignes souterraines (câbles, garnitures, etc.) ;*
- *Equipements postes de transformation et de répartition ;*
- *Equipements nécessaires au contrôle des flux (PST) et équipements y afférents ;*
- *Unités de production.*

Les calculs réseau doivent être effectués en prenant en compte les défaillances ou non-disponibilités des éléments du réseau. Les différents cas de figure jugés probables ou peu probables mais possible sont à évaluer en tenant compte des différentes durées de non-disponibilité des équipements pour défaut, maintenance ou remplacement.

Les travaux de maintenance ou de terrassement à proximité des lignes peuvent engendrer la mise hors tension des éléments pour des raisons de sécurité.

Le cas échéant, des combinaisons de non-disponibilités des différents éléments et/ou d'éléments similaires sont à prendre en compte.

## 3.4 SCÉNARIOS DE CHARGE ET DE PRODUCTION ET FLEXIBILITÉ

Des analyses de flux de charge sont à calculer pour charges maximales estimées sur 10 ans et 20 ans durant toute une année en tenant compte des effets saisonniers.

L'impact des variations de charges et d'injections locales, principalement les productions décentralisées tels que les parcs éoliens (minimum et maximum) sont à évaluer régionalement ainsi que les flux résultant des modes opératoires des unités de production (stations de pompage, centrales thermiques, renouvelables...).

Les estimations de consommation et de production sont basées sur des prévisions prenant en compte l'évolution de la charge de consommateurs regroupés en catégories ainsi que de données communiquées par les autorités nationales sur base de plan de développement nationaux, comme le Plan national intégré en matière d'énergie et de climat (PNEC) ou des documents de planification réseau européens tel que le TYNDP.

Toutes les flexibilités activables ont été pris en compte lors de l'établissement des projections de consommation et de production future. Plus particulièrement, des flexibilités du côté de la consommation, comme p.ex. le chargement flexible et intelligent de véhicules électriques, la gestion de la demande de clients industriels, le contrôle flexible de pompes à chaleur, et des flexibilités du côté de la production, comme la gestion intelligente de l'injection d'énergie, ont été considérées.

En outre, des installations de stockage d'électricité comme des systèmes de batteries, qui peuvent avoir un effet bénéfique sur les pointes de charge, ont aussi été pris en compte.

La considération de la flexibilité et du stockage d'énergie fait partie intégrante du processus de planification des réseaux Creos.

### 3.5 SCÉNARIO DE TRANSIT

En cas d'interconnexion avec plusieurs pays, la planification du réseau à haute tension 380kV et 220 kV doit prendre en compte les flux transfrontaliers entre les marchés limitrophes sur base des études de marché et d'une modélisation des flux du réseau européen. Parallèlement des cas de flux « marché » extrêmes mais réalistes sont à analyser suivant les différentes topologies opérationnelles du réseau.

## 4 MÉTHODOLOGIES ET CRITÈRES D'ÉVALUATION TECHNIQUE

### 4.1 GÉNÉRALITÉS

La planification des réseaux Creos se fait suivant le principe NOVA, qui est un acronyme allemand pour "optimisation et renforcement avant extension du réseau". Sous ce principe, tout effort est entrepris afin d'utiliser pleinement les capacités existantes des réseaux en utilisant de nouvelles techniques et technologies innovantes comme p.ex. l'optimisation de la topologie, le "Dynamic Line Rating", le passage vers des tensions d'exploitation plus hautes ou le remplacement des conducteurs existants par des conducteurs avancés.

L'application du principe NOVA entraîne que, tout d'abord, toute possibilité d'optimisation du réseau est considérée. Seulement si une optimisation n'aboutit pas à une nette amélioration ou à une augmentation de capacité suffisante, un renforcement du réseau est envisagé. Finalement, si un renforcement réseau, dans les tracés existants, n'est pas techniquement ou économiquement faisable ou n'est pas réalisable pour des raisons liées à la protection de l'environnement, une extension du réseau est étudiée et planifiée.

Le réseau existant et futur doit être capable de résister aux contingences les plus probables sans violation des plages de fréquence et de tension, des limites thermiques et sans causer de déclenchements en cascade.

Différents scénarios et cas de figure sont développés et se basent sur la combinaison d'éléments décrits au chapitre 3 (scénario de charge, dégradations, évolution de charge) en tenant compte de la topologie du réseau et d'un certain nombre de cas pertinents.

### 4.2 CONTINGENCES

#### 4.2.1 GÉNÉRALITÉS

Afin de développer un système de transmission d'énergie fiable pour le futur, des scénarios pour un ensemble de cas de charge, tels que développés au chapitre 3, doivent être testés dans une série de situations dégradées afin de vérifier la robustesse du réseau. Certains cas de situations dégradées sont données à titre d'exemple dans le Tableau 1 -- Critère N-1 appliqué par les gestionnaires de réseaux, en fonction des risques rencontrés au niveau européen. Ces risques sont complétés par une contingence exceptionnelle directement liée à la situation spécifique du Luxembourg.

Tenant compte que la sécurisation et la fiabilisation du réseau sont une entreprise de long terme, Creos oriente ses investissements afin de respecter les situations de contingences explicitées dans les paragraphes suivants et résumées dans le Tableau 2. A noter que pour chaque type de contingence, les paramètres techniques du réseau doivent rester dans des plages de variations acceptables telles que stipulées au chapitre 4.3.



Risque/ éventualité PAS ANORMAL (not unusual)	ANORMAL (rare-unusual)	EXCEPTIONNEL (out of range-very unusual)
1 Ligne de transmission (aérienne et/ou souterraine)	1 Ligne (sur même pylône, evt. deux circuits) si considéré comme anormale dans conception du réseau	2 lignes séparées ou simultanées
1 Transformateur ou 2 Transformateurs raccordés sur 1 même protection	1 Jeu de barre	1 Poste de transformation ou plusieurs jeux de barre Creos
1 Equipement (TI, TP, PST, ...)	1 Unité de production	>1 Unité de production
1 Ligne (sur même pylône, evt. 2 circuits) si considéré comme normale dans conception du réseau		

Entso-e

**Critère N-1 respecté si qualité du réseau « acceptable » suite à un incident sur un élément d'une éventualité « PAS ANORMALE » ou « ANORMALE »**

Tableau 1 -- Critère N-1 appliqué par les gestionnaires de réseaux européens et par Creos

#### 4.2.2 PRINCIPE GÉNÉRAL DU CRITÈRE N-1

Pour chaque événement probable qui conduit à la perte d'éléments réseaux, le système de transport ne doit pas mettre en danger la sécurité de l'exploitation du système interconnecté, c'est-à-dire démarrer une cascade de déclenchements ou la perte de quantité significative de consommation. Les autres composants de réseau qui restent en service devraient être à même de supporter la charge additionnelle ou les changements de génération, les déviations de tension et supporter un régime de stabilité transitoire causé par la défaillance initiale.

#### 4.2.3 SITUATION NORMALE

Dans toutes les conditions de fonctionnement, le système doit être maintenu dans toutes les plages opérationnelles de fonctionnement. Cette vérification est réalisée à l'aide de calculs de flux sur base de scénarios tels que développés au chapitre 3.

---

#### 4.2.4 CONTINGENCE SIMPLE

La contingence simple se réfère à la perte d'un générateur ou d'un élément de transmission (transformateur, ligne, câble). La contingence simple est aussi appelée critère N-1 tel que défini au paragraphe 4.2.1.

Les conséquences sur le système sont explicitées ci-après:

- Aucun délestage ou coupure de charge (consommation) n'est autorisé ;
- Le système doit rester stable suite à la perte de l'élément en défaut et les fluctuations de tension et de fréquence doivent rester dans les plages de fonctionnement acceptables;
- Le système doit être à même de revenir dans sa plage de fonctionnement normal.

---

#### 4.2.5 CONTINGENCE DOUBLE

La contingence double se réfère à la perte de deux ternes d'une ligne haute tension (perte pylône par exemple). Cette situation est aussi appelée critère N-2. Les impacts acceptables sur le système sont similaires aux impacts de la contingence simple hormis qu'une perte de consommation peut être acceptable.

La perte de consommation n'est pas acceptable lorsqu'il s'agit:

- De lignes entre deux régions du pays sur lesquelles le transit est important et pour lesquelles il n'existe aucun moyen de réalimentation;
- De lignes 220 kV/380 kV d'interconnexion internationales.

---

#### 4.2.6 CONTINGENCE SIMPLE+MAINTENANCE

La contingence simple et de maintenance se réfère à une contingence simple survenant en même temps que la mise hors service pour maintenance d'un élément haute tension. Les conséquences sont les mêmes que ceux de la contingence simple.

---

#### 4.2.7 CONTINGENCE NON SIMULTANÉE

La contingence non simultanée, appelée aussi critère N-1-1 se réfère à une contingence simple pour lesquelles les mesures d'ajustements ont été prises suivie d'une nouvelle contingence.

Les conséquences sur le système sont explicitées ci-après:

- Le système doit rester dans les conditions d'urgence de charge et de tension directement après la défaillance et revenant en conditions normales de charge et de tension après ajustements ;
- La perte de charge est autorisée ;
- Le système doit rester transitoirement et dynamiquement stable.

#### 4.2.8 CONTINGENCE EXCEPTIONNELLE

La contingence exceptionnelle couvre les défauts jeux de barres conduisant à une perte de deux ou plus d'éléments réseaux. L'impact acceptable sur le système est explicité ci-après :

- Perte de charge (consommateurs) possible et autorisée ;
- Le système doit rester transitoirement et dynamiquement stable ;
- Pas d'effondrement de tension et pas de déclenchements en cascade.

La perte de consommation n'est pas acceptable lorsqu'il s'agit d'un poste d'interconnexion transfrontalière.

Contingences	Élément réseau hors service	Analyse	Conditions système acceptable
conditions normales	tous les éléments réseau en service	Load flow	Système dans des conditions normales de charge et de tension
		court-circuit	respect du dimensionnement des équipements en tout point du réseau
Contingence simple (N-1)	transformateur Ligne HT Câble Générateur <sup>4</sup>	Load flow	Système restant dans les conditions d'urgence de charge et de tension directement après la défaillance et revenant en conditions normales de charge et de tension après ajustements
		analyse dynamique	stable transitoirement et dynamiquement
Contingence double (N-2)	double ligne HT	Load Flow	Système restant dans les conditions d'urgence de charge et de tension directement après la défaillance et revenant en conditions normales de charge et de tension après ajustements
			Perte de charge acceptable sauf pour: lignes d'interconnexion entre régions chargées et lignes d'interconnexion
		analyse dynamique	stable transitoirement et dynamiquement

<sup>4</sup> Générateur : non considéré actuellement, à prendre en compte dans le cadre de développement éventuel de centrales de production sur le territoire luxembourgeois et raccordées sur le réseau de Creos

Contingence simple+maintenance (N-M-1)	Élément réseau HS avec un élément réseau en maintenance	idem contingence simple	idem contingence simple
Contingence non simultanée (N-1-1)	Contingence simple suivie de l'ajustement requis et suivi d'une nouvelle contingence	Load Flow	Système restant dans les conditions d'urgence de charge et de tension directement après la défaillance et revenant en conditions normales de charge et de tension après ajustements
			Perte de charge acceptable
Contingence exceptionnelle	Jeux de barres Poste de transformation	Load flow	Perte de charge acceptable Pas d'effondrement de tension, pas de cascade, pas de surcharge excédant les conditions d'urgence La perte de consommation n'est pas acceptable lorsqu'il s'agit d'un poste d'interconnexion transfrontalière.
		analyse dynamique	stable transitoirement et dynamiquement

Tableau 2 -- Contingences

## 5 CONSIDÉRATIONS ADDITIONNELLES RELATIVES RÉSEAU À HAUTE TENSION

Par rapport aux critères d'évaluation définis dans le chapitre 4, Creos applique, à l'heure actuelle, les considérations additionnelles suivantes pour le développement de ses réseaux haute tension.

### 5.1 CRITÈRE DE PLANIFICATION N-1 DU RÉSEAU À HAUTE TENSION 380 KV ET 220 KV.

#### 5.1.1 GÉNÉRALITÉS

Un ou plusieurs éléments du réseau peuvent nécessiter des durées de réparation ou de maintenance plus importantes. Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement du pays, des critères plus restrictifs par rapport au critère N-1 « standard » sont à adopter pour certains éléments du système. Ces contraintes plus exigeantes ne nécessitent pas obligatoirement la planification du réseau suivant le principe N-2, mais peuvent exiger des mesures opérationnelles additionnelles spécifiques garantissant un niveau de sécurité d'approvisionnement adéquat.

#### 5.1.2 LIAISONS INTERNATIONALES

Compte tenu que le Grand-duché de Luxembourg ne dispose pas, à l'heure actuelle (2022), de moyens de production suffisants, le pays est actuellement tributaire des capacités d'importation via les lignes d'interconnexion allemandes. Dès lors, la sécurité des lignes d'interconnexion ainsi que des postes

transfrontaliers revêt une importance capitale pour la sécurité d’approvisionnement. Les scénarios de contingences doivent dès lors englober les lignes et postes transfrontaliers sur lesquels sont raccordées ces lignes d’interconnexion.

---

### 5.1.3 RÉSEAU SUR LE TERRITOIRE NATIONAL

---

#### 5.1.3.1 PERTE D’UN POSTE DE TRANSFORMATION OU D’UN SYSTÈME MULTIBARRE

La perte d’un poste de transformation réseau ou d’un système multibarre est considérée comme exceptionnelle (p.ex. acte terroriste, chute d’avion, incendie) comme indiqué au tableau 1. Cependant, comme le réseau luxembourgeois n’est pas fortement maillé, la perte d’un poste de transformation intégré dans le réseau 220 ou futur 380 kV a des conséquences néfastes sur l’approvisionnement du pays. La perte complète d’un poste pourrait engendrer une perte considérable de consommateurs.

---

#### 5.1.3.2 TRANSFORMATEURS

Suivant les exigences de conception des gestionnaires de réseaux, on pourrait déroger à l’application du critère N-1 dans le cas d’une remise en service rapide de l’ordre de quelques heures. Cependant, les travaux de réparation et d’entretien sur les transformateurs nécessitent en général des durées de non-disponibilités prolongées (de l’ordre de plusieurs semaines). Dès lors, ces indisponibilités prolongées des transformateurs 220/65 kV et futurs 380/220 kV, nécessitent une sécurisation N-1 et de maintenance (N-M-1) pour les cas où un appui par le réseau sous-jacent, respectivement un transformateur de réserve, ne serait pas disponible.

Les présents critères ne s’appliquent pas aux transformateurs vers des niveaux de tension inférieurs au 65 kV.

---

#### 5.1.3.3 LIGNES AÉRIENNES

Pour les lignes 380kV et 220 kV comprenant plusieurs circuits sur un même pylône, la perte simultanée des circuits est à considérer. Ce type d’incident, suite par exemple à la ruine subite d’un pylône ou à un court-circuit entre deux circuits causé par la foudre doit être considéré comme une contingence de niveau N-2. Etant donné que le réseau luxembourgeois n’est pas fortement maillé, la perte complète d’un pylône pourrait engendrer une perte considérable de consommateurs. L’augmentation du maillage/bouclage du réseau 220kV ainsi que les interconnexions 3 permettront de limiter l’impact de ce type d’événement.

---

#### 5.1.3.4 CÂBLES ENTERRÉS

Les interventions sur des câbles enterrés nécessitent des durées d’interventions importantes (quelques jours à quelques semaines), une sécurisation supplémentaire des tronçons à câbles des lignes d’interconnexion est donc à prévoir. Afin d’éviter l’endommagement simultané des câbles redondants suite à, par exemple des travaux de forage, des protections ou mesures appropriées sont à prévoir (tracés distincts, mesures de protection de tracés, surveillance continue des travaux à proximité des lignes)

## 5.2 CRITÈRE DE PLANIFICATION N-1 DU RÉSEAU À HAUTE TENSION 110 ET 65 KV

### 5.2.1 GÉNÉRALITÉS

Le réseau 110 et 65 kV assure essentiellement l’approvisionnement régional et sert de support opérationnel au réseau 220 kV. Bien que ce réseau soit fortement maillé, les mêmes principes de planification à l’égard de l’application des critères de contingence sont à considérer.

### 5.2.2 PERTE D’UN POSTE DE TRANSFORMATION OU D’UN SYSTÈME MULTIBARRE

La perte d’un poste de transformation est à considérer dans l’analyse de contingences.

### 5.2.3 TRANSFORMATEURS

Voir paragraphe 5.1.3.2

### 5.2.4 LIGNES AÉRIENNES

Les lignes aériennes sont sécurisées selon le critère N-1.

### 5.2.5 CÂBLES ENTERRÉS

Les câbles sont sécurisés selon le critère N-1. Néanmoins, les interventions sur des câbles enterrés nécessitant des durées d’interventions importantes, une sécurisation N-1-1 peut être envisagée pour certains tronçons sensibles où la perte d’alimentation engendrerait des risques non acceptables.