



UNITED NATIONS  
INDUSTRIAL DEVELOPMENT ORGANIZATION



# Directives techniques pour le développement de la petite hydroélectricité **CONCEPTION**

## **Partie 6-2 : Système électrique**

SHP/TG 002-6-2: 2019



## **CLAUSE DE NON-RESPONSABILITÉ**

Le présent document n'a pas été revu par les services d'édition de l'Organisation des Nations Unies. Les appellations employées dans le présent document et la présentation des données qui y figurent n'impliquent de la part du Secrétariat de l'Organisation des Nations Unies pour le développement industriel (ONUDI) aucune prise de position quant au statut juridique des pays, territoires, villes ou zones, ou de leurs autorités, ni quant au tracé de leurs frontières ou limites, ou à leur système économique ou degré de développement. Les qualificatifs tels que « développé », « industrialisé » et « en développement » ne sont employés que pour des raisons de commodité statistique et n'expriment pas nécessairement un jugement sur le stade de développement atteint par un pays ou par une zone particulière. La mention de noms de sociétés ou de produits commerciaux ne signifie pas que l'ONUDI approuve lesdites sociétés ou produits. Bien que les auteurs du présent document aient veillé avec le plus grand soin à l'exactitude des informations y figurant, l'ONUDI et ses États Membres n'assument aucune responsabilité en ce qui concerne les conséquences qui pourraient découler de leur utilisation. Le présent document peut être cité ou réimprimé librement, mais la mention de la source est requise.

Directives techniques pour le  
développement de la petite hydroélectricité  
**CONCEPTION**

**Partie 6-2 : Système électrique**

**SHP/TG 002-6-2: 2019**

## REMERCIEMENTS

Les directives techniques sont le fruit d'une collaboration entre l'Organisation des Nations unies pour le développement industriel (ONUDI) et le Réseau international sur les petites centrales hydroélectriques (INSHP). Environ 80 experts internationaux et 40 organismes internationaux ont participé à l'élaboration et à l'examen par les pairs du document, fournissant observations et suggestions concrètes pour garantir le professionnalisme et l'applicabilité des directives.

L'ONUDI et le Centre International sur la Petite Hydraulique apprécient grandement les contributions apportées lors de l'élaboration de ces directives et en particulier celles des organisations internationales suivantes :

- Le marché commun de l'Afrique orientale et australe (COMESA)
- Le réseau mondial de centres régionaux pour les énergies renouvelables (GN-SEC), en particulier le Centre de la CEDEAO pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (ECREEE), le Centre d'Afrique de l'Est pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (EACREEE), le Centre du Pacifique pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (PCREEE) et le Centre des Caraïbes pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (CCREEE).

Le gouvernement chinois a facilité la finalisation de ces directives et a joué un rôle important dans leur élaboration.

L'élaboration de ces directives a grandement bénéficié des apports précieux, de la révision, des commentaires constructifs et des contributions reçues de M. Adnan Ahmed Shawky Atwa, M. Adoyi John Ochigbo, M. Arun Kumar, M. Atul Sarthak, M. Bassey Edet Nkposong, M. Bernardo Calzadilla-Sarmiento, Mme. Arun Kumar, M. Atul Sarthak, M. Bassey Edet Nkposong, M. Bernardo Calzadilla-Sarmiento, Mme Chang Fangyuan, M. Chen Changjun, Mme Chen Hongying, M. Chen Xiaodong, Mme Chen Yan, Mme Chen Yueqing, Mme Cheng Xialei, Mme Chileshe Kapaya Matantilo, Chileshe Kapaya Matantilo, Mme Chileshe Mpundu Kapwepwe, M. Deogratias Kamweya, M. Dolwin Khan, M. Dong Guofeng, M. Ejaz Hussain Butt, Mme Eva Kremere, Mme Fang Lin, M. Fu Liangliang, M. Garaio Donald Gafiye, M. Guei Guillaume Fulbert Kouhie, M. Guo Chenguang, M. Guo Hongyou, M. Harold John Annegam, Mme Hou ling, M. Hu Jianwei, Mme Hu Xiaobo, M. Hu Yunchu, M. Huang Haiyang, M. Huang Zhengmin, Mme Januka Gyawali, M. Jiang Songkun, M. K. M. Dharesan Unnithan, M. Kipyego Cheluget, M. Kolade Esan, M. Lamyser Castellanos Rigoberto, M. Li Zhiwu, Mme Li Hui, M. Li Xiaoyong, Mme Li Jingjing, Mme Li Sa, M. Li Zhenggui, Mme Liang Hong, M. Liang Yong, M. Lin Xuxin, M. Liu Deyou, M. Liu Heng, M. Louis Philippe Jacques Tavernier, Li Zhenggui, Mme Liang Hong, M. Liang Yong, M. Lin Xuxin, M. Liu Deyou, M. Liu Heng, M. Louis Philippe Jacques Tavernier, Mme Lu Xiaoyan, M. Lv Jianping, M. Manuel Mattiat, M. Martin Lugmayr, M. Mohamedain SeifElnasr, M. Mundia Simainga, M. Mukayi Musarurwa, M. Olumide TaiwoAlade, M. Ou Chuanqi, Mme. Pan Weiping, M. Ralf Steffen Kaeser, M. Rudolf Hupfl, M. Rui Jun, M. Rao Dayi, M. Sandeep Kher, M. Sergio Armando Trelles Jasso, M. Sindiso Ngwenga, M. Sidney Kilmete, Mme Sitraka Zaraso Rakotomahefa, M. Shang Zhihong, M. Shen Cunke, M. Shi Rongqing, Mme Sanja Komadina, M. Tareqemtairah, M. Tokihiko Fujimoto, M. Tovoniaina Ramanantsoa Andriampaniry, M. Tan Xiangqing, M. Tong Leyi, M. Wang Xinliang, M. Wang Fuyun, M. Wang Baoluo, M. Wei Jianghui, M. Wu Cong, Mme Xie Lihua, M. Xiong Jie, Mme Xu Jie, Mme Xu Xiaoyan, M. Xu Wei, M. Yohane Mukabe, M. Yan Wenjiao, M. Yang Weijun, Mme Yan Li, M. Yao Shenghong, M. Zeng Jingnian, M. Zhao Guojun, M. Zhang Min, M. Zhang Min, M. Wang Baoluo, M. Weianghui, M. Wu Cong, Mme. Zhang Min, M. Zhang Liansheng, M. Zhang Zhenzhong, M. Zhang Xiaowen, Mme Zhang Yingnan, M. Zheng Liang, M. Zheng Yu, M. Zhou Shuhua, Mme Zhu Mingjuan.

Les suggestions et les recommandations concernant d'éventuelles mises à jour des directives sont les bienvenues.

## Table des matières

Avant-propos .....	III
Introduction .....	VI
1 Portée .....	1
2 Références normatives .....	1
3 Termes et définitions .....	1
4 Raccordement de la centrale hydroélectrique au système électrique (réseau) .....	1
4.1 Exigences générales .....	1
4.2 Livrables .....	1
5 Conception du câblage électrique principal .....	2
5.1 Exigences générales .....	2
5.2 Type, caractéristiques et applicabilité de la connexion électrique principale .....	3
5.3 Principes de configuration de l'interrupteur de coupure .....	7
6 Calcul du courant de court-circuit .....	7
6.1 Objectif du calcul .....	7
6.2 Principes de base pour le calcul .....	8
7 Sélection du transformateur principal .....	9
7.1 Exigences générales .....	9
7.2 Sélection des paramètres .....	10
7.3 Sélection du mode de refroidissement .....	10
8 Sélection des équipements électriques à haute tension .....	10
8.1 Exigences générales .....	10
8.2 Sélection du disjoncteur haute tension .....	12
8.3 Sélection de l'interrupteur de coupure .....	13
8.4 Sélection du transformateur de courant et du transformateur de tension .....	13
8.5 Sélection de l'interrupteur de charge haute tension et du fusible haute tension .....	15
8.6 Sélection de l'appareillage complet haute tension .....	16
8.7 Sélection et pose du câble .....	17
9 Protection contre les surtensions et mise à la terre .....	17
9.1 Protection contre les surtensions .....	17
9.2 Mise à la terre .....	21
10 Système d'éclairage .....	24
11 Disposition des principaux équipements électriques à l'intérieur et à l'extérieur de la centrale électrique ...	24
12 Protection de relais et équipement automatique de sécurité .....	25
12.1 Exigences générales .....	25
12.2 Protection du générateur .....	27
12.3 Protection du transformateur principal .....	30
12.4 Protection du bus .....	35
12.5 Coordination et interface entre la protection et les autres systèmes .....	36

13	Système d'excitation .....	37
13.1	Sélection du système d'excitation .....	37
13.2	Sélection du mode d'excitation .....	38
13.3	Système d'excitation statique à thyristors auto-excité .....	38
13.4	Indication de champ et interface externe du système d'excitation .....	41
14	Système de surveillance automatique .....	41
14.1	Exigences générales pour la sélection du système de surveillance informatique .....	41
14.2	Exigences techniques pour le système de surveillance informatique.....	42
14.3	Sélection des instruments de mesure et de contrôle .....	42
15	Alimentation électrique de service de la centrale et alimentation électrique de la zone du barrage .....	43
15.1	Source d'énergie de l'alimentation électrique de service de la centrale .....	43
15.2	Sélection de la capacité du transformateur de service de la centrale .....	44
15.3	Alimentation électrique de la zone du barrage .....	44
15.4	Alimentation électrique dans la zone résidentielle (?) .....	45
16	Alimentation électrique opérationnelle en courant continu .....	45
17	Système de surveillance vidéo .....	45
18	Communication .....	45
19	Réparation électrique et essais électriques.....	46

## Avant-propos

L'ONUDI est un organisme spécialisé de l'Organisation des Nations Unies qui vise à promouvoir un développement industriel inclusif et durable à l'échelle mondiale. La pertinence du développement industriel inclusif et durable en tant qu'approche intégrée des trois piliers du développement durable (social, environnemental et économique) est reconnue par le Programme de développement durable à l'horizon 2030 et les objectifs de développement durable (ODD) correspondants, qui encadreront les efforts déployés par les Nations Unies et les pays en faveur d'un développement durable au cours des quinze prochaines années. Le mandat de l'ONUDI en ce qui concerne le développement industriel inclusif et durable répond à la nécessité d'appuyer la création de systèmes énergétiques durables, essentiels au développement économique et social et à l'amélioration de la qualité de vie. Les préoccupations internationales en matière d'énergie et les débats qu'elles suscitent ont pris de l'ampleur au cours des deux dernières décennies, les questions de la réduction de la pauvreté, des risques environnementaux et des changements climatiques occupant désormais le devant de la scène.

Le Centre International sur la Petite Hydraulique est une organisation internationale de coordination et de promotion du développement mondial de la petite hydroélectricité, qui s'appuie sur la participation volontaire de divers acteurs, notamment des points focaux régionaux, sous-régionaux et nationaux, ainsi que des institutions, des services publics et des entreprises, et dont l'objectif principal est le bénéfice social. Le Centre International sur la Petite Hydraulique s'emploie à promouvoir le développement mondial des petites centrales hydroélectriques en favorisant la coopération triangulaire, technique et économique, entre les pays en développement, les pays développés et les organisations internationales, en vue d'apporter aux zones rurales des pays en développement des solutions énergétiques adéquates, abordables et respectueuses de l'environnement ; ce qui leur permettra d'accroître les possibilités d'emploi, d'améliorer les conditions environnementales, de réduire la pauvreté, d'élever le niveau de vie des populations et les normes culturelles locales, et d'assurer le développement économique.

L'ONUDI et le Centre International sur la Petite Hydraulique collaborent à l'élaboration du Rapport mondial sur le développement des petites centrales hydroélectriques depuis 2010. D'après ce rapport, en l'état actuel, le développement de la petite hydroélectricité ne permet pas de répondre à la demande dans le monde. L'un des obstacles au développement, dans la plupart des pays, est le manque de technologies. L'ONUDI, en collaboration avec le Centre International sur la Petite Hydraulique et des experts issus de différents pays et organisations internationales, et sur la base d'expériences de développement réussies, a décidé d'établir les Directives techniques pour le développement de la petite hydroélectricité afin de répondre à la demande des États Membres.

Ces directives techniques ont été rédigées conformément aux règles éditoriales énoncées dans la deuxième partie des Directives ISO/IEC (voir [www.iso.org/directives](http://www.iso.org/directives)).

Nous appelons votre attention sur la possibilité que certains éléments de ces directives techniques soient soumis à des droits de brevet. L'ONUDI et le Centre International sur la Petite Hydraulique ne pourront être tenus responsables de l'identification de ces droits de brevet.

## Introduction

La petite hydroélectricité est de plus en plus considérée comme une solution énergétique renouvelable essentielle pour répondre de manière adéquate au défi de l'électrification des zones rurales reculées. Toutefois, si la plupart des pays d'Europe, d'Amérique du Nord et du Sud, ainsi que la Chine, disposent d'une importante capacité installée, le potentiel de la petite hydroélectricité dans de nombreux pays en développement reste inexploité et son développement est souvent entravé par divers facteurs, notamment l'absence de bonnes pratiques et de normes de développement de petites centrales hydroélectriques acceptées à l'échelle mondiale.

Fondées sur l'expertise et les meilleures pratiques en usage dans le monde entier, ces Directives techniques pour le développement de la petite hydroélectricité permettront de remédier aux limites actuelles des réglementations régissant le développement des petites centrales hydroélectriques. L'objectif est que les pays utilisent ces directives convenues pour améliorer leurs politiques actuelles, ainsi que les technologies dont ils disposent et leurs écosystèmes. Les pays disposant de capacités institutionnelles et techniques limitées pourront améliorer leurs connaissances dans le domaine du développement de la petite hydroélectricité, attirant ainsi davantage d'investissements, tout en encourageant la mise en place de politiques favorables qui, à terme, contribueront à accélérer le développement économique au niveau national. Ces Directives techniques seront utiles à tous les pays, mais surtout elles faciliteront l'échange de données d'expérience et de meilleures pratiques entre les pays aux capacités techniques limitées.

Les Directives techniques peuvent servir de principes et de base pour la planification, la conception, la construction et la gestion des petites centrales hydroélectriques dont la capacité n'excède pas 30 MW.

- La section « Termes et définitions » des Directives techniques définit les termes techniques professionnels couramment employés dans le domaine de la petite hydroélectricité.
- La section « Conception » fournit des lignes directrices sur les exigences fondamentales, la méthodologie et les modalités des différentes étapes du projet : sélection du site, hydrologie, géologie, disposition du projet, configurations, calculs énergétiques, hydraulique, sélection des équipements électromécaniques, construction, estimation des coûts des projets, évaluation économique, financement, évaluations sociales et environnementales ; l'objectif étant de déployer les meilleures solutions de conception compte tenu de l'ensemble de ces aspects.
- La section « Unités » des Directives techniques précise les exigences techniques relatives aux turbines, aux générateurs, aux systèmes de régulation des turbines hydroélectriques, aux systèmes d'excitation, aux vannes principales et aux systèmes de surveillance, de contrôle, de protection et d'alimentation électrique en courant continu des petites centrales hydroélectriques.
- La section « Construction » des Directives techniques peut servir de document de référence technique pour la construction de petites centrales hydroélectriques.
- La section « Gestion » des Directives techniques fournit des orientations techniques pour la gestion, l'exploitation et la maintenance, la rénovation technique et l'acceptation des projets de petites centrales hydroélectriques.



# Directives techniques pour le développement de la petite hydroélectricité-

## Conception

### Partie 6-2 : Système électrique

#### 1 Portée

Cette partie des lignes directrices de conception définit les exigences générales pour la conception du système électrique d'une petite centrale hydroélectrique (PSH), ainsi que les exigences techniques spécifiques pour la sélection et la disposition des connexions au système électrique, la connexion électrique principale, la mise à la terre, l'éclairage, la protection par relais, le système de contrôle et d'autres équipements électriques.

#### 2 Références normatives

Les documents suivants sont mentionnés dans le texte de telle sorte que tout ou partie de leur contenu constitue des exigences du présent document. Dans le cas des références datées, seule l'édition citée est valable. Dans le cas des références non datées, c'est la dernière édition du document visé (modifications comprises) qui est valable.

SHP/TG 001, *Directives techniques pour le développement de la petite hydroélectricité — Termes et définitions.*

#### 3 Termes et définitions

Aux fins du présent document, les termes et définitions figurant dans le document SHP/TG 001 s'appliquent.

#### 4 Raccordement de la centrale hydroélectrique au système électrique (réseau)

##### 4.1 Exigences générales

**4.1.1** Le point de livraison de l'énergie, la tension de transmission, le nombre de lignes de transmission sortantes, la capacité de transmission, le mode de fonctionnement et le format de connexion au réseau doivent être déterminés en prenant en compte les spécificités de la centrale hydroélectrique et les besoins du système électrique.

**4.1.2** La tension de sortie et le nombre de circuits de la ligne de sortie de la centrale électrique doivent être simplifiés autant que possible en tenant compte du système électrique global et des conditions spécifiques du site de la centrale.

**4.1.3** La connexion doit être pensée en considérant à la fois les perspectives à court terme et à long terme. Il est recommandé de développer plusieurs scénarios pour pouvoir les comparer d'un point de vue technique et économique.

## **4.2 Livrables**

**4.2.1** Les résultats de conception suivants doivent être soumis pour la conception du raccordement de la centrale hydroélectrique au système électrique :

- a) Diagramme de connexion du système géographique et schéma unifilaire de câblage ;
- b) Tension de transmission, nombre de circuits de sortie avec leurs niveaux de tension, directions et points de connexion de chaque ligne de sortie, capacité maximale et minimale de transmission et heures d'utilisation maximales annuelles de la charge ;
- c) Exigences du système pour la connexion électrique principale de la centrale électrique, notamment le rôle et la position de la centrale dans le système électrique global et son mode de fonctionnement ;
- d) Exigences relatives au transformateur principal de la centrale électrique, notamment le type et le mode de régulation de tension du transformateur principal, le mode de mise à la terre du point neutre et l'impédance ;
- e) Le cas échéant, préciser si le générateur opère avec une modulation de phase ;
- f) Exigences techniques en ce qui concerne les paramètres du générateur et d'excitation, notamment la tension nominale et sa plage de variation admissible, les facteurs de puissance et leur plage de variation admissible, la réactance transitoire, le rapport de court-circuit, le moment d'inertie, la capacité de charge maximale et la capacité de régulation de phase, le multiple de la valeur de crête de la tension d'excitation et la survitesse ;
- g) Exigences relatives à l'exploitation automatique, à la communication et à la protection par relais de la centrale électrique.

**4.2.2** Si la centrale doit être équipée de réacteurs fonctionnant en parallèle, il est nécessaire de définir leur type, la tension à laquelle ils opéreront, leur capacité et leur mode de connexion au système électrique de la centrale. En plus de ces caractéristiques, il est important de définir les paramètres techniques du réacteur neutre, notamment son niveau d'isolation.

## **5 Conception du câblage électrique principal**

### **5.1 Exigences générales**

Le câblage électrique principal doit répondre aux exigences suivantes :

- a) Le câblage doit assurer une alimentation électrique fiable et de qualité, tant pour les utilisateurs que pour le système électrique en général.
- b) Il doit être conçu de manière à être simple et clair, facile à opérer et à entretenir, tout en offrant une certaine flexibilité.
- c) Il doit être adapté aux besoins de la centrale aussi bien dans ses phases initiales que finales, en prenant en compte la transition progressive entre ces étapes.
- d) Il doit être conçu sur la base des données suivantes :
  - 1) La capacité installée de la centrale électrique, le nombre de turbo-alternateurs, ainsi que des données hydrauliques, telles que la performance de régulation, les heures d'utilisation et la capacité ferme du réservoir ;
  - 2) L'importance de la centrale au sein du système électrique global et son mode de fonctionnement, ce qui suppose s'analyser son impact sur le réseau, lequel est illustré par des diagrammes détaillant le câblage géographique et les caractéristiques d'impédance du système auquel elle est connectée ;
  - 3) Le niveau de tension de la ligne de sortie de la centrale, le nombre de circuits qu'elle comprendra et l'ordre dans lequel ces circuits seront connectés, ainsi que les exigences relatives à la gestion de l'énergie, notamment la manière dont la centrale distribuera l'électricité et gèrera les fluctuations de puissance dans des conditions de fonctionnement maximales ou minimales, et la quantité d'énergie qui sera échangée entre différents niveaux de tension, surtout en cas d'augmentation de la tension ;
  - 4) Le nombre de sources d'alimentation de service de la centrale et la manière dont elles seront connectées, ainsi que la demande en électricité de la zone environnante ;
  - 5) La manière dont la centrale hydroélectrique sera gérée automatiquement et dont elle sera intégrée dans le système de répartition de l'énergie ;
  - 6) Les critères de régulation des différents aspects de la centrale, notamment la régulation de la phase et de la tension, ainsi que la gestion des opérations qui nécessitent une intervention en avance de phase ;
  - 7) Les exigences relatives au contrôle de la tension par le transformateur de la centrale, notamment les limites et les plages de tension dans lesquelles le transformateur doit fonctionner ;
  - 8) Les normes et les mesures à prendre pour assurer que la centrale fonctionne dans une plage de tension stable et contrôlée, minimisant ainsi les risques de surtensions ;
  - 9) La disposition globale du projet, notamment l'agencement des installations et les aspects logistiques liés au transport des matériaux et des équipements.
- e) Dans le processus de conception de la connexion électrique de la centrale au réseau, il est important de prendre en compte les conditions spécifiques d'aménagement du site.

## 5.2 Type, caractéristiques et applicabilité de la connexion électrique principale

Les tableaux 1 et 2 répertorient les différents types de connexion électrique principale d'une petite centrale hydroélectrique, ainsi que leur propriétés techniques et les conditions dans lesquelles ces connexions sont les plus adaptées.

**Tableau 1 Connexion de tension du générateur**


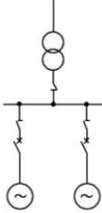
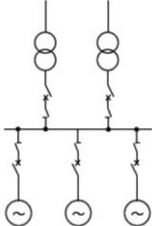
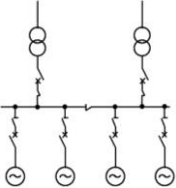
Nom de la connexion	Illustration schématique	Avantages et inconvénients	Applicabilité
Connexion unitaire		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. La capacité du transformateur principal est égale à celle du générateur, ce qui réduit l'étendue des pannes potentielles ;</li> <li>2. La connexion est simple, claire et flexible ;</li> <li>3. Seul l'équipement de tension essentiel est nécessaire, ce qui simplifie la disposition générale ;</li> <li>4. Le système de protection par relais est simple ;</li> <li>5. La configuration nécessite un plus grand nombre de transformateurs principaux et d'équipements électriques à haute tension.</li> </ol>	<p>La connexion unitaire est particulièrement adaptée aux centrales électriques qui nécessitent une haute fiabilité, ainsi qu'aux centrales construites en phases.</p>
Connexion unitaire étendue		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Deux unités (ou plus) connectées à un transformateur principal, ce qui peut augmenter l'étendue des pannes potentielles ;</li> <li>2. La connexion est simple, claire et facile à utiliser et à entretenir ;</li> <li>3. Le côté haute tension du transformateur principal a moins de circuits de sortie.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Recommandée pour les centrales électriques importantes dotées de 4 unités ou plus ;</li> <li>2. Recommandée pour les centrales électriques ordinaires avec une demande énergétique locale relativement faible.</li> </ol>
Connexion à bus unique		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Cette configuration utilise un nombre réduit de transformateurs principaux ;</li> <li>2. Elle nécessite plus de composants pour l'installation de l'appareillage de commutation du générateur ;</li> <li>3. En cas de panne ou de réparation du bus ou de l'interrupteur de coupure qui y est connecté, l'alimentation électrique de toute la centrale peut être coupée.</li> </ol>	<p>Adaptée aux petites centrales hydroélectriques ordinaires avec une charge de proximité relativement importante.</p>
Connexion à bus unique sectionnelle avec interrupteur de coupure		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Si une section du bus ou l'interrupteur de coupure qui y est relié tombe en panne ou nécessite une réparation, la centrale n'a besoin de s'arrêter que brièvement. Après l'ouverture de l'interrupteur de coupure sectionnelle, l'unité connectée à une autre section du bus peut recommencer à envoyer de l'électricité au réseau ;</li> <li>2. Si l'interrupteur de coupure sectionnelle est en panne ou en réparation, cela entraînera l'arrêt complet de la centrale.</li> </ol>	<p>L'utilisation de cet interrupteur peut conduire à des dysfonctionnements lorsqu'il est en charge. C'est pourquoi il est rarement utilisé.</p>

Tableau 1 (suite)

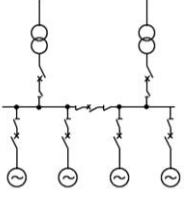
Nom de la connexion	Illustration schématique	Avantages et inconvénients	Applicabilité
Connexion à bus unique sectionnel avec disjoncteur		Si une section du bus ou l'interrupteur de coupure qui y est connecté tombe en panne ou nécessite des réparations, une unité connectée à une section différente du bus peut continuer à fournir de l'électricité au réseau.	1. Adaptée aux petites centrales hydroélectriques qui jouent un rôle important dans le réseau électrique ; 2. Adaptée aux centrales électriques ayant de nombreuses unités génératrices et une charge énergétique importante dans la zone environnante.

Tableau 2 Connexion du côté de la tension accrue


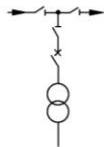
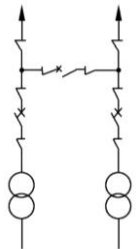
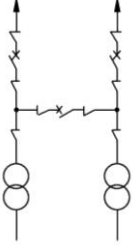
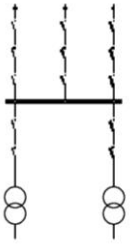
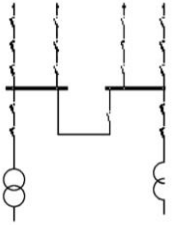
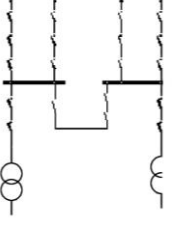
Nom de la connexion	Illustration schématique	Avantages et inconvénients	Applicabilité
Connexion unitaire de ligne de transformateur		1. Cette configuration est la plus simple et celle qui requiert le moins d'équipement ; 2. Si la ligne de transmission tombe en panne ou doit être réparée, le transformateur principal cesse de fonctionner, et inversement.	Recommandée pour les centrales dotées d'un seul circuit de sortie.
Connexion en T		Elle partage les mêmes avantages et inconvénients que la connexion unitaire de ligne de transformateur.	Adaptées aux centrales qui ne jouent pas un rôle majeur dans le réseau électrique et qui sont situées à proximité d'une ligne de transmission.
Connexion en pont externe		1. La connexion est simple et nécessite moins de disjoncteurs haute tension (le nombre de disjoncteurs requis est égal au nombre total de circuits d'entrée et de sortie, moins un) ; 2. Si l'un des transformateurs principaux est défaillant, en inspection ou en réparation, cela n'affecte pas le fonctionnement de l'autre transformateur principal ni de la ligne ; 3. En cas de défaillance ou de réparation d'un circuit de sortie, la centrale doit suspendre la moitié de sa production d'électricité. Cependant, après l'ouverture de l'interrupteur de coupure, il est possible de rediriger toute l'électricité à travers un autre circuit de sortie.	1. Adaptée aux centrales électriques qui ont deux circuits d'entrée et de sortie et où le transformateur principal est fréquemment mis en marche ou arrêté ; 2. Également recommandée dans les situations où il existe un transfert de puissance entre différentes parties de la centrale.

Tableau 2 (suite)

Nom de la connexion	Illustration schématique	Avantages et inconvénients	Applicabilité
Connexion en pont interne		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. La connexion est simple et nécessite moins de disjoncteurs haute tension (le nombre de disjoncteurs requis est égal au nombre total de circuits d'entrée et de sortie, moins un) ;</li> <li>2. Si un circuit de sortie tombe en panne, ou est en inspection ou en réparation, cela n'affecte pas le fonctionnement du transformateur principal ;</li> <li>3. En cas de défaillance ou de réparation d'un transformateur principal, un des circuits de sortie sera temporairement hors service. Toutefois, après l'ouverture de l'interrupteur de coupure du transformateur principal, il est possible de distribuer la moitié de la capacité de la centrale via les deux circuits de sortie.</li> </ol>	<p>Adaptée aux centrales électriques ayant deux circuits d'entrée et de sortie, un nombre d'heures d'utilisation annuel relativement bas, et un transformateur principal qui est fréquemment allumé ou éteint. Cette connexion est également recommandée si la ligne de sortie est longue.</p>
Connexion à bus unique		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Chaque circuit d'entrée ou de sortie est équipé de son propre disjoncteur ;</li> <li>2. Si le bus ou l'interrupteur de coupure qui y est connecté tombe en panne ou doit être inspecté ou réparé, toute la centrale est mise hors tension.</li> </ol>	<p>Adaptée aux centrales hydroélectriques qui ne jouent pas un rôle crucial dans le système électrique global et qui peuvent tolérer des interruptions dans leur fourniture d'électricité. La tension du circuit de sortie est de 35(33) kV ou plus, et le nombre total de circuits de sortie ne devrait pas dépasser 3 à 5.</p>
Connexion à bus unique sectionnelle avec interrupteur de coupure		<p>Si le bus ou l'équipement connecté doit être inspecté et réparé ou s'il tombe en panne, l'ensemble de la station est mis hors tension. Cependant, une fois l'interrupteur de coupure sectionnel ouvert, une autre section du bus peut continuer à fournir de l'énergie. Toutefois, si l'interrupteur de coupure sectionnel lui-même est en inspection, en réparation ou tombe en panne, la station entière est mise hors tension.</p>	<p>Adaptée au même type de centrale que la connexion à bus unique.</p>
Connexion à bus unique sectionnelle avec disjoncteur		<p>Lorsque le bus ou l'équipement connecté est en inspection, en réparation ou tombe en panne, seule la section du bus concernée et le circuit connecté sont mis hors tension.</p>	<p>Adaptée aux centrales électriques dont la tension du circuit de sortie est de 35 (33) kV ou plus et dont le nombre total de circuits de sortie ne dépasse pas 6.</p>

### 5.3 Principes de configuration de l'interrupteur de coupure

**5.3.1** L'interrupteur de coupure de la connexion principale, en particulier pour les phases d'inspection et de réparation des équipements, doit répondre aux exigences suivantes :

- a) En général, l'interrupteur de coupure associé au bus du générateur doit être situé près de la sortie du générateur ;
- b) En ce qui concerne la connexion unitaire étendue, lorsque la ligne de sortie est longue et que le disjoncteur est éloigné de l'unité turbine-générateur, il peut être difficile de démonter le connecteur de bus. Dans ce cas, il est recommandé d'installer un ensemble d'interrupteurs de coupure à la sortie du générateur ;
- c) Pour les interrupteurs de coupure haute tension de 35 (33) kV ou plus, il est nécessaire d'installer un interrupteur de mise à la terre d'un côté ou des deux côtés de l'interrupteur de coupure ;
- d) Pour la ligne d'entrée et de sortie, le transformateur de tension, le parafoudre et le côté disjoncteur du bus de contournement, il est recommandé d'installer des interrupteurs de mise à la terre des deux côtés ;
- e) De manière générale, l'interrupteur de coupure situé de chaque côté du disjoncteur du bus doit avoir un interrupteur de mise à la terre du côté disjoncteur.

**5.3.2** La configuration des interrupteurs de coupure destinés au transformateur de tension, au parafoudre et au circuit associé au parafoudre situé à la sortie haute tension du transformateur principal doit se conformer aux règles suivantes :

- a) Lorsque le transformateur de tension et le parafoudre sont connectés à un bus dont la tension est inférieure à 110 kV, ils peuvent utiliser le même ensemble d'interrupteurs de coupure ;
- b) Il est courant que le parafoudre situé à la sortie haute tension du transformateur principal ne soit pas équipé d'un interrupteur de coupure.
- c) Si un transformateur de tension est installé du côté de la ligne de sortie et qu'il est également utilisé pour la communication et la protection (sauf dans les cas où il est spécifiquement conçu pour ces deux fonctions), il doit être équipé d'un interrupteur de coupure.

## 6 Calcul du courant de court-circuit

### 6.1 Objectif du calcul

Le résultat du calcul du courant de court-circuit doit servir de base à la comparaison et à la sélection du schéma de connexion électrique, à la sélection de l'équipement électrique et du conducteur porteur de courant, à la sélection et au réglage de la protection par relais, et à la conception du système de mise à la terre.

## 6.2 Principes de base pour le calcul

**6.2.1** Le courant de court-circuit utilisé pour vérifier la stabilité dynamique et thermique des conducteurs et de l'équipement électrique, ainsi que pour déterminer le courant de rupture de l'équipement, doit être calculé en fonction de la capacité de conception du projet. Il faut également prendre en compte le plan de développement à long terme du système électrique (généralement sur une période de 5 à 10 ans après l'achèvement du projet).

**6.2.2** Lors de la sélection du courant de court-circuit pour les conducteurs et l'équipement électrique dans le réseau de connexion électrique, il est important de considérer les effets induits par les moteurs asynchrones (qui peuvent avoir un effet de rétroaction) et par le courant de décharge des dispositifs de compensation de capacité.

**6.2.3** Pour choisir les conducteurs et l'équipement électrique, il est nécessaire de sélectionner le point de calcul de court-circuit selon le principe du courant de court-circuit maximal en mode de connexion normal.

**6.2.4** La stabilité dynamique et thermique des conducteurs et de l'équipement électrique, ainsi que le courant de rupture de l'équipement, peuvent être calculés sur la base d'un court-circuit triphasé. Si un court-circuit biphasé à la sortie du générateur, ou un court-circuit monophasé ou biphasé à la terre dans un système avec point neutre directement mis à la terre (et un autotransformateur) est plus grave qu'un court-circuit triphasé, le calcul doit alors se baser sur le scénario le plus grave.

**6.2.5** Seule la réactance de chaque composant (générateurs, transformateurs, réacteurs, circuits, etc.) est prise en compte dans le calcul du courant de court-circuit haute tension.

**6.2.6** Le calcul doit utiliser des valeurs en unités par rapport. En général, on adopte une capacité de référence ( $S_j$ ) de 100 MVA ou de 1 000 MVA et, pour la tension de référence ( $U_j$ ), on utilise la tension moyenne à tous les niveaux.

**6.2.7** Les hypothèses de base pour le calcul sont les suivantes :

- a) En fonctionnement normal, le système triphasé fonctionne de manière symétrique.
- b) Les angles de phase de la force électromotrice de toutes les sources d'énergie sont les mêmes.
- c) Les moteurs synchrones et asynchrones sont considérés comme idéaux, sans prendre en compte les effets de saturation magnétique, de retard magnétique, du vortex du moteur et de l'effet de peau du conducteur. La structure du rotor est entièrement symétrique, la position spatiale de l'enroulement triphasé du stator est décalée de 120 degrés en angle électrique.
- d) Le circuit magnétique de chaque élément du système électrique n'est pas saturé, impliquant que la réactance ne change pas avec le courant.



- e) Toutes les sources d'énergie fonctionnent sous leur charge nominale.
- f) Les générateurs synchrones sont équipés d'un système d'excitation automatique (y compris l'excitation forcée).
- g) Le court-circuit survient lorsque le courant de court-circuit atteint son maximum.
- h) L'impédance de l'arc au point de court-circuit et le courant d'excitation du transformateur ne sont pas considérés.

## **7 Sélection du transformateur principal**

### **7.1 Exigences générales**

**7.1.1** Le transformateur principal doit avoir une capacité supérieure à la capacité de génération du générateur auquel il est connecté. Si les conditions de transport limitent la taille du transformateur, il est possible d'utiliser deux transformateurs triphasés de plus petite capacité en parallèle.

**7.1.2** Il est recommandé d'opter pour des transformateurs qui sont économes en énergie.

**7.1.3** Il est conseillé d'utiliser des transformateurs standardisés.

**7.1.4** Si deux tensions différentes sont utilisées pour transmettre l'électricité au réseau et que la capacité de transmission du côté à tension moyenne représente plus de 20 % de la capacité du transformateur principal, un transformateur à trois bobines ou un autotransformateur peut être envisagé. Dans les cas où l'une des tensions est neutre et n'est pas directement mise à la terre, un transformateur à trois bobines doit être choisi.

**7.1.5** Le type de transformateur principal doit être adapté à l'environnement opérationnel externe. Par exemple, les transformateurs à bain d'huile entièrement clos ne sont pas recommandés dans des environnements où la température varie fortement.

**7.1.6** Le fonctionnement en parallèle des transformateurs doit répondre aux exigences suivantes :

- a) Les bobines doivent être connectées de la même manière.
- b) Les tensions nominales des bobines primaires et secondaires doivent être identiques (avec le même rapport de transformation).
- c) La tension d'impédance est la même.

## 7.2 Sélection des paramètres

7.2.1 La tension d'impédance doit être choisie comme suit :

- a) En général, la tension d'impédance pour les transformateurs biphasés ordinaires doit être choisie conformément aux valeurs spécifiées dans les normes industrielles.
- b) Pour les transformateurs à trois bobines et les autotransformateurs, il est important de prendre en compte la relation positionnelle entre la tension d'impédance maximale et les niveaux de tension haute, moyenne et basse. Cela suppose une approche globale pour déterminer la tension d'impédance appropriée.

7.2.2 La sélection du mode de régulation de la tension et du changement de prises du transformateur principal doit se baser sur les exigences spécifiques du système de connexion de la centrale électrique. La tension du côté basse tension du transformateur principal, lorsqu'il est en mode de régulation de la tension hors charge, doit correspondre à la tension nominale du générateur. La tension de la bobine haute ou moyenne tension du transformateur doit être de 110 % de la tension nominale de l'équipement porteur de courant. Le transformateur doit être équipé de prises ajustables à  $\pm 4 \times 2,5$  %. En cas de régulation de la tension en charge, il faut prévoir des prises ajustables à  $\pm 8 \times 1,25$  %.

7.2.3 Le groupe de connexion pour les transformateurs élévateurs ayant une tension de 35 (33) kV ou plus doit être choisi comme suit :

- a) Pour les transformateurs de puissance triphasés à deux bobines, le groupe de connexion recommandé est YNd11 ou Yd11 ;
- b) Pour les transformateurs de puissance triphasés à trois bobines, le groupe de connexion recommandé est YNYd-12-11.

## 7.3 Sélection du mode de refroidissement

Lorsque les contraintes liées à l'augmentation de température sont respectées, il est conseillé d'opter pour un mode de refroidissement naturel à air avec immersion dans l'huile.

# 8 Sélection des équipements électriques haute tension

## 8.1 Exigences générales

8.1.1 Les équipements électriques haute tension doivent être sélectionnés comme suit :

- a) Les équipements choisis doivent répondre à des normes spécifiques en ce qui concerne leur fonctionnement normal, leur inspection, leur réparation, ainsi que leur capacité à supporter des courts-circuits et des surtensions.
- b) L'équipement doit être adapté aux conditions environnementales locales.

- c) L'équipement sélectionné doit être à la pointe de la technologie tout en étant économiquement viable, et il doit être facile à entretenir.
- d) Il est recommandé de réduire la diversité des types d'équipements utilisés.

**8.1.2** Les équipements électriques haute tension doivent être choisis comme suit :

- a) La sélection des équipements électriques haute tension doit se baser sur les critères énoncés dans le tableau 3.

**Tableau 3 Éléments pour la sélection des équipements électriques haute tension**

No	Élément	Tension nominale (kV)	Courant nominal (A)	Capacité nominale (kVA)	Courant de rupture nominal (kA)	Stabilité du courant de court-circuit	
						Stabilité thermique	Stabilité dynamique
1	Disjoncteur	√	√		√	√	√
2	Interrupteur de coupure	√	√			√	√
3	Transformateur de courant	√	√			√	√
4	Transformateur de tension	√	√				
5	Fusible	√	√		√		
6	Interrupteur de charge	√	√			√	√
7	Réacteur limiteur de courant	√	√			√	√
8	Bobine de suppression d'arc	√	√	√			
9	Isolateur de poteau	√	√				√
10	Traverse de cloison	√	√			√	√

- b) La température ambiante au lieu d'installation de l'équipement électrique peut être sélectionnée en se référant au tableau 4. Lorsque la température ambiante au lieu d'installation de l'équipement électrique dépasse +40 °C (avec une limite maximale de +60 °C), il est recommandé de réduire le courant nominal de 1,8 % pour chaque degré Celsius supplémentaire.

**Tableau 4 Température ambiante pour la sélection de l'équipement électrique**

Lieu d'installation	Température ambiante maximale(°C)	Température ambiante minimale (°C)
Extérieur	Température maximale annuelle	Température minimale annuelle
Réacteur intérieur	Température maximale de ventilation selon la conception de la ventilation	
Autres (intérieur)	Température de conception de la ventilation, ou température maximale moyenne du mois le plus chaud plus 5 °C	

## 8.2 Sélection du disjoncteur haute tension

8.2.1 Les paramètres du disjoncteur doivent être sélectionnés en se référant au tableau 5.

**Tableau 5 Formules de calcul pour la sélection du disjoncteur**

No	Base de sélection	Formule de calcul	Unité	Légende
1	Tension de fonctionnement	$U_{max} \geq U_g$	V	$U_{max}$ : Tension de fonctionnement maximale admissible du disjoncteur ; $U_g$ : Tension de fonctionnement maximale du circuit.
2	Courant de fonctionnement	$I_n \geq I_g$	A	$I_n$ : Courant de fonctionnement à long terme admissible du disjoncteur ; $I_g$ : Courant de fonctionnement continu du circuit.
3	Courant de rupture	$I_{dn} \geq I_{dt}$	kA	$I_{dn}$ : Courant de coupure nominal du disjoncteur ; $I_{dt}$ : Courant de court-circuit du circuit à la seconde t (en général, la valeur t doit être le temps de coupure réel des disjoncteurs, c'est-à-dire la somme du temps d'action de la protection par relais et du temps de coupure propre du disjoncteur).
4	Courant de fermeture	$i_{Gn} \geq i_{ch}$	kA	$i_{Gn}$ : Valeur de crête du courant de fermeture nominal du disjoncteur ; $i_{ch}$ : Valeur de crête du courant d'impact de court-circuit du circuit.
5	Vérification basée sur la stabilité thermique	$Q_t \geq Q_{dt}$ $Q_t = I_t^2 \cdot t$	kA <sup>2</sup> · s	$Q_t$ : Effet thermique admissible du disjoncteur ; $Q_{dt}$ : Effet thermique du courant de court-circuit du circuit à la seconde t ; $I_t$ : Courant de stabilité thermique du disjoncteur ; $t$ : Temps d'action du courant de stabilité thermique.
6	Vérification basée sur la stabilité dynamique	$i_{gf} \geq i_{ch}$	kA	$i_{gf}$ : Valeur de crête du courant limite du disjoncteur.

8.2.2 La sélection du type de disjoncteur doit répondre aux exigences suivantes :

- Pour les circuits ayant une tension de 3 kV ou supérieure, on peut opter pour un disjoncteur à vide ou un disjoncteur au Hexafluorure de Soufre (SF<sub>6</sub>).
- Lorsqu'un disjoncteur à vide est utilisé en tant que disjoncteur de générateur, il doit être accompagné d'un dispositif de protection contre les surtensions ou d'un absorbeur résistance-capacité.
- Si la tension de sortie du générateur est de 400 V, un disjoncteur à air peut être utilisé comme disjoncteur du générateur.

### 8.3 Sélection de l'interrupteur de coupure

8.3.1 Les paramètres de l'interrupteur de coupure doivent être sélectionnés en se basant sur les critères et les formules spécifiques indiqués dans le tableau 6.

**Tableau 6 Formules de calcul pour la sélection de l'interrupteur de coupure**

No	Base de sélection	Formule de calcul	Unité	Légende
1	Tension de fonctionnement	$U_{max} \geq U_g$	V	$U_{max}$ : Tension de fonctionnement maximale admissible de l'interrupteur de coupure ; $U_g$ : Tension de fonctionnement maximale du circuit.
2	Courant de fonctionnement	$I_n \geq I_g$	A	$I_n$ : Courant de fonctionnement à long terme admissible de l'interrupteur de coupure ; $I_g$ : Courant de fonctionnement continu du circuit.
3	Vérifié sur la base de la stabilité thermique	$Q_t \geq Q_{dt}$ $Q_t = I_t^2 \cdot t$	kA <sup>2</sup> · s	$Q_t$ : Effet thermique admissible de l'interrupteur de coupure ; $Q_{dt}$ : Effet thermique du courant de court-circuit du circuit à la seconde t ; $I_t$ : Courant de stabilité thermique de l'interrupteur de coupure ; $t$ : Temps d'action du courant de stabilité thermique.
4	Vérification basée sur la stabilité dynamique	$i_{gf} \geq i_{ch}$	kA	$i_{gf}$ : Valeur de crête du courant limite de l'interrupteur de coupure. $i_{ch}$ : Valeur de crête du courant d'impact de court-circuit du circuit.

8.3.2 Le choix du type d'interrupteur de coupure doit être fait en prenant en compte les critères suivants :

- Le choix du type d'interrupteur de coupure doit être fondé sur une évaluation globale qui prend en compte le lieu d'installation de l'interrupteur, les conditions environnementales du site, le type de dispositif de distribution électrique utilisé et les exigences spécifiques en matière d'agencement des équipements.
- Les interrupteurs de coupure destinés à des tensions de 35 (33) kV et plus, et qui doivent pouvoir être actionnés à distance, doivent être équipés d'un mécanisme de commande électrique. Ils doivent également disposer d'un mécanisme de commande manuelle.

### 8.4 Sélection du transformateur de courant et du transformateur de tension

8.4.1 Les calculs pour la sélection du transformateur de courant doivent être effectués en utilisant les formules indiquées dans le tableau 7.

**Tableau 7 Formules de calcul pour la sélection du transformateur de courant**

No	Base de sélection	Formule de calcul	Unité	Légende
1	Tension de fonctionnement	$U_{max} \geq U_g$	V	$U_{max}$ : Tension de fonctionnement maximale admissible du transformateur de courant ; $U_g$ : Tension de fonctionnement maximale du circuit.
2	Courant de fonctionnement	$I_{n1} \geq I_g$	A	$I_{n1}$ : Courant nominal de la bobine primaire du transformateur de courant ; $I_g$ : Courant de fonctionnement continu du circuit.
3	Vérification basée sur la stabilité thermique	$K_t \geq \frac{I_t}{I_{n1}}$ qui peut également être exprimée comme : $K_t \geq \sqrt{\frac{Q_{dt}}{I_{n1}}} \times 10^3$		$K_t$ : Courant de stabilité thermique du transformateur de courant ; $I_t$ : Courant de stabilité thermique du transformateur de courant (normalement exprimé en 1 seconde) ; $Q_{dt}$ : Effet thermique causé par le courant de court-circuit ( $kA^2 \cdot s$ ).
4	Vérification basée sur la stabilité dynamique	$i_{gf} \geq i_{ch}$ ou $K_d \geq \frac{i_{ch}}{\sqrt{2} I_{n1}} \times 10^3$	kA	$i_{gf}$ : Valeur de crête du courant limite du transformateur de courant ; $i_{ch}$ : Valeur de crête du courant d'impact de court-circuit du circuit ; $K_d$ : Multiplicateur du courant dynamique.
5	Le transformateur de courant doit également être sélectionné et vérifié en fonction des différentes exigences de protection et de mesure, ainsi que de la charge secondaire, du niveau de précision et d'un multiple de 10 %.			

**8.4.2** Le transformateur de tension doit être choisi comme suit :

a) Sélection du type de transformateur de tension :

- 1) Pour les dispositifs de distribution intérieurs d'une tension de 1 kV ou moins, il est recommandé de choisir un transformateur de tension électromagnétique doté d'une isolation solide ou d'une enveloppe plastique.
- 2) Pour les dispositifs de distribution intérieurs de 35 (33) kV, il convient de choisir un transformateur de tension électromagnétique doté d'une isolation solide. Pour les dispositifs de distribution extérieurs de 35 (33) kV, il faut choisir un transformateur de tension électromagnétique doté d'une isolation solide ou à ban d'huile, adapté à l'environnement extérieur ;
- 3) Pour les dispositifs de distribution extérieurs de 66 kV, un transformateur de tension électromagnétique isolé par immersion dans l'huile est préféré ;
- 4) Pour les dispositifs de 110 (132) kV, il est possible de choisir entre un transformateur de tension capacitif ou électromagnétique ;

## b) Sélection des paramètres du transformateur de tension :

- 1) La tension primaire nominale du transformateur de tension doit correspondre à la tension nominale du système électrique dans lequel il est utilisé ;
- 2) La tension secondaire nominale du transformateur de tension doit être choisie en fonction de l'utilisation du transformateur : pour un transformateur monophasé utilisé dans un système triphasé, la tension secondaire nominale doit correspondre à la tension de ligne si le transformateur est utilisé pour connecter des lignes, ou à la tension de phase si le transformateur est utilisé entre une phase et la terre. La tension secondaire nominale de l'enroulement de tension résiduelle du transformateur doit être la tension de ligne si le point neutre du système est efficacement mis à la terre, ou égale à un tiers de la tension de ligne si le point neutre n'est pas efficacement mis à la terre ;
- 3) Les spécifications des enroulements secondaires du transformateur, telles que leur nombre, leur capacité et leur niveau de précision, doivent être choisies de manière à répondre aux besoins de mesure et de protection ainsi qu'aux besoins des dispositifs synchrones et automatiques.

**8.5 Sélection de l'interrupteur de charge haute tension et du fusible haute tension**

**8.5.1** Le commutateur de charge haute tension doit être choisi en se basant sur les critères et les formules de calcul indiqués dans le tableau 8.

**Tableau 8 Formules de calcul pour la sélection du commutateur de charge haute tension**

No	Base de sélection	Formule de calcul	Unité	Légende
1	Tension de fonctionnement	$U_n \geq U_g$	kV	$U_n$ : Tension nominale du commutateur de charge ; $U_g$ : Tension de fonctionnement maximale du circuit.
2	Courant de fonctionnement	$I_n \geq I_g$	A	$I_n$ : Courant nominal du commutateur de charge haute tension ; $I_g$ : Courant de fonctionnement continu du circuit.
3	Courant de rupture	$I_{dn} \geq I$	kA	$I_{dn}$ : Courant de coupure maximal du commutateur de charge haute tension ; $I$ : Courant maximal de surcharge de courte durée du circuit.
4	Vérification basée sur la stabilité thermique	$Q_t \geq Q_{dt}$	$\text{kA}^2 \cdot \text{s}$	$Q_{dt}$ : Effet thermique causé par le courant de court-circuit ( $\text{kA}^2 \cdot \text{s}$ ) ; $Q_t$ : Effet thermique admissible du commutateur de charge.
5	Vérification basée sur la stabilité thermique	$i_{gf} \geq i_{ch}$	kA	$i_{gf}$ : Valeur de crête du courant limite du commutateur de charge ; $i_{ch}$ : Valeur de crête du courant d'impact de court-circuit du circuit.

**8.5.2** Le fusible haute tension doit être choisi à partir du tableau 9.

**Tableau 9 Formules de calcul pour la sélection du fusible haute tension**

No	Base de sélection	Formule de calcul	Unité	Légende
1	Tension de fonctionnement	$U_{max} \geq U_g$	kV	$U_{max}$ : Tension de fonctionnement maximale admissible de l'équipement ; $U_g$ : Tension de fonctionnement du circuit.
2	Courant de fonctionnement	$I_n \geq I_{nj} \geq I_g$	A	$I_n$ : Courant nominal du fusible ; $I_{nj}$ : Courant nominal de fusion ; $I_g$ : Courant de fonctionnement continu du circuit.
3	Capacité de coupure	$S_{dn} \geq S_d$ ou $I_{dn} \geq I_d$		$S_{dn}$ : Capacité de coupure nominale du fusible (MVA) ; $S_d$ : Capacité de court-circuit de zéro seconde (MVA) ; $I_{dn}$ : Courant de rupture nominale du fusible (kA) ; $I_d$ : Courant transitoire secondaire de court-circuit (kA).
4	Caractéristiques de protection	<p>1) Pour les fusibles haute tension utilisés pour protéger les transformateurs de puissance, le courant nominal de fusion doit être déterminé à l'aide de la formule suivante :</p> $I_{nj} = K_{st} I_n$ <p>(Coefficient <math>K_{st}</math>: Si le démarrage automatique du moteur n'est pas pris en compte, le coefficient doit être compris entre 1,1 et 1,3. Si le démarrage automatique du moteur est pris en compte, le coefficient doit être compris entre 1,5 et 2,0. Dans ce contexte, <math>I_n</math> représente le courant nominal côté haute tension du transformateur) ;</p> <p>2) Pour les fusibles destinés à protéger les condensateurs de puissance, le courant nominal de fusion doit être déterminé à l'aide de la formule suivante :</p> <p><math>I_{nj} = K_r I_{nc}</math> (le coefficient <math>K_r</math> varie selon le type de fusible haute tension : Pour un fusible haute tension de type à chute, le coefficient doit être compris entre 1,2 et 1,3. Pour un fusible haute tension de type limitant le courant, si un seul condensateur de puissance est utilisé, le coefficient doit être compris entre 1,5 et 2,0 ; si un groupe de condensateurs de puissance est utilisé, le coefficient doit être compris entre 1,3 et 1,8. <math>I_{nc}</math> est le courant nominal du circuit du condensateur de puissance.)</p>		

**8.6 Sélection de l'appareillage complet haute tension**

L'appareillage complet haute tension doit être sélectionné en fonction des paramètres indiqués dans le tableau 10.

**Tableau 10 Paramètres de performance de l'appareillage complet haute tension**

No	Nom	Paramètre de performance	Remarques
1	Type	Type mobile, type fixe	
2	Tension nominale	3,6, 7,2, 12, 40,5 kV	
3	Courant nominal	630, 1 250, 1 600, 2 000, 2 500, 3 150, 4 000 et 5 000 A	
4	Fréquence nominale	60 Hz, 50 Hz	



Tableau 10 (suite)

No	Nom	Paramètre de performance	Remarques
5	Niveau d'isolation nominal	À déterminer conformément aux normes pertinentes	
6	Courant nominal de rupture de court-circuit	16, 20, 25, 31,5, 40, 50, 63 kA	
7	Courant nominal de fermeture de court-circuit (valeur de crête)	2,5 fois le courant nominal de coupure de court-circuit correspondant	
8	Courant nominal de tenue de courte durée	16, 20, 25, 31,5, 40, 50, 63 kA	
9	Courant nominal de tenue de crête	2,5 fois le courant nominal de tenue de courte correspondant	
10	Durée nominale de court-circuit	La durée nominale de court-circuit est de 4 secondes. Pour l'armoire à interrupteurs haute tension équipée d'un commutateur de charge, cette durée peut être fixée à 2 ou 4 secondes selon les besoins de l'utilisateur.	
11	Tension nominale de la bobine de coupure/fermeture et du circuit auxiliaire	Tensions standard telles que : CC : 110 V, 220 V ; CA : 220 V, 380 V	

## 8.7 Sélection et pose du câble

**8.7.1** Le câble d'alimentation doit être ignifuge. Les câbles haute tension doivent, de préférence, être en polyéthylène réticulé ignifuge. Les câbles blindés ignifuges doivent être utilisés dans les zones susceptibles de subir des dommages mécaniques. Les câbles de commande doivent être des câble ignifuge en cuivre à âme plastique. En cas de nécessité de protection contre les interférences électromagnétiques, il convient de choisir un câble blindé ignifuge.

**8.7.2** Les câbles d'alimentation et de commande doivent être posés séparément. Lorsqu'ils sont installés côte à côte ou sur le même chemin (ou point) de câbles, le câble de commande doit être placé en dessous du câble d'alimentation.

**8.7.3** Les câbles enterrés doivent être à une profondeur d'au moins 700 millimètres. Si la couche de sol gelé est plus épaisse, des mesures supplémentaires doivent être prises pour protéger le câble.

**8.7.4** Les ouvertures par lesquelles les câbles passent, que ce soit dans les murs, les armoires, les sols ou les puits de câble, doivent être scellées avec un matériau ininflammable pour prévenir les risques d'incendie.

## 9 Protection contre les surtensions et mise à la terre

### 9.1 Protection contre les surtensions

**9.1.1** La protection des centrales hydroélectriques contre les surtensions dues à la foudre directe doit répondre aux exigences suivantes :

- a) Le paratonnerre ou le conducteur de protection contre les surtensions dues à la foudre directe doit répondre aux exigences suivantes :
- 1) La zone de protection doit couvrir le poste de commutation, les équipements de commutation, les centrales électriques principales et auxiliaires, ainsi que les bâtiments adjacents ;
  - 2) En général, la centrale principale, la salle de contrôle principale et la salle des dispositifs de distribution d'énergie de la centrale hydroélectrique ne sont pas équipées de dispositifs de protection contre la foudre directe. Dans les zones à forte activité orageuse, la centrale principale, la salle de contrôle principale et la salle des dispositifs de distribution d'énergie doivent être équipées de dispositifs de protection contre la foudre directe. Les paratonnerres ne doivent pas être installés sur les toits des salles de contrôle principales et des salles de commutation jusqu'à 35 kV ;
  - 3) Les paratonnerres installés sur la centrale principale pour protéger d'autres équipements doivent être complétés par des bandes de foudre sur le toit ou des toits métalliques utilisés comme mesures de dérivation pour l'arrête-foudre. Il est recommandé d'utiliser une grille de mise à la terre centralisée et de garder le point de mise à la terre de l'équipement aussi éloigné que possible du point d'entrée au sol du fil de terre du paratonnerre et le fil de terre du paratonnerre aussi éloigné que possible de l'équipement électrique. En outre, des mesures de protection supplémentaires doivent être prises pour minimiser le risque de retour de courant sur l'équipement ;
  - 4) La salle de contrôle principale équipée d'un dispositif de protection contre la foudre directe sur le toit, le toit métallique de la salle des dispositifs de distribution électrique jusqu'à 35 kV ou la structure métallique sur le toit, l'enveloppe métallique des équipements et la peau métallique du câble doivent tous être mis à la terre. Les barres d'armature des toits en béton armé doivent former un réseau soudé et être connectées à la terre. Les toits non conducteurs doivent être protégés par des bandes de foudre, suivant un maillage de 8 à 10 mètres. Des fils de mise à la terre espacés de 10 à 20 mètres doivent être installés et connectés à la grille de mise à la terre principale. Un dispositif de mise à la terre centralisé devrait être installé au point de connexion.
  - 5) Tout élément métallique situé sur le toit des bâtiments, notamment le boîtier métallique des équipements, la peau métallique des câbles et les composants métalliques, doivent être mis à la terre ;
  - 6) Les boîtiers des équipements de la sous-station de commutation à isolation gazeuse (GIS) installés à l'extérieur ne nécessitent pas de dispositifs de protection contre la foudre directe ;
  - 7) Les centrales hydroélectriques et les postes électriques situés dans les vallées doivent être équipés de systèmes de protection contre la foudre.
- b) Les paratonnerres installés sur les structures ou sur les toits doivent être conformes aux exigences suivantes :

- 1) Un paratonnerre doit être installé sur le toit des dispositifs de distribution d'électricité de 110 kV et plus. Dans les zones où la résistivité du sol est supérieure à 1 000  $\Omega$  - m, un paratonnerre indépendant doit être mise en place. Sinon, des mesures doivent être prises pour réduire la résistance de mise à la terre ou améliorer l'isolation, lesquelles doivent être basées sur des calculs spécifiques ;
  - 2) Pour un dispositif de distribution d'électricité de 66 kV, le paratonnerre peut être installé sur la charpente ou sur le toit. Toutefois, si la résistivité du sol dépasse 500  $\Omega$  - m, un paratonnerre indépendant est requis ;
  - 3) Il est déconseillé d'installer des paratonnerres sur la charpente ou sur le toit des dispositifs de distribution haute tension de 35 kV ou moins ;
  - 4) Les paratonnerres installés sur les charpentes doivent être connectés à une grille de mise à la terre et équipés d'un dispositif de mise à la terre centralisé à proximité. Sur les charpentes équipées de paratonnerres, la distance dans l'air entre les parties mises à la terre et sous tension doit respecter une certaine longueur minimale, équivalente à celle de la chaîne d'isolateurs. Dans les zones polluées, si cela est difficile, cette distance peut être ajustée en se basant sur la longueur standard des chaînes d'isolateurs dans des zones non polluées.
- c) Les paratonnerres indépendants doivent être installés comme suit :
- 1) Un dispositif indépendant de mise à la terre doit être installé. Dans les zones où la résistivité du sol est faible, la résistance de terre du dispositif de mise à la terre indépendant ne doit pas dépasser 10 ohms. Si cela s'avère difficile, le dispositif de mise à la terre peut être connecté à la grille de mise à la terre principale. Toutefois, le câble de connexion souterrain entre le paratonnerre et le tapis principal de mise à la terre doit avoir une longueur d'au moins 15 mètres.
  - 2) Pour des raisons de sécurité, les paratonnerres indépendants ne doivent pas être installés dans des zones fréquemment traversées par des piétons. La distance entre le paratonnerre (et son dispositif de mise à la terre) et les voies de circulation ou l'entrée principale doit être d'au moins 3 mètres. Si cette distance ne peut pas être respectée, des mesures d'équilibrage de tension doivent être prises.

**9.1.2** La protection contre les surtensions dues aux ondes de foudre doit répondre aux exigences suivantes :

- a) Sur les lignes de transmission aériennes de 35 (33) kV à 110 (132) kV qui ne disposent pas de conducteurs de foudre sur toute leur longueur, il est nécessaire d'installer des conducteurs de foudre dans la section d'entrée de la sous-station, couvrant une distance de 1 à 2 kilomètres.
- b) Un groupe de parafoudres doit être installé à proximité de l'interrupteur de coupure ou du disjoncteur sur les lignes de transmission entrantes et sortantes de 35 (33) kV à 110 (132) kV.
- c) Pour les lignes entrantes de type câble avec une tension de 35 (33) kV ou plus, un parafoudre doit être installé à l'endroit où le câble de haute tension se connecte à la ligne aérienne. L'extrémité mise à la terre du parafoudre doit être connectée à la peau métallique du câble.

- d) Dans les centrales hydroélectriques dotées de lignes aériennes entrantes et sortantes, les parafoudres installés dans les dispositifs de distribution électrique haute tension ouverts de 35 (33) kV et plus doivent satisfaire aux exigences suivantes :
- 1) Chaque groupe de bus dans ces dispositifs doit être équipé d'un parafoudre. Tous les parafoudres doivent être connectés à la grille de mise à la terre principale de la centrale électrique avec le fil de terre le plus court possible, et un dispositif de mise à la terre centralisé doit être installé à proximité ;
  - 2) Les lignes aériennes entrantes et sortantes équipées de poteaux et de tours à double circuit sont susceptibles d'être frappées simultanément par la foudre. Lors de la détermination de la distance électrique maximale entre les parafoudres et les transformateurs, il faut considérer ces lignes comme un seul circuit. Il est recommandé d'éviter de déconnecter l'un des circuits pendant les orages.
- e) Lorsque les points neutres des transformateurs ne sont pas reliés à la terre et sont classés comme isolés sans dégagement de protection, il est nécessaire d'installer un parafoudre en oxyde métallique au point neutre. Si le système de mise à la terre a une haute résistance, et que le point neutre du transformateur n'est pas relié à la terre (mais que la bobine d'arc suppression est reliée à la terre), ce point neutre doit également être équipé d'un parafoudre en oxyde métallique.
- f) Dans le cas de transformateurs auto-triphasés connectés à des lignes aériennes, si l'enroulement basse tension (y compris dans les transformateurs triphasés connectés à deux moteurs) peut fonctionner en circuit ouvert et si les transformateurs biphasés de la centrale hydroélectrique alimentent le service de la station en sens inverse via le côté haute tension en cas de coupure du générateur, alors un parafoudre doit être installé sur la ligne de sortie de l'enroulement basse tension du transformateur. Cependant, si cet enroulement est connecté à un câble à peau métallique d'une longueur d'au moins 25 mètres, l'installation du parafoudre peut être omise.
- g) La protection de la sous-station de commutation à isolation gazeuse (GIS) contre les surtensions dues aux ondes de foudre doit répondre aux exigences suivantes :
- 1) Pour ce qui est de la sous-station de commutation à isolation gazeuse sans segment de câble sur la ligne entrante, un parafoudre en oxyde métallique doit être installé là où le tuyau de la sous-station de commutation à isolation gazeuse se connecte à la ligne aérienne, et son extrémité mise à la terre doit être reliée au boîtier métallique du tuyau ;
  - 2) Dans le cas d'une sous-station de commutation à isolation gazeuse avec des segments de câble sur la ligne entrante, un parafoudre à oxyde métallique doit être placé au point de connexion entre les segments de câble et la ligne aérienne, et son extrémité mise à la terre doit être connectée à la peau métallique du câble. Si câble à trois cœurs est utilisé, la peau métallique de l'extrémité du câble doit être connectée et mise à la terre avec le boîtier métallique du tuyau de la sous-station de commutation à isolation gazeuse, tandis que dans le cas d'un câble à un seul cœur, il convient d'utiliser un protecteur de câble en oxyde métallique pour la mise à la terre ;

- 3) La décision d'installer ou non un parafoudre en oxyde métallique dans la sous-station de commutation à isolation gazeuse, où toute la longueur de la ligne entrante est en câble, dépend de l'évaluation du risque que l'onde de surtension de foudre atteigne l'autre extrémité du câble.

**9.2 Mise à la terre**

**9.2.1** La résistance de terre doit répondre aux exigences suivantes :

- a) La résistance de terre d'un système de mise à la terre efficace doit satisfaire aux exigences suivantes :

$$R \leq 2\,000/I \quad \dots\dots\dots ( 1 )$$

où

*R* est la résistance maximale de terre, compte tenu des variations saisonnières, en ohms ( $\Omega$ ) ;  
*I* est le courant maximal qui entre dans le sol via le dispositif de mise à la terre utilisé pour le calcul, exprimé en ampères (A) en valeur efficace.

- b) La résistance de terre (*R*) dans un système de mise à la terre qui n'est pas directement relié à la terre

$$R \leq 120/I \quad \dots\dots\dots ( 2 )$$

ne doit pas dépasser 4 Q.

**9.2.2** Il existe plusieurs méthodes pour réduire la résistance de terre dans les installations hydroélectriques :

- a) Les centrales hydroélectriques peuvent être équipées de dispositifs de mise à la terre manuels sous-marins, tels que dans les réservoirs d'eau, les batardeaux en amont, les tunnels de dérivation utilisés pour la construction, le canal d'eau de queue, la rivière en aval ou une source d'eau à faible résistivité située à proximité. Un tel dispositif doit être installé dans les zones situées sous le niveau d'eau minimum dans le réservoir ou dans le système de dérivation.
- b) Lorsqu'une zone à faible résistivité du sol ou une source d'eau est disponible à proximité de la centrale hydroélectrique, des mesures de mise à la terre externes peuvent être adoptées pour réduire la résistance de terre.
- c) Lorsque la résistivité du sol souterrain de la centrale hydroélectrique et de ses zones avoisinantes est faible ou qu'il y a de l'eau souterraine, tandis que la résistivité du sol en surface est élevée, une mise à la terre par puits profond est appropriée.
- d) Dans les cas où ni la mise à la terre par puits profond ni les mesures externes ne sont possibles, et si la superficie de la grille de mise à la terre n'est pas trop étendue, des mesures manuelles établies en fonction des conditions sur place et sur la base d'une analyse technique et économique peuvent être adoptées. Ces mesures incluent l'utilisation d'agents réducteurs de résistance, de pôles d'électrolyse, et le remplacement du sol par des matériaux à faible résistivité.

**9.2.3** Le dispositif de distribution électrique haute tension doit être équipé d'un tapis d'égalisation de tension. Ce tapis doit être conçu comme suit :

- a) Le bord extérieur du tapis doit être fermé et chaque angle doit être arrondi, avec un rayon d'arc qui ne doit pas être inférieur à la moitié de l'intervalle entre les sangles d'égalisation de tension. Une sangle d'égalisation horizontale doit être intégrée dans le tapis, à une profondeur d'enterrement de 0, à 0,8 mètre ;
- b) La conception doit prendre en compte la différence de potentiel de contact interne et la différence de potentiel de pas externe comme critères de sécurité. Les valeurs admissibles pour ces différences de potentiel sont définies selon le type de système de courant de court-circuit :
  - 1) Dans un système effectivement mis à la terre, en cas de faute de mise à la terre monophasée ou biphasée, les différences de potentiel de contact et de pas générées ne doivent pas dépasser les valeurs suivantes :

$$E_j = \frac{174 + 0.17\rho_b}{\sqrt{t}} \dots\dots\dots ( 3 )$$

$$E_k = \frac{174 + 0.17\rho_b}{\sqrt{t}} \dots\dots\dots ( 4 )$$

où

$E_j$  est la valeur admissible pour la différence de potentiel de contact, en V ;

$E_k$  est la valeur admissible pour la différence de potentiel de pas, en V ;

$\rho_b$  est la résistivité du sol où se tient la personne, en  $\Omega \cdot m$  ;

$t$  est la durée de la faute de court-circuit à la terre, qui doit être la même que la durée de la faute à la terre utilisée dans la vérification de la stabilité thermique du dispositif de mise à la terre, en secondes.

- 2) Dans un système de courant de court-circuit non directement mis à la terre, en cas de faute de mise à la terre monophasée, les différences de potentiel de contact et de pas pour le dispositif de mise à la terre de l'équipement électrique ne doivent également pas dépasser les valeurs suivantes :

$$E_j = 50 + 0.05\rho_b \quad \dots\dots\dots ( 5 )$$

$$E_k = 50 + 0.2\rho_b \quad \dots\dots\dots ( 6 )$$

**9.2.4** Le dispositif de mise à la terre doit répondre aux exigences suivantes :

- a) La grille de mise à la terre doit être connectée par au moins deux lignes principales de mise à la terre pour constituer le système de mise à la terre de l'ensemble du projet. Ces lignes principales doivent être éloignées l'une de l'autre, et elles doivent être en acier plat avec une section transversale d'au moins 50 mm x 6 mm ou en acier rond d'un diamètre d'au moins 20 mm.
- b) Les conducteurs naturels pouvant être utilisés pour la mise à la terre comprennent :
  - 1) Les barres d'armature dans la couche superficielle du béton armé des structures hydrauliques en contact avec l'eau ou le sol humide ;
  - 2) Le revêtement métallique des conduites forcées, des canaux et des tuyaux de fuite ;
  - 3) Les structures hydromécaniques telles que les vannes ou les grilles de débris ;
  - 4) Les poteaux métalliques ou les cages d'armature des bâtiments ;
  - 5) Les tuyaux d'acier d'approvisionnement en eau enterrés ;
  - 6) Les tuyaux de puits métalliques.
- c) Les corps de mise à la terre horizontaux peuvent être faits d'acier rond ou plat, tandis que les corps de mise à la terre verticaux peuvent être en acier en angle, en acier rond ou en tuyau d'acier. La longueur des corps de mise à la terre verticaux doit être de 2,5 à 3,0 mètres, et leur profondeur d'enterrement doit être comprise entre 0,6 et 0,8 mètre.
- d) La connexion entre la ligne de mise à la terre et le corps de mise à la terre doit être soudée. Quant à la connexion entre la ligne de mise à la terre et l'équipement électrique, elle peut être réalisée par boulonnage ou soudage.
- e) Le point neutre des transformateurs ou des générateurs, que celui-ci soit directement mis à la terre ou par l'intermédiaire d'une bobine d'arc suppression, doit être connecté au corps de mise à la terre ou à la ligne principale de mise à la terre à l'aide d'un fil de mise à la terre séparé. Pour les points neutres des transformateurs mis à la terre, deux fils de mise à la terre doivent être connectés à des lignes principales différentes de la grille de mise à la terre principale.
- f) Chaque partie mise à la terre de l'équipement électrique doit être connectée à la ligne principale de mise à la terre par un fil de mise à la terre séparé, et il est interdit de connecter plusieurs parties de l'équipement électrique à la même ligne de mise à la terre.

- g) Les barres d'armature en béton utilisées comme corps de mise à la terre doivent être soudées ensemble au niveau des points de jonction.
- h) La section transversale de la ligne de mise à la terre en acier doit être capable de transporter le courant électrique nécessaire. Elle doit rester stable thermiquement même lorsqu'il y a une coupure automatique due à un court-circuit et elle doit contribuer à maintenir l'équilibre de la tension électrique. Enfin, la taille de cette section transversale ne doit pas être inférieure aux mesures fournies dans le tableau 11.

**Tableau 11 Spécifications minimales pour le corps de mise à la terre en acier et la ligne de mise à la terre**

Type	Spécification	Aérien		Souterrain
		Intérieur	Extérieur	
Acier rond	Diamètre (mm)	8	10	12
Acier plat	Section transversale (mm <sup>2</sup> )	75	100	120
	Épaisseur (mm)	3	4	4
Acier en angle	Épaisseur (mm)	2,5	3	4
Tuyau en acier	Épaisseur de la paroi (mm)	2,5	3	4

## 10 Système d'éclairage

**10.1** L'alimentation électrique du système d'éclairage utilisé pendant les opérations normales ne peut pas être la même que pour l'éclairage d'urgence. L'éclairage de travail doit être alimenté par le système d'alimentation électrique de service de la centrale. En cas de perte totale de l'alimentation en courant alternatif, l'éclairage d'urgence peut être alimenté par des batteries.

**10.2** Dans les zones où le travail doit continuer même après une coupure de l'éclairage de travail, un éclairage d'urgence indépendant doit être installé. L'éclairage d'urgence n'est pas requis pour les installations de commutation extérieures.

## 11 Agencement des principaux équipements électriques à l'intérieur et à l'extérieur de la centrale électrique

**11.1** Le transformateur principal et le poste de commutation doivent être situés près de la salle des machines. Si le poste de commutation et le transformateur principal sont placés séparément, le transformateur principal doit être installé à proximité de la salle où sont situés les équipements de commutation du générateur.

**11.2** Les installations de commutation de 6 kV à 35 kV peuvent être situées à l'intérieur avec un appareillage de commutation complet, ou à l'extérieur. Il est préférable que les installations de commutation de 66 kV ou plus soient à l'extérieur. Toutefois, dans les zones polluées ou présentant des contraintes de terrain, un appareillage de commutation assemblé et fermé peut être utilisé.



**11.3** La salle de contrôle centrale doit être aménagée en tenant compte du système de contrôle automatique de la centrale. La taille de la salle doit être déterminée en prenant en compte le nombre de tableaux de commande, ainsi que leurs exigences et modes d'agencement.

## 12 Protection par relais et équipement de sécurité automatique

### 12.1 Exigences générales

**12.1.1** Le dispositif de protection par relais doit fonctionner de manière fiable. Il doit pouvoir différencier les différents types de défauts ou de situations anormales dans le système et être suffisamment sensible pour détecter même les plus petites anomalies. Enfin, il doit réagir rapidement. Le coefficient de sensibilité minimal du relais doit être conforme aux spécifications détaillées dans le tableau 12.

**12.1.2** La protection par relais doit être adaptée à la configuration électrique de la centrale. Elle doit être choisie en tenant compte de la flexibilité nécessaire pour le bon fonctionnement de la centrale et du réseau électrique.

**12.1.3** Le dispositif de protection par relais doit être activé en même temps que l'équipement de la centrale qu'il est censé protéger.

**12.1.4** L'équipement électrique et les lignes de transmission doivent être équipés à la fois d'un dispositif de protection principal et d'un dispositif de protection de secours.

**Tableau 12 Coefficient de sensibilité minimal de la protection par relais**

Catégorie de protection	Type de protection	Composant	Coefficient de sensibilité	Remarques
Protection principale	Protection différentielle longitudinale pour générateur et transformateur	Courant de démarrage de l'élément de courant différentiel	1,5	—
	Protection à déclenchement rapide du courant pour générateur, transformateur et lignes	Élément de courant	1,5	Calculé comme un court-circuit à la position d'installation de la protection
	Protection différentielle complète du courant du bus	Courant de démarrage de l'élément de courant différentiel	1,5	—
	Protection différentielle incomplète du courant du bus	Élément de courant différentiel	1,5	—

Tableau 12 (suite)

Catégorie de protection	Type de protection	Composant	Coefficient de sensibilité	Remarques
Protection de secours	Protection de secours à distance	Éléments de courant, de tension et d'impédance	1,2	Calculé comme court-circuit à la position de l'équipement électrique adjacent et à l'extrémité de la ligne (le courant de court-circuit doit être supérieur à 1,5 fois le courant de fonctionnement précis de l'élément d'impédance), tout en tenant compte de l'action de relais.
		Élément directionnel de séquence nulle ou négative	1,5	
	Protection de secours proche	Éléments de courant, de tension et d'impédance	1,3	Calculé sur la base du court-circuit à l'extrémité de la ligne
		Élément directionnel de séquence négative ou nulle	2	
Protection auxiliaire	Protection à déclenchement rapide du courant		1,2	Calculé sur la base du court-circuit à la position d'installation de la protection en mode de fonctionnement normal.

**12.1.5** Les transformateurs de courant doivent être équipés de manière à éliminer les zones mortes de protection et à réduire l'impact des défauts du transformateur de courant lui-même.

**12.1.6** Si la rupture du circuit secondaire du transformateur de tension entraîne des dysfonctionnements du dispositif de protection, il faut installer un dispositif de verrouillage pour la ligne brisé qui émet un signal d'alerte. Si la rupture n'entraîne pas de dysfonctionnement, il suffit d'installer un dispositif signalant la rupture du circuit de tension.

**12.1.7** Un dispositif de réenclenchement automatique doit être installé sur les circuits de tension de 10 kV et plus équipés de disjoncteurs. S'il y a une alimentation électrique du côté opposé de la ligne, le dispositif doit inclure un contrôle de synchronisation ou un contrôle d'absence de tension.

**12.1.8** Dans les centrales électriques équipées de plusieurs transformateurs de service, il convient d'installer un dispositif automatique d'activation de la source d'alimentation de secours.

## 12.2 Protection du générateur

12.2.1 Les systèmes de protection des générateurs doivent être conçus pour répondre aux exigences suivantes :

- a) Les générateurs doivent être équipés de dispositifs de protection conçus pour répondre spécifiquement à divers types de problèmes potentiels, notamment :
- 1) Les courts-circuits qui se produisent entre les phases à l'intérieur de l'enroulement du stator du générateur ;
  - 2) La connexion accidentelle de l'enroulement du stator à la terre ;
  - 3) Les courts-circuits survenant entre les phases en dehors du générateur ;
  - 4) Des tensions anormalement élevées dans l'enroulement du stator ;
  - 5) Les situations où l'enroulement du stator est soumis à une charge supérieure à sa capacité nominale ;
  - 6) Une charge excessive sur l'enroulement du stator ;
  - 7) Les situations où le circuit d'excitation est accidentellement connecté à la terre ;
  - 8) Une baisse inattendue ou une perte du courant d'excitation ;
  - 9) La déconnexion du générateur pendant qu'il régule sa phase ;
  - 10) Une inversion du flux d'énergie du générateur ;
  - 11) Une fréquence anormale ;
  - 12) D'autres défauts et conditions de fonctionnement anormales.
- b) Le système de protection du générateur doit entreprendre les actions suivantes en réponse aux divers types de problèmes ou de fonctionnements anormaux pouvant se produire :
- 1) Arrêt : couper le disjoncteur du générateur, décharger le champ et fermer la vanne de guidage ;
  - 2) Déconnexion et désexcitation : couper le disjoncteur du générateur, décharger le champ et fermer la vanne de guidage à la position de décharge ;
  - 3) Déconnexion : couper le disjoncteur du générateur et fermer la vanne de guidage à la position de décharge ;

- 4) Réduction de la sortie : réduire la sortie de la turbine à une valeur spécifiée ;
- 5) Réduction de la portée de l'impact du problème : par exemple, couper un autre disjoncteur prédéterminé ;
- 6) Déclenchement : d'abord fermer la vanne de guidage à la position de décharge, puis couper le disjoncteur du générateur et procéder à la désexcitation ;
- 7) Signal : envoyer des signaux sonores et optiques.

**12.2.2** Le système de protection contre les courts-circuits entre les phases de l'enroulement du stator du générateur et de ses câbles de connexion doit répondre aux exigences suivantes :

- a) Un générateur d'une puissance de 1 MW ou plus doit être équipé d'une protection différentielle longitudinale, qui sert de principale protection contre les courts-circuits internes entre les phases de l'enroulement du stator et de ses câbles de connexion. Cette protection doit être capable d'arrêter immédiatement le générateur en cas de court-circuit. Pour les générateurs de moins de 1 MW, une protection à déclenchement rapide du courant doit être installée comme protection principale contre les courts-circuits internes entre les phases de l'enroulement du stator et de ses câbles de connexion. Cette protection doit également être capable d'arrêter immédiatement le générateur en cas de court-circuit.
- b) Si un disjoncteur est installé entre le générateur et le transformateur, le générateur doit être doté d'une protection principale distincte.
- c) La protection différentielle longitudinale doit être mise en place en utilisant un schéma de connexion triphasé.

**12.2.3** La protection contre les défauts de mise à la terre monophasée de l'enroulement du stator du générateur doit répondre aux exigences suivantes :

- a) En fonction du mode de mise à la terre neutre du générateur et de la valeur admissible du courant de mise à la terre du générateur, il faut mettre en place une protection spécifique. La valeur admissible du courant de défaut monophasé de mise à la terre de l'enroulement du stator du générateur doit être celle précisée par le fabricant. Si aucune valeur n'est spécifiée, on peut utiliser les valeurs fournies dans le tableau 13.

**Tableau 13 Valeurs admissibles pour le courant de défaut monophasé de mise à la terre de l'enroulement du stator du générateur de turbine**

Tension nominale du générateur (kV)	Valeur admissible du courant de mise à la terre (A)
6,3	≤ 4
10,5	≤ 3

- b) Si le courant de défaut monophasé de mise à la terre (sans tenir compte du rôle de compensation de la bobine de suppression d'arc) dépasse la valeur admissible, il faut mettre en place un dispositif de protection monophasée sélectif. Ce dispositif de protection doit réagir dans un délai déterminé. Cependant, si la bobine de suppression d'arc cesse de fonctionner ou si le courant résiduel dépasse la valeur admissible du courant de mise à la terre pour toute autre raison, le dispositif de protection doit provoquer l'arrêt du générateur. Si le courant de défaut monophasé de mise à la terre est inférieur à la valeur admissible, le dispositif de surveillance monophasée de mise à la terre peut agir sur le signal et provoquer l'arrêt si nécessaire. Afin de vérifier s'il existe un défaut de mise à la terre avant que le générateur ne soit connecté en parallèle avec le système, le dispositif de protection doit être capable de surveiller la valeur de la tension de séquence nulle au bornier du générateur.
- c) Selon la méthode de mise à la terre du point neutre du générateur qui est utilisée, il pourra être nécessaire d'installer différents dispositifs de protection contre la mise à la terre monophasée ou de surveillance de mise à la terre monophasée.

**12.2.4** La protection de secours rapprochée contre les courts-circuits entre phases externes du générateur et la protection de secours éloignée contre les courts-circuits entre phases de l'élément adjacent doivent répondre aux exigences suivantes :

- a) Les générateurs non auto-excités doivent être équipés d'une protection contre les surintensités déclenchées par la tension combinée (comprenant la tension de séquence négative et la tension de ligne). Le courant doit être adapté au transformateur de courant côté neutre du générateur. En cas de sensibilité insuffisante, une protection contre les surintensités de séquence négative peut être ajoutée.
- b) Les générateurs auto-excités doivent être équipés d'une protection contre les surintensités de basse tension avec mémorisation du courant. Le courant doit provenir du transformateur de courant côté point neutre du générateur.
- c) Lorsque des services de protection de secours à distance sont nécessaires pour l'élément adjacent (transformateur), la sensibilité de la protection doit être vérifiée en fonction du court-circuit entre phases à la fin de la zone de protection, et la zone de protection ne doit pas dépasser la portée de la première section de protection des lignes adjacentes.
- d) Les dispositifs de protection spécifiés dans les articles de la présente section doivent être équipés de deux limites de temps. La limite de temps la plus courte doit être utilisée pour réduire la portée de l'impact de la défaillance, ou pour déconnecter et désexciter. La limite de temps la plus longue doit être utilisée pour arrêter la machine.
- e) La protection de secours du générateur et de l'unité générateur-transformateur fonctionnant en parallèle, ainsi que la protection contre les courts-circuits entre phases du bus de connexion, doivent avoir le coefficient de sensibilité nécessaire, lequel ne doit pas être inférieur à la valeur spécifiée dans le tableau 15.

**12.2.5** Le générateur doit être équipé d'une protection contre les surtensions, dont la valeur de réglage doit être déterminée en fonction de l'isolation de l'enroulement du stator. En cas de surtension, cette protection doit déclencher la déconnexion de l'alimentation électrique et la mise hors tension du générateur.

**12.2.6** Le générateur doit être équipé d'une protection contre la surcharge de l'enroulement du stator ; celle-ci devant réagir dans un délai spécifique après avoir reçu un signal d'alarme.

**12.2.7** Le générateur doit être équipé d'un dispositif de protection spécial pour la mise à la terre d'un point du circuit d'excitation. Ce dispositif de protection est conçu pour réduire les effets indésirables des composants en courant continu et alternatif présents dans le circuit d'excitation. Il interviendra en réaction à un signal, dans un délai prédéfini, afin de faciliter un arrêt progressif du générateur. Dans certaines conditions, ce dispositif peut également déclencher le générateur par mesure de sécurité.

**12.2.8** Le générateur doit être doté d'une protection de désexcitation qui entre en action en cas de déconnexion du système, dans un délai prédéfini.

**12.2.9** Dans le cas d'un groupe turbo-alternateur fonctionnant en régulation de phase, il est nécessaire de prévoir une protection contre la déconnexion du système électrique, autrement dit contre la perte de puissance. Cette protection peut inclure une fonction de détection de basse fréquence et déclenchera un arrêt dans un délai prédéfini.

**12.2.10** Pour faire face aux modes de fonctionnement anormaux où le générateur pourrait fonctionner comme un moteur, il est essentiel de prévoir une protection contre l'inversion de puissance. Cette protection déclenchera une déconnexion dans un délai prédéfini.

**12.2.11** Le générateur doit être équipé d'une protection contre les fréquences anormales. En conditions de fonctionnement normales, cette protection réagira en fonction de la valeur de réglage du dispositif de réduction de charge de foudre du réseau électrique. L'activation de cette protection entraînera soit la désexcitation du générateur, soit son déclenchement, selon les circonstances.

### **12.3 Protection du transformateur principal**

**12.3.1** Le système de protection du transformateur principal doit assurer les protections de base suivantes :

- a) Protection contre les courts-circuits entre phases de l'enroulement ou de ses sorties, ainsi que contre les courts-circuits monophasés à la terre qui se produisent au point neutre, soit directement, soit via une connexion à la terre à faible réactance ;
- b) Protection contre les surintensités résultant d'un court-circuit entre phases externe au générateur ;
- c) Protection contre les surintensités et les surtensions qui peuvent se produire en cas de court-circuit à la terre sur un réseau électrique où le point neutre est directement mis à la terre ou est connecté à travers une faible réactance ;
- d) Protection contre les défauts de mise à la terre monophasés qui surviennent sur le côté du transformateur qui n'est pas efficacement mis à la terre, au niveau du point neutre ;
- e) Protection contre les courts-circuits qui peuvent se produire entre les spires ;
- f) Protection contre les situations de surcharge ;
- g) Protection contre la baisse du niveau d'huile ;

- h) Protection contre les températures élevées de l'huile et de l'enroulement du transformateur, la haute pression dans le réservoir et les problèmes liés au système de refroidissement.

**12.3.2** Les exigences relatives à la protection contre le gaz sont les suivantes :

- a) Les transformateurs à bain d'huile, les dispositifs de régulation de tension en charge et les boîtes de jonction de câbles à haute tension intégrées dans le réservoir d'huile du transformateur doivent être équipés d'une protection contre le gaz. Cette protection est principalement destinée à prévenir les courts-circuits entre phases, entre spires, entre couches de l'enroulement du transformateur, les courts-circuits monophasés à la terre du côté directement à la terre du point neutre, ainsi que les courts-circuits internes dans le dispositif de régulation de tension et dans la boîte de jonction du câble à haute tension.
- b) Protection contre les gaz légers : si le système de protection détecte la formation de gaz ou une baisse du niveau d'huile dans le transformateur à bain d'huile, dans le dispositif de régulation de tension en charge, ou dans la boîte de jonction de câble à haute tension, un signal est immédiatement déclenché.
- c) Si une grande quantité de gaz est produite dans l'un de ces équipements, il est impératif que les disjoncteurs de chaque côté du transformateur soient déconnectés instantanément.
- d) Des mesures appropriées doivent être prises pour s'assurer que la protection contre les gaz ne se déclenche pas faussement en raison d'un défaut ou de vibrations du relais de gaz.

**12.3.3** La protection principale des transformateurs contre les défauts de court-circuit de la ligne de sortie, du passe-câble et de l'intérieur du transformateur doit répondre aux exigences suivantes :

- a) Lorsque le transformateur est connecté à un générateur et qu'il y a un disjoncteur entre les deux, le transformateur doit avoir sa propre protection principale indépendante.
- b) Tout transformateur ayant une capacité d'au moins 2 mégavoltampères (MVA) doit être équipé d'une protection différentielle longitudinale.
- c) En cas de détection d'un défaut par cette protection, les disjoncteurs situés de part et d'autre du transformateur doivent être déclenchés immédiatement.

**12.3.4** La protection de secours des transformateurs en cas de court-circuit entre phases doit répondre aux exigences suivantes :

- a) Cette protection est destinée à compléter la protection principale du générateur et des éléments adjacents (transformateur compris). Elle doit être suffisamment sensible pour détecter les courts-circuits entre phases sur les barres omnibus de chaque côté du transformateur. Lorsqu'elle est utilisée comme protection de secours à distance pour une connexion adjacente, il est permis de réduire légèrement les exigences de sensibilité de cette protection.

- b) La protection de secours recommandée pour les courts-circuits entre phases est la protection contre les surintensités. Si cette protection ne remplit pas les critères de sensibilité requis, il est conseillé d'utiliser une protection déclenchée par une tension combinée (tension de séquence négative et tension entre phases) ou une protection de courant combiné (courant de séquence négative et protection contre les surintensités déclenchée par une tension monophasée). Cette protection déclenchera le disjoncteur correspondant, mais avec un certain retard.
  
- c) En raison de la diversité des systèmes et des sources d'alimentation électrique de chaque côté, il est nécessaire d'installer des protections de secours distinctes pour les courts-circuits entre phases dans les générateurs. Ces protections doivent être capables de détecter les défauts se produisant entre le transformateur de courant et le disjoncteur dans les différentes configurations suivantes :
  - 1) Pour les transformateurs à deux et trois enroulements avec alimentation d'un seul côté, la protection de secours doit être mise en place des deux côtés. Sur le côté sans alimentation, la protection intervient en plusieurs temps : Dans un premier temps, si un défaut est détecté, la protection déclenche le disjoncteur connecté au bus ou le disjoncteur de section afin de limiter l'impact du défaut. Dans deuxième temps, si le défaut persiste, elle coupe le disjoncteur de ce côté. Dans un troisième temps, elle coupe les disjoncteurs des deux côtés du transformateur. Du côté avec alimentation, la protection a un seul niveau de temps et coupe les disjoncteurs des deux côtés du transformateur.
  
  - 2) Dans le cas de transformateurs à deux ou trois enroulements qui sont alimentés sur deux ou trois côtés, la protection de secours contre les courts-circuits entre phases peut intervenir en deux ou trois temps. Elle peut être équipée d'un élément directionnel pointant vers le bus de chaque côté. Cependant, la protection de secours qui coupera les disjoncteurs des deux côtés du transformateur ne doit pas être équipée de cet élément directionnel.
  
  - 3) Si le côté basse tension du transformateur n'a pas de protection spécifique ou si la protection de secours du côté haute tension n'est pas assez sensible pour détecter les courts-circuits du bus côté basse tension, deux protections de secours doivent être installées du côté basse tension, chacune connectée à un transformateur de courant différent.
  
  - 4) Dans le système de connexion entre le transformateur et le générateur, aucune protection de secours contre les courts-circuits entre phases ne sera installée sur le côté basse tension du transformateur. Toutefois, la protection de secours contre les courts-circuits entre phases installée du côté du point neutre du générateur sera utilisée comme protection de secours pour le transformateur, ainsi que pour la ligne de branchement et à l'extérieur du côté haute tension.

**12.3.5** La protection de secours en cas de surintensités et de surtensions dues à des mises à la terre monophasées doit répondre aux exigences suivantes :



- a) Dans les réseaux électriques où le point neutre est directement mis à la terre (comme c'est le cas pour certains transformateurs), une protection de courant homopolaire doit être installée pour réagir aux surintensités causées par des défauts de mise à la terre monophasée externes, conformément aux exigences suivantes :
- 1) Pour les transformateurs élévateurs avec un point neutre directement mis à la terre, il est recommandé d'utiliser une protection de surintensité homopolaire à deux sections à retardement. Dans le délai le plus court, la protection vise à réduire l'impact du défaut en déclenchant le disjoncteur du côté concerné. Si le défaut persiste, la protection déclenche les disjoncteurs des deux côtés du transformateur.
  - 2) Pour les autotransformateurs et les transformateurs à trois enroulements dont le point neutre du côté haute et moyenne tension est directement mis à la terre, un élément directionnel doit être ajouté en cas d'exigences de sélectivité, et celui-ci doit pointer vers le bus de chaque côté.
  - 3) La protection de courant homopolaire pour les transformateurs ordinaires doit être connectée à l'enroulement secondaire du transformateur de courant sur la ligne de sortie du point neutre du transformateur. La protection de direction de courant homopolaire peut également être connectée au circuit homopolaire du transformateur de courant triphasé sur les côtés haute et moyenne tension.
  - 4) La protection de courant homopolaire de l'autotransformateur doit être connectée au circuit homopolaire du transformateur de courant triphasé sur les côtés haute et moyenne tension.
  - 5) Une protection de surintensité homopolaire peut être ajoutée au circuit du point neutre de l'autotransformateur.
- b) Dans les réseaux électriques où le point neutre est directement relié à la terre, si le point neutre du transformateur alimenté du côté basse tension peut fonctionner avec ou sans mise à la terre, il est nécessaire de protéger le transformateur contre les surintensités résultant d'une mise à la terre monophasée externe, ainsi que contre l'augmentation de tension qui survient en cas de déconnexion du point neutre de la terre, et ce, conformément aux dispositions suivantes :
- 1) Une protection de courant homopolaire doit être mise en place afin de répondre aux exigences de mise à la terre directe du point neutre du transformateur. De plus, une protection contre les surtensions homopolaire doit être installée. Si le réseau électrique connecté au transformateur perd son point neutre à la terre, cette protection de surtension homopolaire déclenchera les disjoncteurs des deux côtés du transformateur en 0,3 à 0,5 seconde.
  - 2) Un écarteur de décharge doit être installé au point neutre du transformateur. La protection de courant homopolaire mise en place doit pouvoir détecter à la fois la tension homopolaire et le courant de décharge de l'écarteur. En cas de mise à la terre monophasée du réseau et de perte du point neutre à la terre, cette protection déclenchera les disjoncteurs des deux côtés du transformateur dans un délai de 0,3 à 0,5 seconde.

- c) Dans les réseaux électriques où le point neutre est mis à la terre de manière non efficace, une protection contre les surtensions homopolaires doit être installée. Cette protection gèrera les surtensions causées par un défaut de mise à la terre monophasée à l'intérieur du transformateur et de sa ligne de sortie.

**12.3.6** La protection contre les surcharges doit être installée en fonction du potentiel réel de surcharge du transformateur.

**12.3.7** Les protections mises en place pour gérer la température, la pression dans le réservoir d'huile, le niveau d'huile et le fonctionnement du système de refroidissement doivent être conformes aux dispositions suivantes :

- a) Une protection de la température doit être mise en place. Celle-ci doit être divisée en deux niveaux : augmentation de la température et haute température. L'augmentation de la température doit déclencher un signal d'alerte et la haute température doit actionner les disjoncteurs de chaque côté du transformateur.
- b) La protection du niveau d'huile du transformateur (haut/bas) doit fonctionner de telle sorte qu'elle déclenche immédiatement un signal si elle détecte un niveau d'huile anormalement haut ou bas. Si nécessaire, cette protection peut aussi assurer le déclenchement des disjoncteurs des deux côtés du transformateur.
- c) Les transformateurs utilisant un refroidissement à air ou à eau par circulation forcée d'huile doivent être équipés d'une protection contre les défaillances du système de refroidissement.
- d) Une protection doit être mise en place pour libérer la pression en cas d'augmentation de la pression dans le réservoir d'huile du transformateur. Cette protection doit réagir immédiatement par une signal d'alerte et, si nécessaire, assurer le déclenchement des disjoncteurs des deux côtés du transformateur.

**12.3.8** Le transformateur de service d'une station en basse tension doit être équipé de systèmes de protection conformes aux dispositions suivantes :

- a) La protection par coupure rapide du courant doit servir de protection principale contre les courts-circuits entre les phases de l'enroulement et de la ligne de sortie côté haute tension du transformateur. Cette protection doit déclencher immédiatement les disjoncteurs des deux côtés du transformateur. La capacité du transformateur ne doit pas être inférieure à 2 MVA. Si la sensibilité de la protection n'est pas suffisante, une protection différentielle peut être ajoutée.
- b) La protection contre les surintensités sert de protection de secours en cas de courts-circuits entre les phases du transformateur et des éléments adjacents.

- c) Le côté haute tension peut partager la protection contre les mises à la terre monophasées avec le bus connecté, plutôt que d'être équipé d'une protection séparée.
- d) La protection contre les surintensités homopolaires est nécessaire lorsque le point neutre du côté basse tension du transformateur est directement mis à la terre, agissant comme une protection de secours contre les courts-circuits de mise à la terre monophasée sur ce côté.
- e) Les transformateurs à bain d'huile doivent être équipés d'une protection contre les gaz. Cette protection doit réagir aux faibles émissions de gaz dues à un défaut à l'intérieur du réservoir ou à une baisse du niveau d'huile en déclenchant un signal. En cas de production importante de gaz, elle déclenchera immédiatement les disjoncteurs des deux côtés du transformateur.
- f) La protection de température doit être assurée en cas d'augmentation de la température de l'huile et de l'enroulement. Celle-ci doit être divisée en deux niveaux : augmentation de la température et haute température. L'augmentation de température doit déclencher un signal, tandis que la haute température doit actionner le disjoncteur de chaque côté du transformateur.

#### **12.4 Protection du bus**

##### **12.4.1** La protection des bus doit répondre aux exigences suivantes :

- a) Les bus segmentés de 3 kV à 10 kV et les bus doubles en parallèle peuvent être protégés par la protection de secours du générateur et du transformateur. Une protection spéciale des bus doit être installée dans les situations suivantes :
  - 1) Lorsqu'il est nécessaire d'éliminer rapidement et de manière sélective une section ou un groupe de défauts sur le bus pour garantir le fonctionnement sécurisé de la centrale électrique et du réseau électrique et pour assurer l'alimentation fiable des charges importantes ;
  - 2) Lorsque le disjoncteur de ligne ne peut pas couper un court-circuit situé devant le réacteur de ligne ;
- b) Une protection spéciale est requise pour les bus de 35 (33) kV à 110 (132) kV de la centrale électrique. En cas de problème important sur le bus unique de 110 (132) kV ou sur les bus de 35 (33) kV à 66 kV, la centrale électrique doit être coupée rapidement, et une protection spéciale des bus doit être mise en place.

##### **12.4.2** La protection spéciale des bus doit répondre aux exigences suivantes :

- a) Lorsque le circuit de courant alternatif est anormal ou interrompu, la protection différentielle du bus doit être activée et une alarme doit être émise.
- b) Si un bus chargé ou une section du bus est connecté à un bus défectueux, la protection du bus doit pouvoir déconnecter le bus défectueux rapidement et de manière sélective.

- c) La protection des bus doit être capable de déconnecter la partie défectueuse du bus pendant tous les modes de fonctionnement de la connexion principale.
- d) Les transformateurs de courant utilisés pour la protection des bus doivent avoir différents rapports de transformation.
- e) La protection ne doit pas se déclencher de manière incorrecte en raison de la saturation temporaire du transformateur de courant causée par la composante non périodique du courant de court-circuit.
- f) La protection du bus doit être connectée à un ensemble de bobines secondaires spéciales du transformateur de courant.
- g) Suite à l'activation de la protection du bus, il convient de prendre des mesures appropriées pour le circuit sans ramification équipé d'une protection longitudinale afin d'assurer un déclenchement rapide du disjoncteur situé à l'extrémité opposée du circuit.
- h) La protection du bus assure uniquement la sortie de déclenchement triphasée, et le disjoncteur connecté au bus doit être autorisé à partager son circuit de sortie de déclenchement pour la protection en cas de défaillances.

**12.4.3** Le disjoncteur de contournement, le disjoncteur connecté au bus utilisé comme contournement ou le disjoncteur de section doit être équipé d'un dispositif de protection pouvant se substituer à la protection de ligne. Pendant la période où le disjoncteur de contournement est utilisé comme substitut au disjoncteur de ligne, s'il est nécessaire de maintenir le fonctionnement de la protection longitudinale de la ligne, un ensemble de protection longitudinale de cette ligne peut être basculé sur le disjoncteur de contournement. Autrement, d'autres mesures peuvent être prises pour assurer que le disjoncteur de contournement continue de fonctionner avec une protection longitudinale.

**12.4.4** Ce disjoncteur doit être équipé d'une protection de courant de phase ou de courant homopolaire, laquelle servira de protection de charge pour le bus.

## **12.5 Coordination et interface entre la protection et les autres systèmes**

Les dispositifs de protection doivent pouvoir communiquer avec les systèmes de surveillance informatique de la centrale électrique, conformément aux exigences suivantes :

- a) Les dispositifs de protection et leurs circuits de sortie doivent pouvoir fonctionner indépendamment du système de surveillance informatique.
- b) Toutes les entrées nécessaires aux circuits qui dépendent du jugement logique des dispositifs de protection doivent être connectées directement à ces dispositifs. Elles ne doivent pas transiter par le système de surveillance informatique et son réseau de communication.
- c) Les dispositifs de protection doivent pouvoir communiquer avec la sous-station d'information de protection de la centrale électrique et gérer les types d'informations suivants :

- 1) Informations d'identification et de position d'installation du dispositif ;
  - 2) Informations d'entrée de « marche-arrêt », comme la position du disjoncteur ou la plaque de pression associée au système de protection ;
  - 3) Signaux anormaux (y compris les signaux indiquant des situations anormales du dispositif ou du circuit externe) ;
  - 4) Informations sur les pannes (enregistrement des défaillances et enregistrement de la séquence d'incidents liés à la quantité logique interne) ;
  - 5) Valeur mesurée de la quantité analogique ; Valeurs mesurées des quantités analogiques ;
  - 6) Valeur spécifiée et numéro de plage du dispositif ;
  - 7) Informations de contrôle liées au système informatique de surveillance, et aux commandes de déclenchement et de fermeture du disjoncteur.
- d) Le dispositif de protection doit pouvoir recevoir un signal de synchronisation d'horloge émis par un système d'horloge par satellite.
- e) Le protocole de communication utilisé entre le dispositif de protection et le système informatique de surveillance ou la sous-station d'information de protection doit être conforme aux normes pertinentes établies.

## **13 Système d'excitation**

### **13.1 Sélection du système d'excitation**

**13.1.1** Le mode de contrôle et les circuits principaux du système d'excitation doivent être choisis en fonction du mode d'excitation et du mode de fonctionnement du générateur. Les paramètres du transformateur d'excitation, de l'unité de puissance et du dispositif de désexcitation doivent être calculés en se basant sur les caractéristiques du générateur.

**13.1.2** Les éléments suivants doivent être pris en compte lors de la sélection du système d'excitation :

- a) Mode d'excitation et multiples d'excitation forcée du générateur ;
- b) Puissance nominale du générateur ;

- c) Tension nominale du générateur ;
- d) Courant nominal du générateur ;
- e) Facteur de puissance nominal du générateur ;
- f) Fréquence nominale du générateur ;
- g) Tension d'excitation nominale du générateur (ou de l'excitatrice) ;
- h) Courant d'excitation nominal du générateur (ou de l'excitatrice) ;
- i) Tension d'excitation à vide du générateur (ou de l'excitatrice) ;
- j) Courant d'excitation à vide du générateur (ou de l'excitatrice) ;
- k) Résistance en courant continu (75 °C) de l'enroulement d'excitation.

### **13.2 Sélection du mode d'excitation**

Pour les modes d'excitation rotatifs, l'utilisation d'un système d'excitation sans balais est préconisée. Pour les modes d'excitation statiques, un système d'excitation auto-excité est recommandé.

### **13.3 Système d'excitation statique auto-excité en silicium contrôlé**

**13.3.1** Le régulateur d'excitation doit répondre aux exigences suivantes :

- a) Un micro-ordinateur doit être utilisé pour effectuer les calculs nécessaires à la régulation et au contrôle du système (algorithmes de type P, Ph et PID) ;
- b) Le régulateur d'excitation doit collecter des signaux mesurant divers aspects du générateur, tels que la tension en bout de générateur, la puissance active, la puissance réactive, la fréquence du générateur, ainsi que la tension et le courant d'excitation.
- c) L'algorithme de régulation pour le régulateur d'excitation doit être basé sur un contrôle PID (Proportionnel, Intégral, Dérivé).
- d) En cas de panne du système électrique et de chute soudaine de la tension de sortie du générateur, le régulateur d'excitation doit être capable de réaliser une excitation forcée pour stabiliser le système.
- e) Si le régulateur d'excitation provoque une surtension en raison de l'augmentation de la vitesse du groupe turbo-alternateur, il doit effectuer une désexcitation forcée.

- f) Le groupe turbo-alternateur doit être équipé d'un stabilisateur de système de puissance (PSS) si toutes les conditions suivantes sont réunies :
- 1) Il s'agit du principal groupe turbo-alternateur dans le système ;
  - 2) Il est en contact lointain et faible avec le reste du système ;
  - 3) Il fonctionne à un facteur de puissance élevé pendant une période prolongée.

**13.3.2** Le système d'excitation doit utiliser un mode d'excitation par tension résiduelle, complété par une excitation séparée. Le courant d'excitation du système d'excitation ne doit pas dépasser 10 à 20 % du courant d'excitation à vide du générateur.

**13.3.3** Les unités de désexcitation doivent répondre aux exigences suivantes :

- a) Lors de la désexcitation, la tension inverse appliquée à l'enroulement d'excitation doit être maintenue entre 30 et 50 % de la tension utilisée lors du test de résistance de l'enroulement à la terre qui est réalisé lors du test de livraison du générateur.
- b) Dans un circuit de redressement en pont triphasé à commande intégrale, le mode de désexcitation par inversion est recommandé pour un arrêt normal du générateur. En cas de défauts, on peut choisir entre un mode de désexcitation linéaire ou non linéaire. Le choix du mode de désexcitation et le calcul des paramètres associés doivent être effectués en se conformant aux exigences suivantes :
  - 1) Le mode de désexcitation linéaire convient aux générateurs ayant une faible capacité d'excitation et une basse tension d'excitation. La valeur de la résistance utilisée pour la désexcitation doit être de 4 à 5 fois celle de l'enroulement d'excitation du générateur à 75 °C. La capacité à considérer pour ce mode doit représenter 10 % de l'énergie stockée dans le rotor du générateur dans des conditions de fonctionnement nominales.
  - 2) Le mode de désexcitation non linéaire est adapté au générateur ayant une capacité d'excitation élevée et une haute tension d'excitation.
- c) Les considérations suivantes doivent être prises en compte lors du choix de l'interrupteur de désexcitation :
  - 1) La valeur nominale du courant de l'interrupteur doit être supérieure à 110 % du courant d'excitation nominal du générateur ;
  - 2) La tension nominale de l'interrupteur doit être supérieure à 110 % de la tension d'excitation nominale ;
  - 3) La tension d'isolation nominale de l'interrupteur doit être supérieure à 200 % de la tension d'excitation nominale ;
  - 4) Le courant maximal que l'interrupteur peut interrompre (courant de coupure) doit être supérieur à 300 % du courant d'excitation nominal ;
  - 5) La valeur crête accumulée de la tension d'arc à la position coupée doit être supérieure soit à la somme de la valeur crête de la tension d'excitation forcée et de la tension résiduelle maximale aux deux extrémités de la résistance non linéaire, soit à la somme de la valeur crête de la tension d'excitation maximale et du courant d'excitation maximal multipliée par la résistance linéaire ;

- 6) Le disjoncteur du circuit de courant alternatif ne doit pas être utilisé comme interrupteur de désexcitation de courant continu.

**13.3.4** Le transformateur d'excitation doit répondre aux exigences suivantes :

a) Exigences techniques relatives au transformateur d'excitation :

- 1) Mode de connexion : le transformateur d'excitation doit être connecté en mode Y/ $\Delta$ -11. Pour la tension terminale secondaire, un mode de sortie avec prises multiples doit être utilisé ;
- 2) L'impédance de court-circuit du transformateur d'excitation doit être comprise entre 4 et 8 % ;
- 3) Le côté haute tension du transformateur d'excitation ne doit pas être équipé d'un commutateur automatique ou d'un fusible rapide ;
- 4) Un transformateur de courant peut être installé sur le côté secondaire du transformateur d'excitation, si nécessaire pour la protection ;
- 5) Le degré d'asymétrie de la tension triphasée sur le côté basse tension du transformateur d'excitation ne doit pas dépasser 5 %.

b) Sélection du type de transformateur d'excitation :

- 1) Il existe deux types de transformateurs d'excitation principaux : les transformateurs de type sec et les transformateurs à bain d'huile. Le choix du transformateur d'excitation dépend des conditions d'application spécifiques.
  - ① Type sec ordinaire : convient aux groupes turbo-alternateurs basse tension. Son matériau d'isolation doit être très résistant aux flammes et présenter un haut niveau d'isolation ;
  - ② Type sec en résine époxy : adapté aux groupes turbo-alternateurs haute tension ;
  - ③ Type à bain d'huile : convient pour une installation en extérieur. Ce type ne doit pas être utilisé dans des environnements où les exigences en matière de protection contre les incendies sont plus élevées.
- 2) Les paramètres du transformateur d'excitation à considérer incluent la tension de la ligne secondaire, le courant de la ligne secondaire, la capacité du transformateur et le rapport de transformation entre le bobinage primaire et le bobinage secondaire.

c) Les transformateurs de courant et de tension utilisés dans les systèmes d'excitation doivent être installés dans l'armoire de commutation pour effectuer des mesures précises et fiables. Le côté secondaire du transformateur de tension doit avoir une tension de 100 ou 110 volts (V), et la précision du transformateur de tension doit être au niveau 0,5. Le côté secondaire du transformateur de courant doit être de 5 ou 1 ampères (A), et la précision du transformateur de courant doit également être au niveau 0,5.



### **13.4 Indication de champ et interface externe du système d'excitation**

**13.4.1** Le système d'excitation doit être équipé d'un voltmètre de tension de terminal, d'un voltmètre de tension d'excitation et d'un ampèremètre de courant d'excitation. Pour les unités de plus grande capacité, il peut être utile d'inclure un wattmètre de puissance réactive.

**13.4.2** Le système d'excitation doit comporter une interface de communication.

## **14 Système de surveillance automatique**

### **14.1 Exigences générales pour la sélection du système de surveillance informatique**

**14.1.1** Le choix du système informatique de surveillance adapté aux centrales hydroélectriques doit être fait en tenant compte de leur capacité installée et de leur niveau de tension, ainsi qu'en analysant les aspects techniques et économiques et en considérant la sécurité et la fiabilité opérationnelle de la centrale.

- a) Pour les centrales ayant une capacité totale installée de 5 MW ou plus, il est recommandé d'utiliser un système de surveillance informatique entièrement ouvert et distribué hiérarchiquement.
- b) Pour les centrales dont la capacité totale installée est inférieure à 5 MW, il est recommandé d'adopter un système intégré de surveillance de la centrale.
- c) Pour les centrales ayant une tension de générateur de 0,4 kV ou moins, il est conseillé d'adopter un système de surveillance de type compact, dans lequel le système de contrôle-protection et l'équipement primaire basse tension sont intégrés dans une même armoire.

**14.1.2** En fonction des caractéristiques de la centrale électrique, de son mode opératoire et des exigences de répartition du système électrique, il convient de choisir un mode de contrôle nécessitant peu de personnel ou un mode complètement automatisé et non surveillé.

**14.1.3** Le système informatique de surveillance de toute la centrale doit être utilisé pour réaliser une automatisation intégrale de la centrale, afin d'améliorer le niveau d'automatisation de la centrale.

**14.1.4** Le système informatique de surveillance doit répondre aux besoins de contrôle en temps réel de la centrale hydroélectrique :

- a) Surveillance de l'exploitation sûre de toute la centrale et acquisition et traitement des données selon les besoins du système.
- b) Capacité de réaliser le démarrage, la connexion au réseau et l'arrêt de l'unité avec une seule commande.

- c) Ajustement automatique de puissance active et réactive de l'unité.
- d) Mise en œuvre d'une exploitation automatique et économique de la centrale.
- e) Acceptation à tout moment des commandes de répartition et réalisation des fonctions de télémétrie, de signal à distance, d'ajustement à distance et de contrôle à distance nécessaires au système d'automatisation de répartition de la centrale.

#### **14.2 Exigences techniques relatives au système de surveillance informatique**

**14.2.1** La fonction de communication du système de surveillance informatique doit être gérée par un contrôleur de communication, et le système d'exploitation de ce contrôleur doit garantir une exploitation sûre et stable de la centrale hydroélectrique.

**14.2.2** Le contrôle automatique doit répondre aux exigences suivantes :

- a) Le contrôle automatique du groupe turbo-alternateur doit être effectué à l'aide d'un contrôleur logique programmable (PLC).
- b) Les équipements auxiliaires du groupe turbo-alternateur et les auxiliaires de la centrale doivent également être contrôlés automatiquement par le contrôleur logique programmable.
- c) Le contrôle de l'équipement auxiliaire d'un groupe turbo-alternateur dont la puissance installée est inférieure à 5 MW et des auxiliaires publics de la centrale peut être géré par des contrôleurs logiques programmables répartis dans diverses armoires de contrôle locales.

**14.2.3** Les interfaces de communication des contrôleurs logiques programmables qui se connectent au système informatique de surveillance via une connexion bus doivent être équipées de dispositifs de protection contre les surtensions.

**14.2.4** Les points d'entrée des signaux analogiques dans le système doivent également être équipés de dispositifs de protection contre les surtensions.

**14.2.5** Le système de surveillance doit pouvoir recevoir correctement les informations de vérification d'horloge et réaliser la synchronisation des horloges de tous les nœuds du système.

**14.2.6** Le contrôle au niveau de la station du système informatique de surveillance doit être équipé d'un onduleur ou d'une alimentation électrique sans interruption (ASI), l'alimentation par onduleur étant privilégiée.

**14.2.7** L'alimentation par onduleur ou l'ASI utilisée dans le système doit également être équipée d'un dispositif de protection contre les surtensions.

#### **14.3 Sélection des instruments de mesure et de contrôle**

**14.3.1** La sélection des instruments de mesure et de contrôle doit se faire selon les critères suivants :

- a) Il convient de privilégier les instruments de mesure et de contrôle modernes et électroniques. Ceux avec un affichage numérique doivent être dotés d'une interface de communication pour se connecter au système informatique de surveillance.
- b) Les instruments mesurant les quantités d'électricité et les compteurs d'énergie électrique doivent être conformes aux normes nationales en vigueur.
- c) Les instruments de mesure de la température à canal unique doivent offrir des fonctionnalités d'indication de température, d'alerte et de contrôle de la température.
- d) Les instruments de mesure de la température à canaux multiples sont recommandés pour l'indication et l'alerte de température, mais ne doivent pas être utilisés pour le contrôle de la température.
- e) Le système de protection contre les survitesses du groupe turbo-alternateur doit être équipé d'un dispositif de signalisation de vitesse électrique pouvant fonctionner selon le mode de mesure de fréquence de tension résiduelle ou le mode de mesure de vitesse à disque denté.
- f) Lorsque les mesures à distance du niveau de l'eau ne peuvent pas être effectuées par communication filaire, il convient d'utiliser des instruments de mesure à distance sans fil. Ces instruments doivent être dotés d'une interface de sortie de quantité analogique et d'une interface de communication.

**14.3.2** Le choix du dispositif de synchronisation doit se faire selon les critères suivants :

- a) Pour le dispositif de synchronisation manuelle, il est recommandé d'utiliser un compteur synchrone numérique doté d'une fonction de compensation de l'angle de phase. Autrement, il est également possible d'utiliser un compteur synchrone combiné.
- b) Un seul dispositif de synchronisation manuel ou plusieurs dispositifs automatiques quasi-synchrones peuvent être utilisés pour l'ensemble de la centrale, ou bien un ensemble distinct peut être attribué à chaque unité.
- c) Les dispositifs automatiques quasi-synchrones doivent être capables de réguler automatiquement la fréquence et la tension.

## **15 Alimentation électrique de la centrale et de la zone du barrage**

### **15.1 Source d'énergie de l'alimentation électrique de service de la centrale électrique**

**15.1.1** L'alimentation électrique de la centrale doit répondre aux exigences suivantes :

- a) Elle doit permettre de répondre aux besoins de charge électrique de la centrale dans différents modes de fonctionnement ;
- b) L'alimentation de service doit être relativement indépendante ;

- c) La centrale doit disposer d'au moins deux sources d'alimentation électrique de service. Cela permet de garantir, qu'en cas de défaillance d'une source, une autre prendra le relais automatiquement.

**15.1.2** L'alimentation électrique de service dans la centrale peut être obtenue selon les méthodes suivantes :

- a) L'alimentation de service peut être directement connectée au bus de tension du générateur ou au conducteur de l'unité ;
- b) Si un transformateur de couplage est installé du côté haute tension de la centrale hydroélectrique, l'alimentation électrique de service peut être tirée de l'enroulement tertiaire de ce transformateur ;
- c) La centrale peut se connecter au réseau électrique local pour son alimentation de service ;
- d) Un générateur diesel peut être utilisé comme source d'alimentation de secours.

**15.1.3** Pour répondre aux besoins en énergie des unités et aux besoins en énergie commune de la centrale, il est recommandé d'utiliser une alimentation électrique hybride.

**15.1.4** Le système d'alimentation de la centrale doit être conçu pour fonctionner soit avec une tension de niveau unique, soit avec une tension à deux niveaux (haute et basse tension). Le choix de la tension à adopter dépend de la charge d'alimentation de la centrale, de la distribution de la charge, de l'aménagement de la centrale et du réseau électrique local.

## **15.2 Sélection de la capacité du transformateur de service de la centrale**

**15.2.1** La capacité du transformateur de puissance dans la centrale doit être suffisante pour couvrir la charge maximale susceptible de se produire dans différents modes de fonctionnement.

**15.2.2** Lorsqu'un transformateur de service de la centrale est hors service pour maintenance ou en cas de défaillance, les autres transformateurs de puissance de la centrale doivent être capables de supporter une charge importante ou même la charge maximale de la centrale à court terme.

**15.2.3** Il est important de s'assurer que, lors du démarrage automatique d'un moteur après la résolution d'une panne, la tension du bus d'alimentation de la centrale de ce moteur n'est pas inférieure à 65 % de sa tension nominale.

## **15.3 Alimentation électrique de la zone du barrage**

**15.3.1** L'alimentation électrique de la zone du barrage doit être assurée soit par un transformateur spécial de la zone du barrage, soit par un transformateur de service de la station publique. Deux sources d'alimentation indépendantes sont nécessaires pour les charges importantes dans la zone du barrage. Pour les installations de décharge de crue particulièrement importantes, il est conseillé d'ajouter une troisième source d'alimentation ou un générateur diesel spécial de capacité appropriée. Les charges moins importantes dans la centrale et dans la zone du barrage peuvent être alimentées par le réseau électrique local.

**15.3.2** La tension de l'alimentation électrique dans la zone du barrage doit être choisie en tenant compte de la portée de l'alimentation, de l'alimentation électrique haute tension de la centrale et de la tension du réseau électrique local.

## **15.4 Alimentation électrique dans la zone résidentielle**

**15.4.1** La méthode préférée pour fournir l'électricité dans la zone résidentielle de la centrale hydroélectrique consiste à utiliser le transformateur abaisseur du réseau électrique local. Si aucun transformateur abaisseur n'est disponible ou configuré, il est possible de mettre en place un transformateur spécial dédié à l'alimentation électrique de la zone résidentielle de la centrale.

## **16 Alimentation électrique en courant continu utilisée pour le fonctionnement de la centrale électrique**

**16.1** L'alimentation électrique de la centrale doit être assurée par un dispositif d'alimentation en courant continu, équipé d'une batterie de stockage et de chargeurs de batterie adaptés. Normalement, il ne doit y avoir qu'une seule batterie de stockage qui fonctionnera en mode de charge flottante. Cependant, lorsque la centrale est contrôlée en mode de station étendue, deux ensembles de batteries de stockage doivent être fournis.

**16.2** La tension de l'alimentation en courant continu doit être une tension standard de 220 ou 110 volts (V).

**16.3** La capacité de la batterie doit être suffisante pour couvrir les besoins en cas de mise hors tension accidentelle de toute la station et pour gérer la charge maximale d'impact. Le temps de fonctionnement en cas de coupure accidentelle doit idéalement être d'une heure, ou de deux heures pour les centrales en mode de station étendue.

**16.4** La batterie de stockage doit être une batterie à régulation par soupape. Le système de chargement et de charge flottante doit inclure un dispositif de redressement. Le circuit d'alimentation de charge de la batterie doit être doté d'une indication de puissance.

**16.5** Le dispositif à courant continu doit être doté de fonctions de contrôle automatique de charge et de décharge, de détection de la capacité et de la tension de la batterie, de surveillance de l'isolation et d'alarme en cas de défaillance.

## **17 Système de surveillance vidéo**

**17.1** Les centrales électriques doivent être équipées d'un système de vidéosurveillance. Les points de surveillance doivent être choisis en fonction de plusieurs facteurs, notamment la production, l'exploitation, la protection contre les incendies et les mesures de sauvegarde nécessaires.

**17.2** L'équipement utilisé dans le système de vidéosurveillance doit être adapté aux conditions environnementales de la centrale.

## **18 Communication**

**18.1** Les centrales électriques doivent être équipées de systèmes de communication internes. La communication de répartition de l'énergie et la communication interne peuvent utiliser le même standard téléphonique programmable. Dans un système de centrales hydroélectriques en cascade, un standard de répartition peut être installé dans le centre de contrôle centralisé. Dans ce cas, un module d'abonné à distance sera installé sur le site de chaque centrale afin de faciliter les communications vocales avec le centre de contrôle centralisé.

**18.2 La communication externe de la centrale peut se faire par les moyens suivants :**

- a) Circuits de communication câblés (lignes téléphoniques ou câbles optiques) ;
- b) Lignes téléphoniques louées ;
- c) Utilisation des lignes électriques pour transmettre des signaux de communication ;
- d) Système de communication basé sur la technologie des micro-ondes.

**18.3** L'équipement de communication doit être alimenté par une source de 24 ou 48 volts spécialement conçue pour les besoins de communication. La capacité de la batterie de stockage, assortie d'un chargeur de batterie approprié, doit être suffisante pour fournir de l'énergie pendant au moins huit heures.

## **19 Réparations et tests électriques**

**19.1** Les centrales électriques peuvent disposer d'un atelier spécialisé pour les réparations électriques. Les outils et équipements nécessaires pour ces réparations doivent être fournis en fonction de la taille de la centrale et doivent être gérés de manière centralisée.

**19.2** Dans les centrales électriques ayant une capacité installée de 10 MW ou plus, une salle de test électrique complète peut être aménagée. Dans les centrales de moins de 10 MW, une salle de test électrique plus simple suffit.

**19.3** Pour les groupes de centrales hydroélectriques en cascade ou sous gestion centralisée, il est recommandé de mettre en place une salle de test électrique centralisée. Les normes de configuration des instruments et des équipements de cette salle de test doivent être conformes aux normes de classification actuelles.

---