Suivi des modifications de normes de fiabilité (versions française et versions anglaise)

A. Introduction

1. **Titre :** **Titres de compétence du personnel d'exploitation**
2. **Numéro :** **PER-003-~~1~~2**
3. **Objet :** Donner l'assurance que les *répartiteurs* effectuant les tâches relatives à la fiabilité afférentes au *coordonnateur de la fiabilité*, au *responsable de l'équilibrage* et à l'*exploitant de réseau de transport* sont certifiés en vertu du programme de certification des *répartiteurs* de la NERC, lorsqu'ils occupent un poste d'exploitation en *temps réel* et sont responsables du contrôle du *système de production-transport d'électricité*.
4. **Applicabilité :**

   4.1. Entités fonctionnelles :

   4.1.1. Coordonnateur de la fiabilité

   4.1.2. Exploitant de réseau de transport

   4.1.3. Responsable de l'équilibrage
5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre de la norme PER-003-2.

   ~~**1.1.** Dans les territoires où une approbation réglementaire est requise, cette norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil douze mois après l'approbation réglementaire applicable. Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, cette norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil douze mois après l'adoption par le conseil d'administration.~~

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit affecter, aux postes d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité afférentes au *coordonnateur de la fiabilité*, des *répartiteurs* qui ont démontré des compétences minimales dans les domaines énoncés ci-~~-~~dessous en obtenant et en maintenant à jour un certificat de *répartiteur* fiabilité de la NERC valide[1] ~~:~~[2] :
[Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

1.1. Domaines de compétence

1.1.1. Équilibrage des ressources et de la demande

1.1.2. Exploitation du transport

1.1.3. Préparation et exploitation en ~~urgence~~situation d'urgence

1.1.4. Exploitation de réseau

1.1.5. Protection et contrôle

---

1. Le personnel non certifié par la NERC qui exécute ~~n'importe~~n'importe quelles tâches relatives à la fiabilité ~~d'un~~d'un poste ~~d'exploitation~~d'exploitation en temps réel doit être sous la supervision directe d'un *répartiteur* détenant le certificat de la NERC et en devoir à ce poste ; le *répartiteur* détenant le certificat de la NERC ~~est ultimement responsable~~assume la responsabilité ultime de l'exécution des tâches relatives à la fiabilité.
2. Les certificats de la NERC dont il est question dans la présente norme sont les certificats indiqués dans le manuel du programme de certification des *répartiteurs* de la NERC.

1.1.6. Tension et puissance réactive

1.1.7. Programmation et coordination des *échanges*

1.1.8. Coordination et exploitation relative à la fiabilité de ~~l'*Interconnexion*~~l'*Interconnexion*

M1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir les pièces justificatives suivantes pour montrer qu'il a affecté, aux postes d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité, des *répartiteurs* qui ont démontré des compétences minimales en obtenant le certificat approprié de la NERC et en en maintenant la validité :

M1.1 une liste des postes d'exploitation en *temps réel* ;

M1.2 une liste des *répartiteurs* affectés aux postes d'exploitation en *temps réel* ;

M1.3 un exemplaire ou le numéro et la date d'expiration de chaque certificat de la NERC de ses *répartiteurs* qui démontre la conformité dans les domaines de compétence pertinents ;

M1.4 les horaires de travail, les registres de travail ou toute autre pièce justificative équivalente montrant quels *répartiteurs* sont affectés pour travailler à des postes d'exploitation en *temps réel*.

E2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit affecter, aux postes d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité afférentes à l'*exploitant de réseau de transport*, des *répartiteurs* qui ont démontré des compétences minimales dans les domaines énoncés ci-dessous en obtenant ~~et en maintenant à jour~~ un des certificats de la NERC ~~valides~~ suivants[1] ~~:~~ et en en maintenant la validité[(2)(3)] :
[Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

2.1. Domaines de compétence

2.1.1. Exploitation du transport

2.1.2. Préparation et exploitation en ~~urgence~~situation d'urgence

2.1.3. Exploitation de réseau

2.1.4. Protection et contrôle

2.1.5. Tension et puissance réactive

2.2. Certificats

- Répartiteur fiabilité
- Répartiteur d'équilibrage, des *échanges* et de *transport*

~~1. Le personnel non certifié par la NERC qui exécute n'importe quelles tâches relatives à la fiabilité d'un poste d'exploitation en temps réel doit être sous la supervision directe d'un *répartiteur* détenant le certificat de la NERC et en devoir à ce poste ; le *répartiteur* détenant le certificat de la NERC est ultimement responsable de l'exécution des tâches relatives à la fiabilité.~~

2. Le personnel non certifié par la NERC qui exécute n'importe quelles tâches relatives à la fiabilité d'un poste d'exploitation en temps réel doit être sous la supervision directe d'un *répartiteur* détenant le certificat de la NERC et en devoir à ce poste ; le *répartiteur* détenant le certificat de la NERC assume la responsabilité ultime de l'exécution des tâches relatives à la fiabilité.
3. Les certificats de la NERC dont il est question dans la présente norme sont les certificats indiqués dans le manuel du programme de certification des *répartiteurs* de la NERC.

- Répartiteur de transport

M2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives suivantes pour montrer qu'il a affecté, aux postes d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité, des *répartiteurs* qui ont démontré des compétences minimales en obtenant un certificat approprié de la NERC et en en maintenant la validité :

M2.1 une liste des postes d'exploitation en *temps réel* ;

M2.2 une liste des *répartiteurs* affectés aux postes d'exploitation en *temps réel* ;

M2.3 un exemplaire ou le numéro et la date d'expiration de chaque certificat de la NERC de ses *répartiteurs* qui démontre la conformité dans les domaines de compétence pertinents ;

M2.4 les horaires de travail, les registres de travail ou toute autre pièce justificative équivalente montrant quels *répartiteurs* sont affectés pour travailler à des postes d'exploitation en *temps réel.*

E3. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit affecter, aux postes d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité afférentes au *responsable de l'équilibrage*, des *répartiteurs* qui ont démontré des compétences minimales dans les domaines énoncés ci-dessous en obtenant ~~et en maintenant à jour~~ un des certificats de la NERC ~~valides suivants[1] :~~ suivants et en en maintenant la validité[(1)(2)] :
[Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

3.1. Domaines de compétence

3.1.1. Équilibrage des ressources et de la demande

3.1.2. Préparation et exploitation en ~~urgence~~situation d'urgence

3.1.3. Exploitation de réseau

3.1.4. Programmation et coordination des échanges

3.2. Certificats

- Répartiteur fiabilité
- Répartiteur d'équilibrage, des *échanges* et de *transport*
- Répartiteur d'équilibrage et des *échanges*

~~C. Mesures~~

1. Le personnel non certifié par la NERC qui exécute n'importe quelles tâches relatives à la fiabilité d'un poste d'exploitation en temps réel doit être sous la supervision directe d'un *répartiteur* détenant le certificat de la NERC et en devoir à ce poste ; le *répartiteur* détenant le certificat de la NERC assume la responsabilité ultime de l'exécution des tâches relatives à la fiabilité.
2. Les certificats de la NERC dont il est question dans la présente norme sont les certificats indiqués dans le manuel du programme de certification des *répartiteurs* de la NERC.

~~M1.~~M3. ~~Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, chaque *exploitant de réseau de transport* et~~ Chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir les pièces justificatives suivantes pour montrer qu'il a affecté, aux postes ~~d'exploitation~~d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité, des *répartiteurs* qui ont démontré des compétences minimales en obtenant ~~et en maintenant à jour~~ un certificat ~~valide~~approprié de la NERC~~. (E1, E2~~ et ~~E3)~~en en maintenant la validité :

~~M1.1~~M3.1 une liste des postes ~~d'exploitation~~d'exploitation en *temps réel*~~,~~ ;

~~M1.2~~M3.2 une liste des *répartiteurs* affectés aux postes ~~d'exploitation~~d'exploitation en *temps réel*~~,~~ ;

~~M1.3~~M3.3 un exemplaire ou le numéro et la date d'expiration de chaque certificat de la NERC de ses *répartiteurs* ~~ou le numéro du certificat de la NERC avec la date d'expiration~~ qui démontre ~~leur~~la conformité dans les domaines de compétence pertinents~~,~~ ;

~~M1.4~~M3.4 les horaires de travail, les registres de travail ou ~~toutes autres pièces justificatives équivalentes~~toute autre pièce justificative équivalente montrant quels *répartiteurs* sont affectés pour travailler à des postes d'exploitation en *temps réel.*

~~D.~~C. Conformité

E1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. ~~Responsabilité de la surveillance de~~Responsable des mesures pour assurer la conformité

~~Dans le cas des *coordonnateurs de la fiabilité* et des autres entités fonctionnelles qui travaillent pour leur entité régionale, l'ERO doit servir de responsable de la surveillance de l'application des normes.~~

~~Dans le cas des entités qui ne travaillent pas pour l'entité régionale de la fiabilité, l'entité régionale de la fiabilité doit servir de responsable de la surveillance de l'application des normes.~~

~~**1.1. Processus de surveillance et de mise en application des normes**~~

~~Audits de conformité~~

~~Déclarations sur la conformité~~

~~Contrôles ponctuels~~

~~Enquêtes sur les non-conformités~~

~~Déclarations volontaires~~

~~Plaintes~~

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- Chaque *coordonnateur de la fiabilité*, *exploitant de réseau de transport* ou *responsable de l'équilibrage* ~~doivent~~doit conserver les données ou les pièces justificatives ~~pour montrer leur~~attestant sa conformité pendant trois ans ou depuis le dernier audit de conformité, selon la plus longue de ces périodes~~, à moins que le responsable de la surveillance de l'application des normes leur ordonne de conserver certaines pièces justificatives pour une plus longue période, dans le cadre d'une enquête~~.

~~Si un *coordonnateur de la fiabilité*, un *exploitant de réseau de transport* ou un *responsable de l'équilibrage* est jugé non-conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit de nouveau jugé conforme ou pendant la période de temps spécifiée ci-dessus, selon la plus longue des deux.~~

~~Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit et tous les dossiers d'audit demandés et présentés subséquemment.~~

~~1.2. Autres informations sur la conformité~~

~~Aucune~~

1.3. ~~Niveaux~~Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex. ~~No. E.~~	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1.	S. O.	S. O.	S. O.	Le *coordonnateur de la fiabilité* n'a pas affecté, à chaque poste d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité afférentes au *coordonnateur de la fiabilité* ~~des répartiteurs~~, un *répartiteur* ayant un certificat de la NERC valide~~,~~
E2.	S. O.	S. O.	S. O.	L'*exploitant de réseau de transport* n'a pas affecté, à chaque poste d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité afférentes à l'*exploitant de réseau de transport*, ~~des répartiteurs~~un *répartiteur* ayant un certificat de la NERC valide~~, comme~~
E3.	S. O.	S. O.	S. O.	Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas affecté, à chaque poste d'exploitation en *temps réel* exécutant des tâches relatives à la fiabilité afférentes au *responsable de l'équilibrage*, ~~des répartiteurs~~un *répartiteur* ayant un certificat de la NERC valide~~, comme~~ défini à

Cellules fusionnées

~~E.~~D. Différences régionales

Aucune.

~~F.~~E. Documents ~~associés~~connexes

Plan de mise en œuvre.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	~~Le~~ 1er avril 2005	~~Date d'entrée~~Entrée en vigueur	Nouvelle norme
1	~~Le~~ 17 février 2011	Révision complète dans le cadre du projet 2007-04	~~Révisée~~Révision
1	~~Le~~ 17 février 2011	~~Adoptée~~Adoption par le Conseil d'administration	
1	~~Le 15septembre~~15 septembre 2011	Ordonnance ~~émise par~~de la FERC ~~approuvant la norme PER-003-1 (la date d'entrée~~(entrée en vigueur ~~de l'ordonnance est le15~~le 15 septembre 2011) ratifiant la norme PER-003-1	
2	10 mai 2018	Ajout d'une note de bas de page aux exigences	Révision
2	10 mai 2018	Adoption par le Conseil d'administration	Révision
2	21 novembre 2018	Lettre d'ordonnance de la FERC ratifiant la norme PER-003-2 (dossier n° RD18-9-000)	

A. Introduction

1. Titre : **Capacité de charge des relais de groupe de production**

2. Numéro : **PRC-~~-~~025-~~1~~-2**

3. Objet : Régler les relais de protection sensibles à la charge associés aux *installations* de production de manière à éviter les déclenchements inutiles des groupes de production pendant une perturbation du réseau pour des conditions qui ne posent pas de risque de dommage à l'équipement associé.

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Propriétaire d'installation de production* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge[1] aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa~~ 3~~ 4.2, Installations.

4.1.2. *Propriétaire d'installation de transport* qui utilise des relais de protection sensibles à la ~~*charge*~~charge[1] aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa~~ 3~~ 4.2, Installations.

4.1.3. *Distributeur* qui utilise des relais de protection sensibles à la ~~*charge*~~charge[1] aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa~~ 3~~ 4.2, Installations.

4.2. Installations : Les *éléments* suivants associés aux groupes de production et aux centrales du *système de production-transport d'électricité* (*BES*), y compris les groupes et les centrales désignés comme *ressources à démarrage autonome* dans le plan de remise en charge du réseau de l'*exploitant de réseau de transport* :

4.2.1. groupes de production~~ ;~~ ;

4.2.2. transformateurs élévateurs de groupe de production (GSU~~) ;~~) ;

4.2.3. transformateurs de service auxiliaire~~ *de groupe*~~ (UAT) qui fournissent l'ensemble de l'alimentation nécessaire pour maintenir un ou des groupes de production en service[2]~~ ;~~ ;

4.2.4. *éléments* qui relient ~~les~~un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à ~~exporter~~transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* ~~peuvent~~pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale~~) ;~~) ;

4.2.5. *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources ~~dispersées~~décentralisées.

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre.

1. Ces relais comprennent les appareils de protection basse tension réglables.
2. Ces transformateurs, peu importe leur dénomination, servent à fournir l'ensemble de l'alimentation auxiliaire de la centrale lorsque les groupes sont en marche. La perte de ces transformateurs entraîne le retrait du service des groupes de production. Se reporter à la section Éclaircissements et commentaires techniques de la norme PRC-025-2 pour plus de détails sur les transformateurs de service auxiliaire.

~~5.~~6. **Contexte :** Après l'analyse d'un bon nombre des perturbations importantes survenues depuis 25 ans dans le réseau électrique interconnecté de l'Amérique du Nord, on a découvert que des groupes de production ont déclenché à cause de conditions qui ne présentaient apparemment pas de risque direct pour ces groupes ou pour les équipements associés au cours de la période pendant laquelle le déclenchement s'est produit. Ces déclenchements ont souvent augmenté l'étendue ou la durée de la perturbation. Ce phénomène a été reconnu comme un facteur important dans la panne générale survenue en août 2003 dans le nord-est du continent nord-américain[3].

Pendant la phase de rétablissement d'une perturbation, la perturbation peut montrer un comportement de « perturbation de tension » où la tension du réseau peut chuter fortement et fluctuer. Afin de soutenir le réseau pendant cette phase transitoire d'une perturbation, la présente norme établit des critères pour que les relais de protection sensibles à la charge soient réglés de façon que les groupes de production individuels puissent fournir de la *puissance réactive,* dans les limites de leur capacité dynamique, pendant ces périodes transitoires pour aider le réseau à se rétablir de la perturbation de tension. Le déclenchement prématuré ou inutile de groupes de production ~~entraînant~~entraîne la perte de *puissance réactive* dynamique, ce qui aggrave la perturbation de tension et modifie ainsi le caractère de la perturbation du réseau. De plus, la perte de *puissance active* pourrait déclencher ou exacerber une perturbation de fréquence.

7. Définitions spécifiques à la norme : Aucune.

~~**6.1. Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre.~~

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de production*, *propriétaire d'installation de transport* et *distributeur* doit appliquer les réglages conformément à l'annexe 1, Réglages des relais, de la norme PRC-025~~-1~~-2 pour chaque relais de protection sensible à la charge, tout en maintenant une protection fiable contre les défauts.
[Facteur de risque~~(VRF)~~ de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

M1. Pour chaque relais de protection sensible à la charge, chaque *propriétaire d'installation de production*, *propriétaire d'installation de transport* et *distributeur* doit avoir des pièces justificatives (résumés de calculs, feuilles de chiffrier, rapports de simulation, fiches de réglage, etc.) attestant l'application des réglages conformément à l'annexe 1 de la norme PRC-025-~~1 :~~2, Réglages des relais.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

~~Tel que défini dans les règles de procédure de la NERC,~~ Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs ~~de surveillance~~visant à surveiller et ~~de mise en application des~~à assurer la conformité aux normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

3. Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant, *Interim Report: Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada*, novembre 2003 (http://www.nerc.com/docs/docs/blackout/814BlackoutReport.pdf).

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le ~~*responsable des mesures pour assurer la conformité*~~*CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

~~Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent~~L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité ~~tel q'indiqué~~selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son ~~*responsable des mesures pour assurer la conformité*~~*CEA* lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête~~.~~ :

- Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent conserver les pièces justificatives de l'exigence E1 et de la mesure M1 pour les trois années civiles les plus récentes.
- Si un *propriétaire d'installation de production*, un *propriétaire d'installation de transport* ou un *distributeur* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

~~Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et présentés par la suite.~~

~~**Processus**~~

~~**1.3.**~~ Niveau de ~~**surveillance et d'évaluation**~~gravité de la ~~**conformité**~~

~~Audit de conformité~~

~~Déclaration sur la conformité~~

~~Contrôle ponctuel~~

~~Enquête de conformité~~

~~**Déclaration de**~~ **non-conformité (VSL)**

~~Plainte~~

~~**1.4. Autres informations sur la conformité**~~

~~Aucune~~

~~Tableau des éléments de conformité~~

~~Exigences~~	~~Horizon~~	~~VRF~~	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	~~Planification à long terme~~	~~Élevé~~	Sans objet	Sans objet	Sans objet~~.~~	Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* n'a pas appliqué à un relais de protection sensible à la charge les réglages prescrits à l'annexe 1 de la norme PRC~~-~~-025~~-1~~ ~~÷~~ -2, Réglages des relais~~, à un relais de protection sensible à la charge~~.

Cellules supprimées

Cellules supprimées

D. Différences régionales

Aucune.

~~E. Interprétations~~

~~Aucune~~

~~F.~~E. Documents connexes

Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (~~System Protection and Control Subcommittee~~SPCS) de la NERC, ~~juillet 2010, « *Considerations for* Power Plant and Transmission System Protection Coordination »~~, document technique de référence, révision 2. (Publication : juillet 2015)

Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, *Unit Auxiliary Transformer Overcurrent Relay Loadability During a Transmission Depressed Voltage Condition*. (Publication : mars 2016)

IEEE C37.102-2006, *IEEE Guide for AC Generator Protection*. (Publication : 2006)

IEEE C37.17-2012, *IEEE Standard for Trip Systems for Low-Voltage (1000 V and below) AC and General Purpose (1500 V and below) DC Power Circuit Breakers*. (Publication : 18 septembre 2012)

IEEE C37.2-2008, *IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*. (Publication : 3 octobre 2008)

Historique des versions

~~PRC-025-1~~

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	15 août 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme
1	17 juillet 2014	Ordonnance de la FERC ratifiant la norme PRC-025-1	
2	19 avril 2017	Demande SAR acceptée par le comité de normalisation	Projet 2016-04
2	8 février 2018	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Révision
2	2 mai 2018	Ordonnance de la FERC ratifiant la norme PRC-025-2 (dossier RD18-4-000)	

PRC-025-2 – Annexe 1 : Réglages des relais

Introduction

La présente norme n'oblige pas le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* à utiliser les fonctions de protection indiquées au tableau 1. Chaque *propriétaire d'installation de production*, ~~chaque~~ *propriétaire d'installation de transport* et ~~chaque~~ *distributeur* qui ~~applique~~utilise des relais de protection sensibles à la charge ~~sur leurs~~pour des *éléments* ~~listés~~spécifiés à l'alinéa ~~3~~4.2, Installations, doit ~~utiliser~~choisir une des options du tableau 1, Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais ~~(«~~ (ci-après le « tableau 1 »), pour régler chaque élément de relais de protection sensible à la charge conformément à son application et au type de relais. La tension au jeu de ~~barre~~barres est liée aux critères pour les diverses applications indiquées au tableau 1.

Groupes de production

Les valeurs des critères de réglage ~~d'activation de~~des relais pour les groupes synchrones sont établies à partir de la capacité de *puissance active* brute maximale du groupe, en mégawatts (MW), telle que déclarée au *planificateur de réseau de transport*, et à partir de la capacité de *puissance réactive* du groupe, en mégavoltampères réactifs (Mvar), selon la valeur en MW calculée d'après la ~~caractéristique assignée~~puissance nominale du groupe en mégavoltampères (MVA) au facteur de puissance nominal. Si différentes capacités saisonnières sont déclarées, la capacité ~~maximale~~la plus élevée devra être utilisée aux fins de la présente norme à titre d'exigence minimale. Le *propriétaire d'installation de production* peut baser ses réglages sur une capacité plus élevée que celle déclarée au *planificateur de réseau de transport*.

Les valeurs des critères de réglage ~~d'activation de~~des relais pour les groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur~~),~~) sont dérivées à partir de la puissance complexe ~~globale~~combinée maximale de l'installation, en MVA, déclarée au *planificateur de réseau de transport*, y compris les Mvar produits par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. Si différentes capacités saisonnières sont déclarées, la capacité la plus élevée devra être utilisée aux fins de la présente norme à titre d'exigence minimale. Le *propriétaire d'installation de production* peut baser ses réglages sur une capacité plus élevée que celle déclarée au *planificateur de réseau de transport*.

Dans ~~le~~les cas ~~d'application~~ où des groupes synchrones et asynchrones sont ~~combinés~~raccordés ensemble à un transformateur élévateur de groupe (GSU) ou ~~sur~~à des *éléments* qui relient ~~des transformateurs élévateurs de groupe (GSU)~~ un transformateur GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à ~~exporter~~transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* ~~peuvent~~pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale), les critères de réglage ~~d'activation~~ doivent être déterminés par addition vectorielle des critères de réglage pour chaque type de groupe, et avec la tension au jeu de barres qui correspond à l'application et au type de relais du groupe synchrone.

Transformateurs

Les calculs qui ~~tiennent compte du~~ incluent le rapport de transformation ~~du transformateur GSU~~ doivent ~~utiliser~~tenir compte de la prise effectivement ~~appliquée (~~en service~~),~~ dans le cas ~~de transformateurs~~d'un transformateur GSU à ~~changeurs~~changeur de prise à vide (DETC). ~~Si des changeurs~~Dans le cas d'un transformateur GSU à changeur de prise en charge (LTC~~) sont utilisés,~~), les calculs doivent tenir compte de la prise qui entraîne la tension la plus faible ~~à la barre~~au jeu de barres du groupe. Si le critère spécifie l'utilisation de l'impédance du transformateur GSU, l'impédance nominale ~~au~~pour le rapport de transformation nominal du transformateur GSU doit être ~~utilisé~~utilisée.

Les applications dont la topologie est plus complexe, par exemple des groupes de production reliés à un transformateur à enroulements multiples, ne sont pas directement abordées par les critères du tableau 1. Ces topologies peuvent donner lieu à des transits de puissance complexes, et des simulations peuvent être nécessaires pour éviter, en voulant simplifier les calculs, d'adopter des hypothèses trop prudentes. Les entités ~~avec~~qui utilisent ces topologies ~~devraient~~doivent alors régler leurs relais de manière qu'ils ~~n'opèrent pas et~~ ne se déclenchent pas dans les conditions ~~abordées~~visées par la présente norme.

Lignes multiples

Les applications qui utilisent une topologie plus complexe, par exemple des lignes multiples qui relient un ou des transformateurs ~~élévateurs de groupe (~~GSU~~)~~ au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à ~~exporter~~transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* ~~peuvent~~pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale), ne sont pas directement ~~abordés~~couvertes par les critères du tableau 1. Ces topologies peuvent donner lieu à des transits de puissance complexes, et des simulations peuvent être nécessaires pour éviter, en voulant simplifier les calculs, d'adopter des hypothèses trop prudentes. Les entités ~~avec~~qui utilisent ces topologies doivent alors régler leurs relais de manière qu'ils ~~n'opèrent~~ne se déclenchent pas dans les conditions visées par la présente norme.

Exclusions

La présente norme ne s'applique pas aux systèmes de protection suivants :

1. ~~1~~ éléments de relais qui sont en service seulement pendant le démarrage~~ ;~~ ;
2. ~~2~~ éléments de relais de protection sensibles à la charge qui sont armés seulement lorsque le groupe de production n'est pas relié au réseau (par exemple des éléments de surintensité ~~de circuit~~ non directionnels utilisés en combinaison avec des systèmes de protection contre la mise sous tension accidentelle ou le contournement électrique de disjoncteurs ouverts~~) ;~~) ;
3. ~~3~~ éléments de relais de détection de défauts de phase servant à superviser d'autres éléments de distance de phase sensibles à la charge (par exemple pour prévenir tout fonctionnement intempestif en cas de perte de potentiel) pourvu que l'élément de distance soit réglé conformément à la présente norme~~ ;~~ ;
4. ~~4~~ éléments de relais de protection qui sont activés seulement en cas de défaillance d'autres éléments de protection (par exemple des éléments de surintensité ~~de courant~~ qui sont activés seulement en cas de perte de potentiel~~) ;~~) ;
5. ~~5~~ éléments de relais de protection utilisés seulement pour des *automatismes de réseau* visés par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou régionale~~ ;~~ ;
6. ~~6~~ systèmes de protection qui détectent les surcharges de groupe et qui sont conçus pour agir en coordination avec la capacité de court terme du groupe selon une caractéristique inverse extrême réglée pour assurer un délai d'intervention d'au moins 7 secondes à 218 % du courant à pleine charge (par exemple le courant d'armature nominal~~),~~) et pour prévenir le ~~fonctionnement~~déclenchement à moins de 115 % du courant à pleine charge[4]~~ ;~~ ;
7. ~~7~~ systèmes de protection qui détectent les surcharges~~ de transformateur~~ et qui sont conçus pour intervenir seulement pendant les périodes où l'opérateur a au moins 15 minutes pour répondre aux conditions de surcharge~~ ;~~ ;

4. IEEE C37.102-2006, *Guide for AC Generator Protection*, section 4.1.1.2.

8. dispositifs non réglables de protection contre les baisses de tension.

Tableau 1

Le tableau 1 ~~qui commence à la page suivante~~ci-après est structuré et mis en page de manière à aider le lecteur à ~~identifier~~repérer une option pour un relais de protection ~~donné~~ sensible à la charge d'un type donné.

La première colonne indique l'application (par exemple, groupes de production synchrones ou asynchrones, transformateurs ~~élévateurs de groupe~~GSU, transformateurs de service auxiliaire (UAT) et *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à ~~exporter~~transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES.* ~~Les *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale).~~ Des bandes horizontales bleu foncé ~~sauf~~(outre l'en-tête qui se répète à chaque page) délimitent les diverses applications.

La deuxième colonne présente les relais de protection de distance ou de surintensité sensibles à la charge, en indiquant leur numéro de fonction IEEE (21, 50, 51, 51V~~-~~-C, 51V~~-~~-R ou 67~~)~~), qui correspondent à l'application de la première colonne. Une indication du fabricant peut être donnée pour le délai de déclenchement, par exemple L, S et I respectivement pour délai long, délai court ou instantané. Les démarcations entre les différents types de relais pour une application donnée sont signalées par des bandes horizontales bleu clair. Ces bandes horizontales ne contiennent pas de texte, sauf si la même application est reprise à la page suivante avec un type de relais différent.

À la troisième colonne ~~utilise la~~, une numérotation alphanumérique ~~des~~désigne les options possibles de réglage des relais de protection sensibles à la charge pour l'application et le type de relais. Une autre bande horizontale bleu clair, plus courte et contenant le mot « OU », signale au lecteur que plusieurs options existent pour déterminer la tension au jeu de barres et les critères de réglage (quatrième et cinquième colonnes, respectivement). Les colonnes « Tension au jeu de ~~barre~~barres » et « Critères de réglage ~~d'activation~~ » présentent les critères à utiliser pour déterminer le réglage approprié.

~~De plus, le tableau est formaté en mettant~~Par ailleurs, une trame de fond ~~qui~~ signale les groupes de relais associés aux applications de groupe asynchrone. Les applications de groupe synchrone et ~~de transformateur de service auxiliaire de groupe~~d'UAT ne sont pas tramées. ~~Aussi~~Enfin, des zones tampons intentionnelles sont insérées afin que les options semblables soient présentées autant que possible sur une même page. Il est à noter que pour certaines applications, les options disponibles peuvent s'étendre sur plus d'une page.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais

Application	Type de relais	Option	Tension au jeu de ~~barre~~barres[5]	Critères de réglage ~~d'activation~~
Groupes synchrones, ~~ou~~ainsi que les *éléments* utilisés pour ~~le regroupement de~~regrouper la production de ressources ~~dispersées~~décentralisées	Relais de distance de phase ~~(~~ (fonction 21)~~—~~ directionnel vers le réseau de *transport*	1a	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport ~~de transformation~~ du transformateur ~~élévateur~~GSU	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la ~~capacité~~puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ~~;~~ ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance ~~inscrite à la plaque signalétique~~nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		1b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes ~~côté~~ haute tension du transformateur ~~élévateur (y compris le~~GSU (compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur)	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la ~~capacité~~puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ~~;~~ ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance ~~inscrite à la plaque signalétique~~nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		1c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à ~~une~~0,85 p.u. de la tension nominale ~~de 0,85 p.u.~~ aux bornes ~~côté~~ haute tension du transformateur ~~élévateur~~GSU avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la ~~capacité~~puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ~~;~~ ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la *puissance réactive* brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais ~~ci-après~~			

5. Les calculs qui intègrent le rapport du transformateur GSU doivent tenir compte de la prise effectivement en service dans le cas d'un transformateur GSU à changeur de prise à vide. Dans le cas d'un transformateur GSU à changeur de prise en charge, les calculs doivent tenir compte de la prise qui entraîne la tension la plus faible au jeu de barres du

groupe. Si le critère demande d'intégrer l'impédance du transformateur GSU, utiliser l'impédance nominale pour le rapport de transformation nominal du transformateur GSU.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	Type de relais	Option	Tension au jeu de barres[5]	Critères de réglage
Groupes synchrones, ainsi que les *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées	Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50, 51 ou 51V-R à retenue de tension)	2a	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal

~~Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais~~					
~~Application~~	~~Type de relais~~	~~Option~~	~~Tension de barre[4]~~		~~Critères de réglage d'activation~~
~~Groupes synchrones, ou *éléments* utilisés pour le regroupement de la production de ressources dispersées~~	~~Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) ou (51V-R) – à retenue de tension~~	~~2a~~	~~Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de tranformation du transformateur élévateur~~		~~L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes :~~ ~~1) *Puissance active* produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et~~ ~~2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal~~
			OU		
			2b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes ~~côté~~ haute tension du transformateur ~~élévateur (y compris le~~GSU (compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la ~~capacité~~puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*~~ ;~~ ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance ~~de la plaque signalétique~~nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
			OU		
			2c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à ~~une~~0,85 p.u. de la tension nominale ~~de 0,85 p.u.~~ aux bornes ~~côté~~ haute tension du transformateur ~~élévateur~~GSU avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la ~~capacité~~puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*~~ ou ;~~ ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la *puissance réactive* brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
		~~**Suite de la même application avec un autre Type de relais ci-après**~~			

	Relais de phase ~~temporisé~~temporisé à ~~surintensité~~maximum de courant (fonction 51V~~–~~-C) ~~—~~asservi à la tension (~~configuré pour fonctionner en fonction de~~fonctionnement autorisé selon la tension)	3	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport ~~de transformation~~ du transformateur ~~élévateur~~GSU	La consigne de tension doit être réglée ~~au-dessous~~à moins de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe
~~Début d'une autre application ci-après~~				

~~Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais~~				
~~Application~~	~~Type de relais~~	~~Option~~	~~Tension de barre[4]~~	~~Critères de réglage d'activation~~
~~Groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur), ou *éléments* utilisés pour le regroupement de la production de ressources dispersées~~	~~Relais de distance de phase (21) directionnel vers le réseau de *transport*~~	~~4~~	~~Tension de barre du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur~~	~~L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance inscrite à la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)~~
	~~Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) ou (51V-R) à retenue de tension~~	~~5~~	~~Tension de barre du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur~~	~~L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)~~
	~~Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51V-C) asservi à la tension (configuré pour fonctionner en fonction de la tension)~~	~~6~~	~~Tension de barre du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur~~	~~La consigne de tension doit être réglée au-dessous de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe~~

~~Début d'une autre application à la page suivante~~

~~Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais~~				
~~Application~~	~~Type de relais~~	~~Option~~	~~Tension de barre[4]~~	~~Critères de réglage d'activation~~
~~Transformateurs élévateurs de groupe reliés à des groupes synchrones~~	~~Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de *transport* côté basse tension du transformateur élévateur~~ ~~Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 14.~~	~~7a~~	~~Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur~~	~~L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes :~~ ~~1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et~~ ~~2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance inscrite à la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal~~
		~~OU~~		
		~~7b~~	~~Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)~~	~~L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes :~~ ~~1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et~~ ~~2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance inscrite à la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal~~
		~~OU~~		

		~~7e~~	~~Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la puissance réactive maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ~~	~~L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes :~~ ~~1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et~~ ~~2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation~~
	~~**Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après**~~			

~~Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais~~				
~~Application~~	~~Type de relais~~	~~Option~~	~~Tension de barre[4]~~	~~Critères de réglage d'activation~~
~~Transformateurs élévateurs reliés à des groupes synchrones~~	~~Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) – côté basse tension du transformateur élévateur~~ ~~Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 15~~	~~8a~~	~~Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur~~	~~L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes :~~ ~~1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et~~ ~~2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal~~
		~~OU~~		
		~~8b~~	~~Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)~~	~~L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes :~~ ~~1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et~~ ~~2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal~~
		~~OU~~		
		~~8c~~	~~Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la puissance réactive maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ~~	~~L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes :~~ ~~1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et~~ ~~2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation~~
	~~**Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après**~~			

~~Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais~~				
~~Application~~	~~Type de relais~~	~~Option~~	~~Tension de barre[4]~~	~~Critères de réglage d'activation~~
~~Transformateurs élévateurs reliés à des groupes synchrones~~	~~Relais de phase directionnel temporisé à surintensité de courant (67) directionnel vers le réseau de *transport* côté basse tension du transformateur élévateur~~ ~~Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 16~~	~~9a~~	~~Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur~~	~~L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes :~~ ~~1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et~~ ~~2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal~~
		~~OU~~		
		~~9b~~	~~Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)~~	~~L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes :~~ ~~1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et~~ ~~2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal~~
		~~OU~~		

		~~9c~~	~~Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ~~	~~L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes :~~ ~~1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et~~ ~~2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation~~

Début d'une autre application à la page suivante

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*

Application	Type de relais	Option	Tension au jeu de ~~barre[4]~~barres[5]	Critères de réglage ~~d'activation~~
~~Transformateurs élévateurs reliés uniquement à des~~ Groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur~~)~~), ainsi que les *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées	Relais de distance de phase (fonction 21)~~—~~ directionnel vers le réseau de *transport*~~— côté basse tension du transformateur élévateur~~ ~~Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 17~~	~~10~~4	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport ~~de transformation~~ du transformateur ~~élévateur~~GSU	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance ~~de la plaque signalétique~~nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de phase ~~temporisé~~ à ~~surintensité~~maximum de courant (fonctions 50, 51~~)~~ ~~— côté basse~~ ou 51V-R à retenue de tension~~— du transformateur élévateur~~ ~~Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 18~~)	~~11~~5a	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport ~~de transformation~~ du transformateur ~~élévateur, pour les relais à surintensité de courant installés sur le côté basse tension~~ GSU	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance ~~de la plaque signalétique~~nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
		OU		
		5b	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	La limite inférieure de la tolérance de la caractéristique de déclenchement de l'élément de surintensité doit être réglée de manière à ne pas empiéter sur la capacité de la ressource (y compris la puissance réactive produite par la ressource et par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive) ; voir la figure A

Cellules fusionnées

	Relais de phase temporisé à maximum de courant (fonction 51V-C) asservi à la tension (fonctionnement autorisé selon la tension)	6	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	La consigne de tension doit être réglée à moins de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe
Début d'une autre application à la page suivante				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	Type de relais	Option	Tension au jeu de barres[5]	Critères de réglage
Relais situés sur le côté basse tension[6] de transformateurs GSU, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones	Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*	7a	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		7b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU (compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur)	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		7c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais ~~ci-après~~			

6. Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, l'option 14 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté basse tension[7] de transformateurs GSU, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones	Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50 ou 51)	8a	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		8b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU (compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		8c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport ;* et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais			

7. Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, l'option 15 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté basse tension[8] de transformateurs GSU, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones	Relais de phase directionnel à maximum de courant (fonction 67) directionnel vers le réseau de *transport*	9a	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		9b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU (compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		9c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation

Début d'une autre application à la page suivante

8. Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, l'option 16 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres5**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté basse tension de transformateurs GSU, dans le cas d'un raccordement à des groupes asynchrones seulement (y compris les installations avec onduleur)	Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport* [9]	10	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50 ou 51)[10]	11	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU, pour les relais à maximum de courant installés sur le côté basse tension	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de phase directionnel à maximum de courant (fonction 67) directionnel vers le réseau de *transport* [11]	12	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
Début d'une autre application à la page suivante				

9. Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, l'option 17 s'applique.
10. Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, l'option 18 s'applique.
11. Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, l'option 19 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	Type de relais	Option	Tension au jeu de barres[5]	Critères de réglage
Transformateurs de service auxiliaire (UAT)	Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50 ou 51) aux bornes haute tension de l'UAT, le déclenchement du relais entraînant l'indisponibilité du groupe associé	13a	1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension de l'UAT	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant calculé à partir de la puissance nominale maximale (en MVA) de l'UAT

~~Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais~~				
~~Application~~	~~Type de relais~~	~~Option~~	~~Tension de barre[4]~~	~~Critères de réglage d'activation~~
~~Transformateurs élévateurs reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur)~~	~~Relais de phase directionnel temporisé à surintensité de courant (67) – directionnel vers le réseau de *transport* – côté basse tension du transformateur élévateur~~ ~~Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 19~~	~~12~~	~~Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur~~	~~L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)~~
~~Début d'une autre application ci-après~~				
~~Transformateurs de service auxiliaire de groupe de production (UAT)~~	~~Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) – aux bornes côté haute tension du transformateur de service auxiliaire, le déclenchement du relais entraînant la mise hors circuit du groupe associé~~	~~13a~~	~~1,0 p.u. de la tension nominale des enroulements du transformateur de service auxiliaire~~	~~L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique maximale (en MVA) du transformateur de service auxiliaire~~
		OU		
		13b	Tension au jeu de barres de l'UAT correspondant au courant mesuré	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant mesuré de l'UAT à la puissance active brute maximale du groupe déclarée au *planificateur de réseau de transport*

Relais situés sur le côté haute tension[12] de transformateurs GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) – dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones	Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*	~~13b~~14a	~~Tension au jeu de barres du transformateur de service auxiliaire correspondant au courant mesuré~~0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais	L'élément ~~de surintensité~~d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à ~~plus~~partir de ~~150 % du courant mesuré du transformateur de service auxiliaire à la capacité de~~115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute ~~maximale du groupe~~ combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		

Cellules fusionnées

Cellules fusionnées

Fractionner des cellules

Fractionner des cellules

12. Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, l'option 7 s'applique.

		14b	Tension simulée de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais			

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté haute tension[13] de transformateurs GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) – dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones	Élément de surveillance de phase instantané à maximum de courant (fonction 50) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication ; ou relais de phase temporisé à maximum de courant (fonction 51)	15a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		

13. Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, l'option 8 s'applique.

		15b	Tension simulée de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais			

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	**Type de relais**	**Option**	**Tension au jeu de barres[5]**	**Critères de réglage**
Relais situés sur le côté haute tension[14] de transformateurs GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) – dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones	Élément de surveillance de phase instantané directionnel à maximum de courant (fonction 67) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – directionnel vers le réseau de *transport* ; ou relais de phase temporisé directionnel à maximum de courant (fonction 67) –directionnel vers le réseau de *transport*	16a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		

14. Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, l'option 9 s'applique.

		16b	Tension simulée de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et 2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
Début d'une autre application à la page suivante				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*

Application	Type de relais	Option	Tension au jeu de ~~barre[4]~~barres[5]	Critères de réglage ~~d'activation~~
Relais situés sur le côté haute tension[15] de transformateurs GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à ~~exporter~~transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale ~~électrique~~ du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale ~~électrique) – reliés~~) – dans le cas d'un raccordement à des groupes ~~synchrones~~ asynchrones seulement (y compris des installations avec onduleur)	Relais de distance de phase (fonction 21)~~—~~ directionnel vers le réseau de *transport*~~—~~ ~~côté haute tension du transformateur GSU~~ ~~Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 7~~	~~14a~~17	1,0~~,85~~ p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de ~~115 % des valeurs suivantes :~~ ~~1) *Puissance active* produite – 100~~130 % de la puissance ~~active brute~~nominale combinée ~~déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et~~ ~~2) *Puissance réactive* produite – 120 % de la puissance combinée~~maximale (en ~~MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en~~ MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais	~~OU~~		

Fractionner des cellules

Cellules supprimées

15. Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, l'option 10 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	Type de relais	Option	Tension au jeu de barres[5]	Critères de réglage
Relais situés sur le côté haute tension[16] de transformateurs GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) – dans le cas d'un raccordement à des groupes asynchrones seulement (y compris des installations avec onduleur)	Élément de surveillance de phase instantané à maximum de courant (fonction 50) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication ; ou relais de phase temporisé à maximum de courant (fonction 51)	~~14b~~18	~~Tension simulée de la ligne correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ~~1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais	L'élément ~~d'impédance~~de surintensité doit être réglé ~~en dessous de l'impédance calculée~~à plus de 130 % du courant calculé à partir de ~~115 % des valeurs suivantes :~~ ~~1) *Puissance active* produite 100 % de~~ la puissance ~~active brute~~nominale combinée ~~déclarée~~maximale (en MVA) au ~~*planificateur*~~facteur de ~~*réseau de transport* ; et 2)~~puissance nominal (y compris la puissance réactive produite ~~– 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée~~ par ~~simulation~~tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Suite de la même application à la page suivante avec un autre type de relais			

Cellules fusionnées

Fractionner des cellules

Fractionner des cellules

16. Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, l'option 11 s'applique.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais *(suite)*				
Application	Type de relais	Option	Tension au jeu de barres[5]	Critères de réglage

	~~Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après~~Relais situés sur le côté haute tension[17] de transformateurs GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (ces *éléments* pouvant toutefois aussi alimenter des charges de centrale) – dans le cas d'un raccordement à des groupes asynchrones seulement (y compris des installations avec onduleur)	Élément de surveillance de phase instantané directionnel à maximum de courant (fonction 67) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – directionnel vers le réseau de *transport* ; ou relais de phase temporisé directionnel à maximum de courant (fonction 67)	19	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)

Cellules supprimées

Cellules insérées

Cellules insérées

Cellules insérées

Cellules insérées

17. Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, l'option 12 s'applique.

~~Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais~~				
~~Application~~	~~Type de relais~~	~~Option~~	~~Tension de barre[4]~~	~~Critères de réglage d'activation~~
~~Éléments qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du *BES* (ces *éléments* pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) reliés à des groupes synchrones~~	~~Élément de surveillance de phase à surintensité de courant (50) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – côté haute tension du transformateur GSU ; ou relais de phase temporisé à maximum de courant (51) – côté haute tension du transformateur GSU~~ ~~Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 8~~	~~15a~~	~~0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne~~	~~L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes :~~ ~~1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et~~ ~~2) *Puissance réactive* produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal~~
		~~OU~~		
		~~15b~~	~~Tension simulée de la ligne correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ~~	~~L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes :~~ ~~1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et~~ ~~2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation~~
	~~**Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après**~~			

~~Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais~~				
~~Application~~	~~Type de relais~~	~~Option~~	~~Tension de barre[4]~~	~~Critères de réglage d'activation~~
~~Éléments qui relient des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du *BES* (ces *éléments* pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) reliés à des groupes synchrones~~	~~Élément directionnel de surveillance de phase à surintensité de courant (67) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – directionnel vers le réseau de *transport* côté haute tension du transformateur GSU ; ou relais de phase directionnel temporisé à maximum de courant (67) – directionnel vers le réseau de *transport* côté haute tension du transformateur GSU~~ ~~Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 9~~	~~16a~~	~~0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne~~	~~L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes :~~ ~~1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et~~ ~~2) *Puissance réactive* produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal~~
		~~OU~~		
		~~16b~~	~~Tension simulée de la ligne correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ~~	~~L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes :~~ ~~1) *Puissance active* produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au *planificateur de réseau de transport* ; et~~ ~~2) *Puissance réactive* produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation~~
~~Début d'une autre application ci-après~~				

~~Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais~~				
~~Application~~	~~Type de relais~~	~~Option~~	~~Tension de barre[4]~~	~~Critères de réglage d'activation~~
~~*Éléments* qui relient des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du *BES* (ces *éléments* pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris des installations avec onduleur)~~	~~Relais de distance de phase (21) directionnel vers le réseau de *transport* côté haute tension du transformateur GSU~~ ~~Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 10~~	~~17~~	~~1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne~~	~~L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)~~
	~~**Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après**~~			

~~Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais~~				
~~Application~~	~~Type de relais~~	~~Option~~	~~Tension au jeu de barre[4]~~	~~Critères de réglage des relais~~
~~*Éléments* qui relient des transformateurs GSU de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du *BES* (ces *éléments* pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris des installations avec onduleur)~~	~~Élément de surveillance de phase à surintensité de courant (50) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – côté haute tension du transformateur GSU ; ou relais de phase temporisé à maximum de courant (51) – côté haute tension du transformateur GSU~~ ~~Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateurGSU, utiliser l'option 11~~	~~18~~	~~1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne~~	~~L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)~~
	~~**Suite de la même application avec un autre type de relais à la page suivante**~~			

~~Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais~~				
~~Application~~	~~Type de relais~~	~~Option~~	~~Tension de barre[4]~~	~~Critères de réglage d'activation~~
~~*Éléments* qui relient des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du *BES* (ces *éléments* pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris des installations avec onduleur)~~	~~Élément directionnel de surveillance de phase à surintensité de courant (67) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – directionnel vers le réseau de *transport* côté haute tension du transformateur élévateur ; ou relais de phase directionnel temporisé à maximum de courant (67) côté haute tension du transformateur GSU~~ ~~Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 12~~	~~19~~	~~1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne~~	~~L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)~~
	Fin du tableau 1			

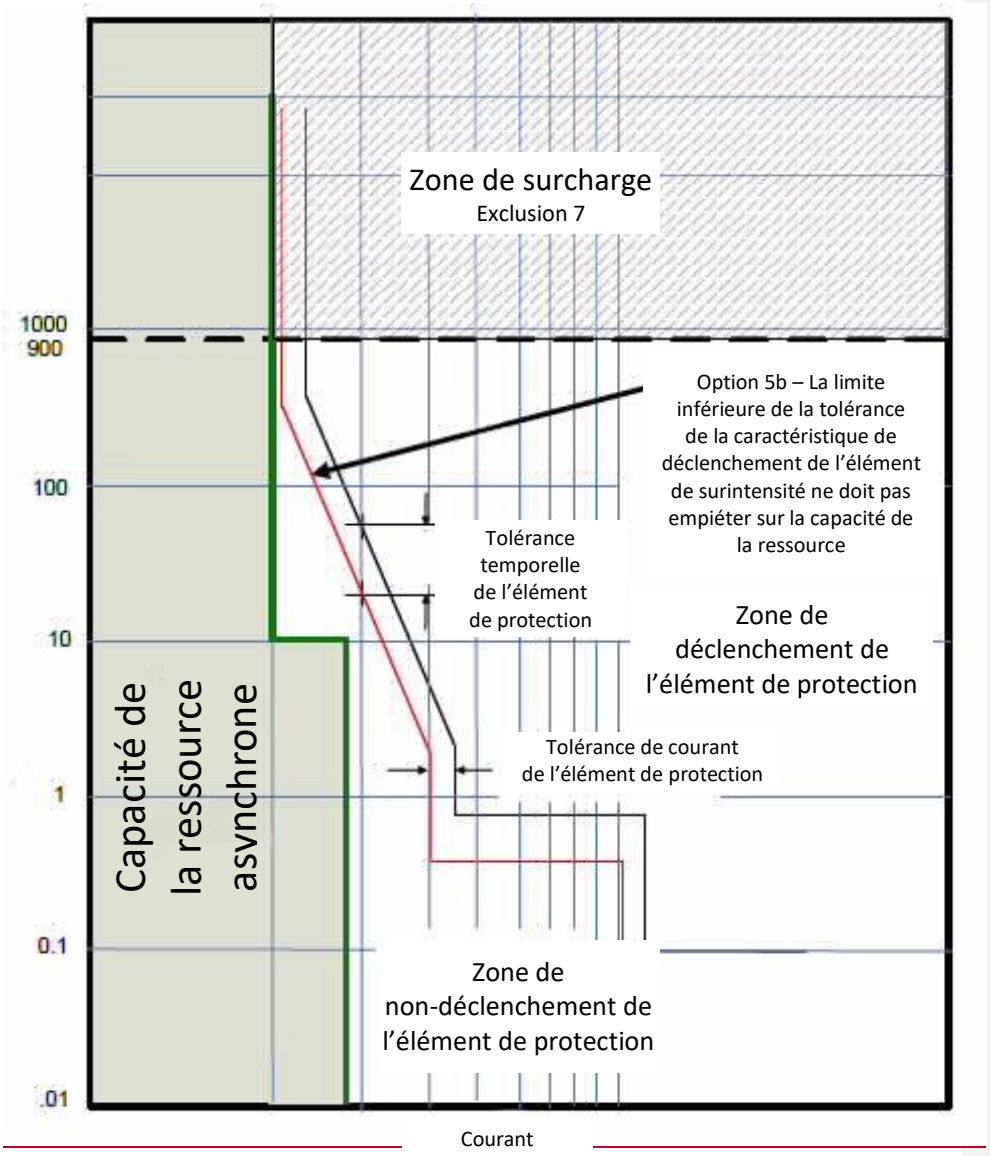


Figure A
Cette figure illustre le principe de l'option 5b ; elle ne spécifie aucunement la courbe de l'élément de protection ni le fabricant

PRC-025-2 – Éclaircissements et commentaires techniques

Introduction

Le document technique *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*, publié par le Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, présente un exposé de fond sur les fonctions de protection et sur le comportement des groupes de production, qui font l'objet de la présente norme. La dernière révision de ce document date de juillet 2015[18].

La base des critères de capacité de charge de la présente norme qui s'appliquent aux relais utilisés aux bornes d'un groupe de production ou sur le côté basse tension d'un transformateur élévateur de groupe de production (GSU) correspond aux valeurs de charge dynamiques des groupes de production observées lors de la panne générale du 14 août 2003, lors d'autres événements réseau ultérieurs et lors de simulations de réponse des groupes de production à des conditions de réseau semblables. La *puissance réactive* produite pendant le forçage de champ lors de ces événements et simulations est voisine de 150 % de la capacité de *puissance active* (en MW) du groupe de production lorsque celui-ci fonctionne à sa capacité de *puissance active*. Dans le document technique de référence du SPCS, deux conditions d'exploitation ont été examinées à partir de ces événements et simulations : 1) lorsque le groupe fonctionne à sa *puissance active* nominale (en MW) avec une production de *puissance réactive* (en Mvar) équivalente à 150 % de la valeur nominale en MW (ce qui représente un certain degré de forçage de champ), et 2) lorsque le groupe fonctionne à sa limite inférieure déclarée de *puissance active* (par exemple, 40 % de la *puissance active* nominale) avec un niveau de *puissance réactive* (en Mvar) équivalent à 175 % de la valeur nominale en MW (ce qui représente un degré accru de forçage de champ).

Les deux conditions ci-dessus sont évaluées avec une tension de 0,85 p.u. côté haute tension du transformateur GSU. On considère que ces régimes de charge correspondent à des valeurs prudentes de niveau élevé de *puissance réactive* produite par le groupe de production avec une tension de 0,85 p.u. côté haute tension établie à partir des observations précitées. Cependant, aux fins de la présente norme, il a été déterminé que le deuxième régime de charge (40 %) n'apporte aucun bienfait supplémentaire et ne fait qu'augmenter la complexité pour une entité de déterminer comment satisfaire à la norme. Étant donné le caractère prudent du critère retenu, qui pourrait s'avérer trop difficile à respecter pour un certain nombre de groupes de production, une autre méthode est présentée dans laquelle la *puissance réactive* produite est déterminée par simulation. Par ailleurs, pour tenir compte des pertes de *puissance réactive* dans le transformateur GSU, un niveau égal à 120 % de la valeur nominale en MW a été prévu pour les relais situés sur le côté haute tension du transformateur GSU et sur les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

L'expression « tout en maintenant une protection fiable contre les défauts » de l'exigence E1 indique que le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent chacun se conformer à la présente norme tout en respectant ses propres objectifs de protection. Les relais de protection sensibles à la charge visés par la présente norme peuvent avoir pour mission d'assurer diverses fonctions de protection de réserve, tant pour un groupe de production ou une centrale que dans le réseau de *transport*, et la présente norme ne doit pas avoir pour effet de nuire à ces fonctions de protection. Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent donc tenir compte à la fois des exigences de la présente norme et de leurs propres objectifs de protection, et apporter des modifications à leurs relais ou à leur stratégie de protection de manière à respecter ces deux impératifs.

18. https://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/SPCS%20Gen%20Prot%20Coordination%20Technical%20Reference%20Document.pdf

Par exemple, si l'objectif de protection est d'assurer une protection de réserve en cas de panne d'un disjoncteur de *transport*, il peut s'avérer impossible de réaliser cet objectif tout en respectant la présente norme si un simple relais d'admittance est utilisé. Dans ce cas, il peut être possible de répondre aux deux impératifs en remplaçant le relais existant par un relais moderne de technologie avancée offrant des fonctions comme l'empiétement de charge. Sinon, il pourrait falloir reconsidérer si la méthode existante est appropriée pour réaliser la protection en cas de panne du disjoncteur de *transport*, et si cette protection ne serait pas mieux assurée, par exemple, au moyen d'un relais de défaillance de disjoncteur avec système de télédéclenchement.

Afin de respecter l'exigence E1, le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent comprendre les applications du tableau 1, Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais, présenté à l'annexe 1, Réglages des relais (ci-après « le tableau 1 »), pour déterminer les réglages qu'il doit appliquer à chacun de ses relais de protection sensibles à la charge afin d'empêcher le déclenchement intempestif de ses groupes de production lorsque surviennent les conditions du réseau anticipées par la présente norme.

Applicabilité

Afin d'atteindre l'objectif de fiabilité de la présente norme, il est nécessaire de couvrir tous les relais de protection sensibles à la charge susceptibles de réagir à une puissance accrue produite par les groupes de production en réponse à des perturbations du réseau. Cette norme vise donc les relais utilisés par le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* aux bornes des groupes de production, des transformateurs élévateurs de groupe de production (GSU), des transformateurs de service auxiliaire (UAT), des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, ainsi que des *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées.

L'installation de raccordement du *propriétaire d'installation de production* (appelée parfois « *installation* de transport » ou « lien de raccordement interne ») est constituée des *éléments* situés entre le transformateur GSU et l'interface avec la partie du *BES* qui appartient au *propriétaire d'installation de transport*. Dans la présente norme, il a été décidé de ne pas utiliser le terme « *installation* de raccordement de la production » reconnu par l'industrie et utilisé dans les documents du projet 2010-07 (exigences relatives aux groupes de production à l'interface du réseau de *transport*), parce que dans la version anglaise, le terme « generator interconnection Facility » (traduit par « *installation* de raccordement de la production ») laisse entendre que l'*installation* appartient au *propriétaire d'installation de production*. La présente norme désigne ces *installations* comme des « *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* » afin d'inclure ces *installations* lorsqu'elles appartiennent aussi au *propriétaire d'installation de transport* ou au *distributeur*. Les relais de protection sensibles à la charge sont visés par les exigences de la présente norme selon leur emplacement et selon l'application des fonctions de protection. Les figures 1, 2 et 3 illustrent divers raccordements d'interface de groupe de production avec le réseau de *transport* ; la figure 4 montre un exemple d'*éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées et auxquels s'applique la présente norme.

Figure 1

L'exemple de la figure 1 représente un ou plusieurs groupes de production reliés au réseau de *transport* par une ligne radiale qui sert exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* vers le réseau. Le relais de protection R1 situé sur le côté haute tension du transformateur GSU et associé au disjoncteur CB100 sert généralement à assurer une

protection de réserve pour les relais du jeu de barres A, et dans certains cas du jeu de barres B. Dans un tel cas, le relais R1 est visé par l'exigence de capacité de charge de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (14 à 19) pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

Le relais de protection R2 associé au disjoncteur d'alimentation CB102 de la centrale sert principalement à protéger la ligne au moyen d'une fonction différentielle entre les jeux de barres A et B, tout en assurant aussi une protection de réserve pour les relais de *transport* au jeu de barres B. Dans ce cas, la fonction du relais qui assure la protection de la ligne est visée par l'exigence de capacité de charge de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (15a, 15b, 16a, 16b, 18 ou 19), pour les éléments de surveillance de phase à maximum de courant (détecteurs de défaut de phase) associés à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication (fil pilote, comparaison de phases, courant différentiel de ligne) avec déclenchement en cas de perte de communication. La fonction de protection de réserve est visée par l'exigence de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (14 à 19), pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

Comme les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* sont visés par la présente norme, la capacité de charge des relais utilisés avec ces *éléments* – situés dans la zone grisée de la figure 1 (CB102 et CB103) – doit être étudiée. Si le relais R2 ou R3 comporte un élément directionnel vers le réseau de *transport* (jeux de barres B, C et D) ou n'est pas directionnel, ce relais sera sensible à une augmentation de la puissance du groupe de production en réponse à une perturbation du réseau, et est donc soumis aux critères de réglage de capacité de charge de la norme. Si le relais R2 ou R3 comporte un élément directionnel vers le groupe de production (jeu de barres A), il ne sera pas sensible à une augmentation de la puissance du groupe en réponse à une perturbation du réseau ; par conséquent, l'entité n'est pas tenue d'y appliquer les critères de réglage de capacité de charge de la norme.

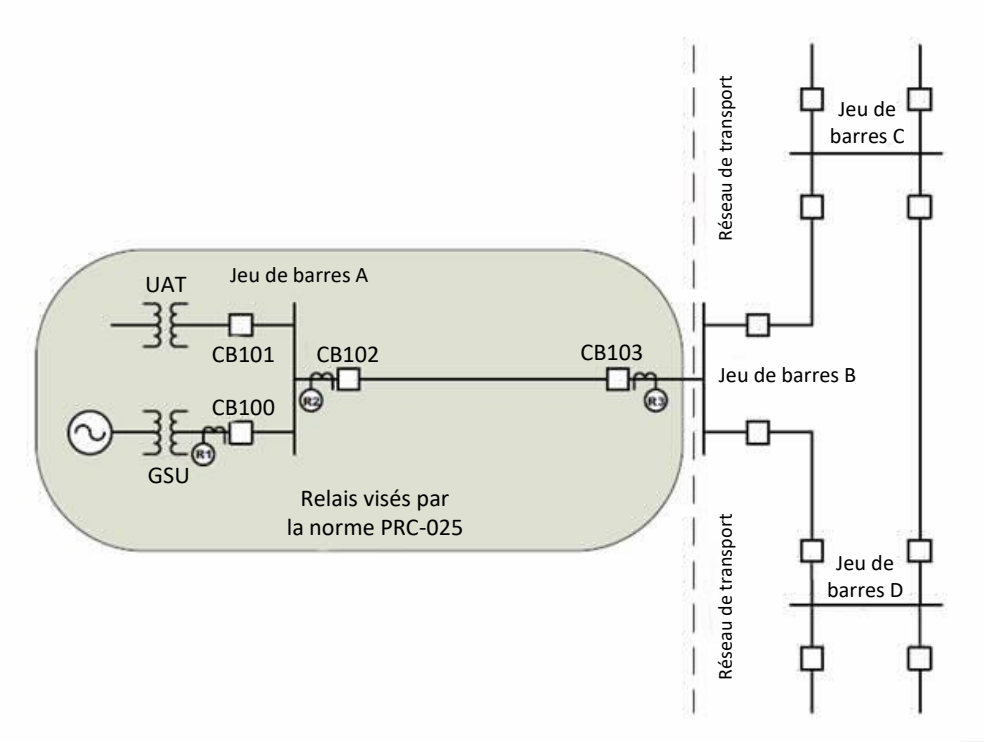


Figure 1 : Production d'énergie transférée par une seule ligne radiale

Figure 2

L'exemple de la figure 2 représente un ou plusieurs groupes de production reliés au réseau de *transport* par plusieurs lignes qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* vers le réseau. Le relais de protection R1 situé sur le côté haute tension du transformateur GSU et associé au disjoncteur CB100 sert généralement à assurer une protection de réserve pour les relais de *transport* situés au jeu de barres A, et dans certains cas au jeu de barres B. Dans un tel cas, le relais R1 est visé par l'exigence de capacité de charge de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (14 à 19), pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

Les relais de protection R2 et R3 associés aux disjoncteurs d'alimentation CB102 et CB103 de la centrale servent principalement à protéger la ligne entre les jeux de barres A et B, tout en assurant aussi une protection de réserve pour les relais de *transport* au jeu de barres B. Dans ce cas, la fonction des relais qui assure la protection de la ligne est visée par l'exigence de capacité de charge de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (15a, 15b, 16a, 16b, 18 ou 19), pour les éléments de surveillance de phase à maximum de courant (détecteurs de défaut de phase) associés à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication (fil pilote, comparaison de phases, courant différentiel de ligne) avec déclenchement en cas de perte de communication. La fonction de protection de réserve est visée par

l'exigence de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (14 à 19), pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

Comme les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* sont visés par la présente norme, la capacité de charge des relais utilisés avec ces *éléments* – situés dans la zone grisée de la figure 2 (CB102, CB103, CB104 et CB105) – doit être étudiée. Si le relais R2, R3, R4 ou R5 comporte un élément directionnel vers le réseau de *transport* (jeux de barres B, C et D) ou n'est pas directionnel, ce relais sera sensible à une augmentation de la puissance du groupe de production en réponse à une perturbation du réseau, et est donc soumis aux critères de réglage de capacité de charge de la norme. Si le relais R2, R3, R4 ou R5 comporte un élément directionnel vers le groupe de production (jeu de barres A), il ne sera pas sensible à une augmentation de la puissance du groupe en réponse à une perturbation du réseau ; par conséquent, l'entité n'est pas tenue d'y appliquer les critères de réglage de capacité de charge de la norme.

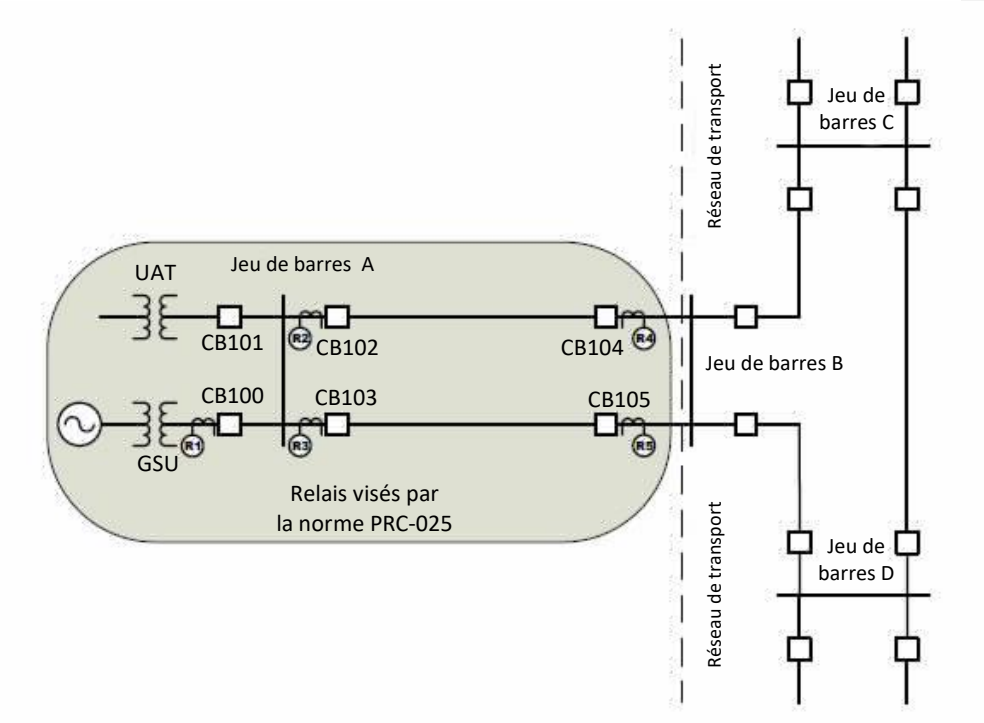


Figure 2 : Production d'énergie transférée par plusieurs lignes radiales

Figure 3

L'exemple de la figure 3 représente un ou plusieurs groupes de production qui transfèrent de l'énergie par diverses lignes vers le réseau de *transport* par l'intermédiaire d'un réseau. Le relais de protection R1 situé sur le côté haute tension du transformateur GSU et associé au disjoncteur CB100 sert généralement à assurer une protection de réserve pour les relais de *transport* situés au jeu de barres A, et dans certains

cas au jeu de barres C ou D. Dans un tel cas, le relais R1 est visé par l'exigence de capacité de charge de la norme PRC-025-2, selon l'option appropriée du tableau 1 (14 à 19), pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*.

Comme les lignes entre les jeux de barres A et C et entre les jeux de barres A et D font partie du réseau de transport, ces lignes ne sont pas considérées comme des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Par conséquent, l'entité responsable visée doit respecter les exigences de la norme PRC-023 pour les relais de protection sensibles à la charge R2 et R3. Les relais sensibles à la charge-R4 et R5 de l'entité responsable visée, associés aux disjoncteurs CB104 et CB105 aux jeux de barres C et D, est également soumise aux exigences de la norme PRC-023.

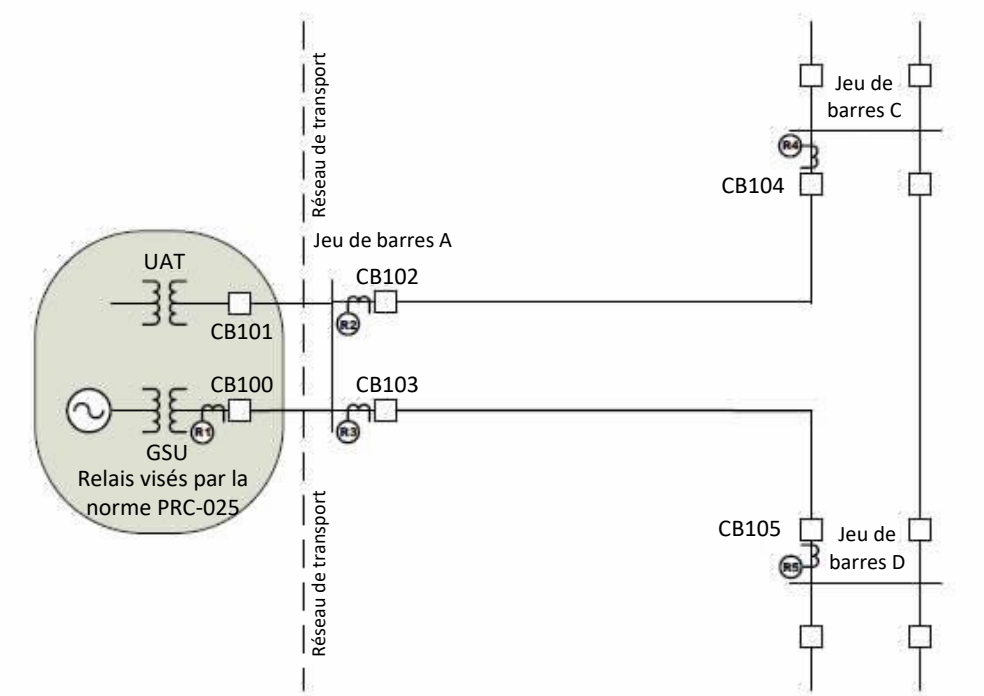


Figure 3 : Production d'énergie transférée par l'intermédiaire d'un réseau

La présente norme vise aussi les transformateurs qui alimentent les services auxiliaires de groupe de production ou de centrale. Ces transformateurs, quelle que soit leur dénomination, servent à assurer l'alimentation auxiliaire lorsque les groupes sont en marche ; ils sont appelés ci-après « UAT ». L'inclusion de ces transformateurs donne suite au paragraphe 104 de l'ordonnance 733 de la FERC, qui demande à la NERC d'incorporer à la présente norme une exigence de capacité de charge pour les relais de protection contre les surcharges des UAT qui alimentent les services auxiliaires normaux des groupes de production. Le Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC traite de la protection des UAT côté

basse tension dans le document *Auxiliary Transformer Overcurrent Relay Loadability During a Transmission Depressed Voltage Condition*[19] (mars 2016).

Figure 4

Les *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées (appelés parfois « réseau collecteur » ou « artères ») sont les *éléments* qui relient les différents groupes de production et le point commun de raccordement au réseau de *transport*.

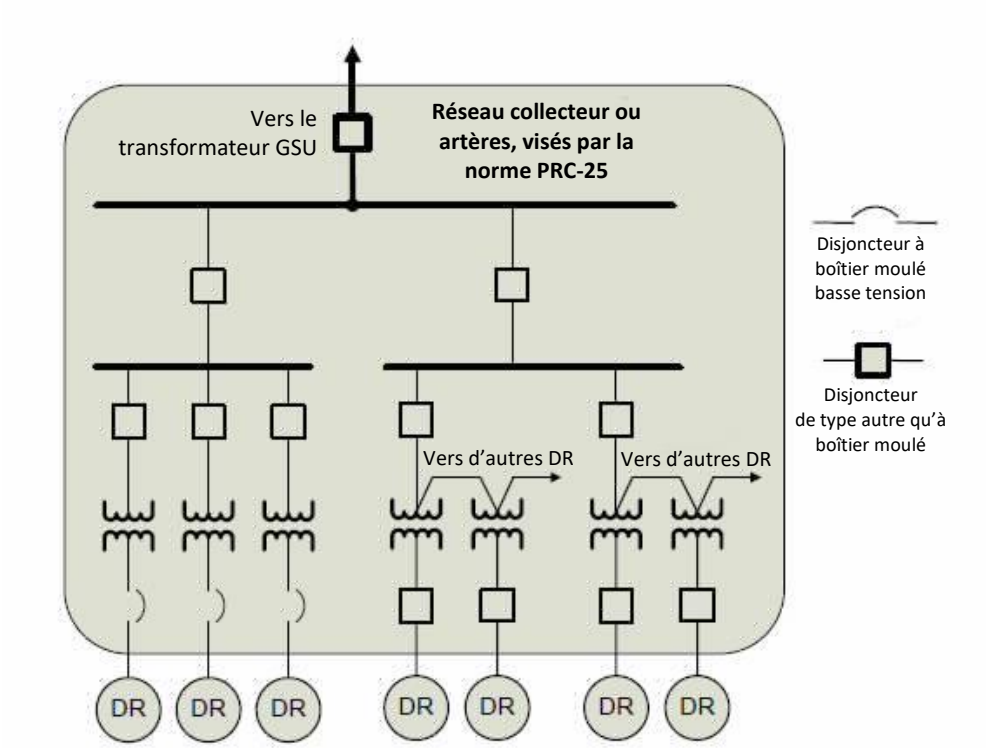


Figure 4 : Éléments utilisés pour regrouper la production de ressources décentralisées (RD)

Comportement des groupes synchrones

En présence d'une tension affaiblie, un groupe de production synchrone réagit en augmentant la *puissance réactive* qu'il produit afin de soutenir la tension à ses bornes. Dans cette condition de fonctionnement, appelée « forçage de champ », la *puissance réactive* produite dépasse la capacité en régime permanent du groupe de production, ce qui peut provoquer le déclenchement des relais de protection sensibles à la charge, à moins que ces relais aient été réglés en prévision de cette condition particulière de fonctionnement. L'endurance du groupe de production à la *puissance réactive* accrue

19. https://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/NERC%20-%20SPCS%20UAT%20-%20FEB_2016_final.pdf

produite pendant le forçage de champ dépend de la tenue thermique de l'enroulement de champ. Le limiteur d'excitation peut intervenir dans un délai d'à peine une seconde pour réduire le forçage de champ, mais ce délai peut être nettement plus long, selon le niveau de forçage de champ ainsi que les caractéristiques et la configuration du système d'excitation. En fait, le délai d'intervention peut dépasser la temporisation du relais de protection sensible à la charge du groupe de production, et c'est pourquoi il importe d'évaluer la capacité de charge de ce relais afin d'empêcher son déclenchement dans une telle situation.

La tension au jeu de barres du groupe de production pendant le forçage de champ sera plus élevée que la tension côté haute tension en raison de la chute de tension dans le transformateur GSU. Si la tension appliquée au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension à ce jeu de barres. Les critères présentés au tableau 1 sont basés sur une valeur de 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne. Cette tension a été largement observée pendant la panne générale du 14 août 2003, et l'analyse des événements amène à conclure qu'elle représente une condition à partir de laquelle le *réseau* aurait pu se rétablir si d'autres comportements intempestifs n'étaient pas survenus.

Les niveaux de charge dynamiques présentés au tableau 1, à la colonne Critères de réglage, sont représentatifs de la puissance apparente maximale attendue pendant le forçage de champ avec 0,85 p.u. de la tension du réseau de *transport*, par exemple, sur le côté haute tension du transformateur GSU. Ces valeurs sont basées sur les mesures enregistrées lors des événements qui ont mené à la panne générale du 14 août 2003, lors d'autres événements *réseau* ultérieurs et lors de simulations de réponse des groupes de production à des conditions semblables. à partir de ces observations, les critères spécifiés représentent des valeurs prudentes, mais applicables de *puissance réactive* produite par le groupe avec une tension de 0,85 p.u. côté haute tension au point de raccordement.

Les niveaux de charge dynamiques ont été validés par simulation de la réponse de groupes synchrones à des tensions affaiblies dans le réseau de *transport* pour 67 groupes de production différents. Les groupes choisis pour les simulations représentaient un large éventail de caractéristiques de groupes de production et de systèmes d'excitation ainsi que des caractéristiques variées d'interconnexion au réseau de *transport*. Les simulations ont confirmé, pour un fonctionnement au voisinage de la *puissance active* maximale du groupe, qu'il est possible de produire une *puissance réactive* atteignant 1,5 fois la *puissance active* nominale lorsque la tension du réseau de *transport* est affaiblie à 0,85 p.u. Les simulations ont montré que les groupes de production ne peuvent pas tous atteindre un tel niveau de *puissance réactive*, mais ont confirmé qu'environ 20 % des groupes modélisés en sont capables. Ainsi, les options 1a (0,95 p.u.) et 1b (0,85 p.u.) du tableau 1, par exemple, sont basées sur des calculs relativement simples mais prudents à partir de la tension nominale côté haute tension. Eu égard au fait qu'un certain nombre de groupes ne peuvent pas atteindre le niveau de puissance précité, une option 1c (simulation) a été créée afin de permettre au *propriétaire d'installation de production*, au *propriétaire d'installation de transport* ou au *distributeur* de simuler la puissance produite par un groupe si un calcul simple ne permet pas d'obtenir la valeur souhaitée pour le réglage du relais de protection.

Production décentralisée

La présente norme s'applique aussi aux installations de production constituées de ressources décentralisées, comme les parcs éoliens et les centrales photovoltaïques. La norme vise à faire en sorte que de telles installations continuent d'alimenter le réseau pendant une perturbation dans celui-ci ; c'est pourquoi tous les relais de protection sensibles à la charge associés à ces installations sont visés par la norme PRC-025.

La norme PRC-025-2 s'applique aux ressources de production décentralisée ayant une puissance combinée supérieure à 75 MVA (puissance nominale brute combinée) faisant appel à un système conçu

principalement pour regrouper la puissance et raccordées à un point commun à une tension de 100 kV ou supérieure. Cette norme vise également les relais de protection sensibles à la charge utilisés pour les *éléments* qui acheminent la production de ces différentes ressources jusqu'au point de raccordement au réseau de *transport*. Par exemple, les relais à maximum de courant d'artère ou de transformateur élévateur d'artère (voir la figure 6) sont visés puisqu'ils sont exposés aux conditions liées à la capacité de charge des groupes de production.

Dans le cas des centrales photovoltaïques où plusieurs tensions différentes sont utilisées dans la conversion du courant continu des panneaux photovoltaïques en courant alternatif à 60 Hz, les « bornes » correspondent à la sortie 60 Hz des onduleurs.

Comportement des groupes asynchrones

Les groupes de production asynchrones ne réagissent pas à une perturbation avec le même niveau de puissance apparente que les groupes synchrones ; ils soutiennent néanmoins le réseau pendant une perturbation. Les groupes avec onduleur fournissent de la *puissance active* et de la *puissance réactive* (selon la capacité installée et les exigences régionales de raccordement au réseau), et peuvent même fournir une réponse en *puissance réactive* plus rapide que les groupes synchrones. L'ampleur de cette réponse peut dépasser quelque peu la capacité en régime permanent de l'onduleur, mais seulement brièvement avant l'intervention des fonctions de limitation. Bien que les alternateurs asynchrones ne fournissent pas eux-mêmes de la *puissance réactive*, l'installation qui les intègre peut comporter des dispositifs statiques ou dynamiques de *puissance réactive*, selon les exigences régionales de raccordement au réseau. Ces dispositifs peuvent aussi fournir de la *puissance active* pendant une perturbation de tension. Ainsi, le déclenchement de groupes asynchrones pourrait exacerber une perturbation.

Les onduleurs, y compris ceux des éoliennes (types 3 et 4) et des générateurs photovoltaïques, sont communément offerts avec un facteur de puissance de 0,90 ; d'où une puissance apparente de 1,11 p.u. de la puissance nominale en MW.

De même, les installations intégrant des alternateurs asynchrones, y compris les éoliennes de types 1 et 2, comportent souvent des dispositifs statiques ou dynamiques de *puissance réactive* afin de répondre aux exigences de raccordement au réseau, et peuvent donc produire une puissance apparente comparable à celle des installations avec onduleur. Ainsi, il est approprié d'utiliser le critère établi au tableau 1 (options 4, 5, 6, 10, 11, 12, 17, 18 et 19) pour les installations de groupes asynchrones.

Critères de simulation pour les groupes synchrones

Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* qui choisit une option de simulation pour déterminer le comportement de groupe synchrone sur lequel baser ses réglages de relais peut simuler la réponse du groupe en abaissant la tension du réseau de *transport* à l'extrémité éloignée de la ligne ou sur le côté haute tension du transformateur GSU (selon les prescriptions du tableau 1). La simulation peut consister à modéliser le raccordement d'une inductance shunt à l'extrémité éloignée de la ligne ou sur le côté haute tension du transformateur GSU afin d'abaisser la tension à 0,85 p.u. avant le forçage de champ. La baisse de tension immédiate qui en résulte est semblable à l'affaiblissement soudain de la tension dans certaines parties du réseau de *transport* le 14 août 2003. L'état initial de la simulation doit représenter le groupe de production à 100 % de sa capacité de *puissance active* brute maximale déclarée au *planificateur de réseau de transport*. La simulation sert à déterminer la *puissance réactive* et la tension à l'emplacement du relais afin de calculer les limites de réglage de celui-ci. La valeur de *puissance réactive* obtenue par simulation correspond à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ. La valeur de tension obtenue par simulation correspond à la tension au moment où la *puissance réactive* est maximale pendant le forçage

de champ. Ces valeurs de *puissance réactive* et de tension correspondent à l'impédance apparente minimale et au courant maximal observés pendant le forçage de champ.

Relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport* (fonction 21)

L'analyse de la grande perturbation du 14 août 2003 révèle que des relais de distance de phase de groupe de production directionnels vers le réseau de *transport* – servant à la protection primaire ou de relève de transformateurs GSU, à la protection de réserve de systèmes externes, ou aux deux – ont commandé un déclenchement intempestif ou prématuré de plusieurs groupes de production ou centrales, contribuant ainsi à étendre la perturbation. Plus précisément, on sait que huit groupes ont été déclenchés par cette fonction de protection. Diverses options du tableau 1 établissent les critères de réglage des relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport* ; ces réglages feront en sorte que les groupes de production, dans la mesure du possible, contribuent à soutenir le réseau pendant les perturbations afin d'aider à limiter le plus possible l'étendue de ces perturbations.

Un relais de distance de phase directionnel vers le réseau de *transport* mesure l'impédance selon le quotient de la tension aux bornes du groupe de production par le courant statorique du groupe.

La section 4.6.1.1 de la publication IEEE C37.102-2006, *Guide for AC Generator Protection*, décrit comme suit le but de cette protection (gras ajouté) :

> « Le relais de distance utilisé pour cette fonction sert à isoler le groupe de production du réseau électrique dans le cas d'un défaut **qui n'est pas éliminé par les disjoncteurs de la ligne de transport**. Dans certains cas, la portée de ce relais est très étendue. Une condition qui amène le régulateur de tension d'un groupe de production à augmenter l'excitation du groupe pendant une période prolongée peut faire en sorte que l'impédance apparente du réseau, mesurée aux bornes du groupe de production, diminue jusqu'en deçà de la caractéristique de déclenchement du relais de distance. Généralement, il est démontré qu'un réglage de relais de distance compris entre 150 % et 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production à son facteur de puissance nominal assure une bonne coordination en cas d'oscillation stable ou de défaut dans le réseau lié à un effet d'alimentation, ainsi qu'**en conditions de charge normales**. Cependant, un tel réglage peut aussi inhiber le déclenchement du relais pour certains défauts de ligne que les relais de ligne ne parviennent pas à éliminer. C'est pourquoi on recommande que le réglage de ces relais soit évalué conjointement par les ingénieurs en protection du groupe de production et ceux du réseau, **de manière à optimiser la coordination tout en protégeant le groupe turbo-alternateur**. Des études de stabilité peuvent être nécessaires pour déterminer le réglage optimal à la fois pour la protection et pour la coordination. Les commandes modernes de courant d'excitation comprennent des limiteurs de surexcitation et des dispositifs de protection d'inducteur, mais il peut s'écouler quelques secondes avant que ceux-ci ne réduisent l'excitation. Dans les utilisations de relais de distance où l'action du régulateur de tension pourrait entraîner un déclenchement intempestif, il faut envisager de réduire la portée du relais ou de coordonner sa temporisation avec celle des dispositifs de protection intégrés au régulateur de tension. Des relais numériques multifonctions équipés d'œillères d'empiétement de charge peuvent prévenir un fonctionnement incorrect dans de tels cas. **À l'intérieur de sa zone de déclenchement, la temporisation de ce type de relais doit être coordonnée avec la temporisation la plus longue des relais de distance de phase sur les lignes de transport reliées au jeu de barres de poste du groupe de production.** Avec l'avènement des relais multifonctions pour la protection des groupes de production,

il devient plus courant de définir deux zones de protection de distance de phase. Dans ce cas, la deuxième zone serait réglée comme décrit précédemment. Lorsqu'on utilise deux zones pour une protection de réserve, la première est habituellement réglée de manière à couvrir le jeu de barres de poste (120 % du transformateur GSU). Il convient de vérifier la coordination de ce réglage avec l'élément de la zone 1 sur la ligne la plus courte à partir du jeu de barres. Les critères normaux de temporisation pour la zone 2 serviraient à régler la temporisation de cet élément. Une autre méthode consisterait à utiliser la zone 1 pour assurer une protection rapide en cas de défaut de phase, en plus de la protection différentielle normale, dans le groupe de production et dans le jeu de barres isolées avec couverture partielle du transformateur GSU. Dans ce cas, l'élément serait typiquement réglé à 50 % de l'impédance du transformateur, avec une temporisation intentionnelle très faible ou nulle. Signalons que cet élément pourrait se déclencher dans des conditions d'oscillation de puissance avec perte de synchronisme et causer des détections trompeuses. »

Si un relais de distance de phase à caractéristique mho (relais d'admittance) directionnel vers le réseau de *transport* ne peut pas être réglé de manière à maintenir une protection fiable contre les défauts tout en respectant les critères du tableau 1, il peut exister d'autres méthodes pour obtenir ces deux résultats : par exemple l'application d'œillères aux relais existants, le recours à des relais à caractéristique lenticulaire ou à des relais d'admittance à décalage, ou l'application de caractéristiques d'empiétement de charge. Certaines méthodes conviennent mieux à l'amélioration de la capacité de charge au voisinage d'un point de fonctionnement particulier, alors que d'autres améliorent la capacité de charge pour une aire plus étendue de points de fonctionnement potentiels dans le plan R-X. Le point de fonctionnement pour des conditions d'un *réseau* fragilisé peut varier selon les conditions de réseau pré-événement, la sévérité de l'événement déclencheur, ainsi que les caractéristiques du groupe de production comme la capacité de *puissance réactive*.

C'est pourquoi il importe d'étudier les conséquences potentielles de toute révision de la forme de la caractéristique du relais visant à augmenter la portée du relais, car il peut en résulter une caractéristique de relais qui chevauche la capacité du groupe de production lorsqu'il produit une *puissance active* supérieure à 100 % de sa capacité de *puissance active* maximale. Le chevauchement de la caractéristique du relais et de la capacité du groupe de production pourrait entraîner le déclenchement du groupe pour une condition de charge qui respecte la capacité du groupe de production. Les exemples de l'annexe E du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination* illustrent le potentiel d'empiétement sur la capacité du groupe de production, et le besoin d'éviter un tel empiétement.

Relais de phase instantanés à maximum de courant (fonction 50)

L'élément 50 est un élément de surintensité non directionnel, habituellement dépourvu de temporisation intentionnelle. Sa principale utilisation concerne les défauts rapprochés à courant élevé pour lesquels un déclenchement ultrarapide est exigé ou souhaitable. Les éléments instantanés à maximum de courant sont sujets aux mêmes enjeux de capacité de charge que les éléments temporisés à maximum de courant visés par la présente norme.

Relais de phase temporisés à maximum de courant (fonction 51)

Le chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination* présente un exposé détaillé de cette fonction de protection. Signalons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du document précité. Au lieu d'un seuil de réglage uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage du tableau 1 sont établis à partir

de la *puissance active* maximale prévue du groupe, selon que celui-ci est de type synchrone ou asynchrone.

Relais de phase temporisés à maximum de courant à retenue de tension (fonction 51V-R)

D'après l'analyse de la grande perturbation du 14 août 2003, les relais de phase temporisés à maximum de courant à retenue de tension (51V-R) – dont la sensibilité varie en fonction de la tension –, qu'ils soient utilisés pour la protection primaire ou de réserve de transformateurs GSU, pour la protection de phase de réserve de systèmes externes, ou les deux, ont commandé un déclenchement intempestif ou prématuré de plusieurs groupes de production ou centrales, contribuant ainsi à étendre la perturbation. Plus précisément, on sait que 20 groupes ont été déclenchés par des fonctions de protection à retenue de tension ou asservies à la tension. La fonction de protection à retenue de tension est désignée de façon variable par les numéros de fonction IEEE 51V, 51R, 51VR, 51V/R, 51V-R, ou par d'autres désignations. Le chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination* présente un exposé détaillé de cette fonction de protection.

Relais de phase temporisés à maximum de courant asservis à la tension (fonction 51V-C)

Les relais de phase temporisés à maximum de courant asservis à la tension (51V-C) sont désignés de façon variable par les numéros de fonction IEEE 51V, 51C, 51VC, 51V/C, 51V-C, ou par d'autres désignations. Le chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination* présente un exposé détaillé de cette fonction de protection.

Relais de phase directionnels à maximum de courant (fonction 67) – directionnels vers le réseau de *transport*

Le chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination* présente un exposé détaillé de la protection de phase temporisée à maximum de courant. Les principes de réglage des relais à maximum de courant, directionnels et non directionnels, sont semblables. Signalons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du document précité. Au lieu d'un seuil de réglage uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage du tableau 1 sont établis à partir de la *puissance active* maximale prévue du groupe, selon que celui-ci est de type synchrone ou asynchrone.

Tableau 1 – Options

Introduction

Les marges de réglage pour les différentes options du tableau 1 sont établies à partir des principes exposés dans le document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. La tension au jeu de barres du groupe de production pendant le forçage de champ sera plus élevée que la tension côté haute tension en raison de la chute de tension dans le transformateur GSU. Si la tension appliquée au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension à ce jeu de barres.

Raccordements des relais

Les figures 5 et 6 illustrent les raccordements pour chacune des options du tableau 1, Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais, de l'annexe 1, Réglages des relais, de la norme PRC-025-2.

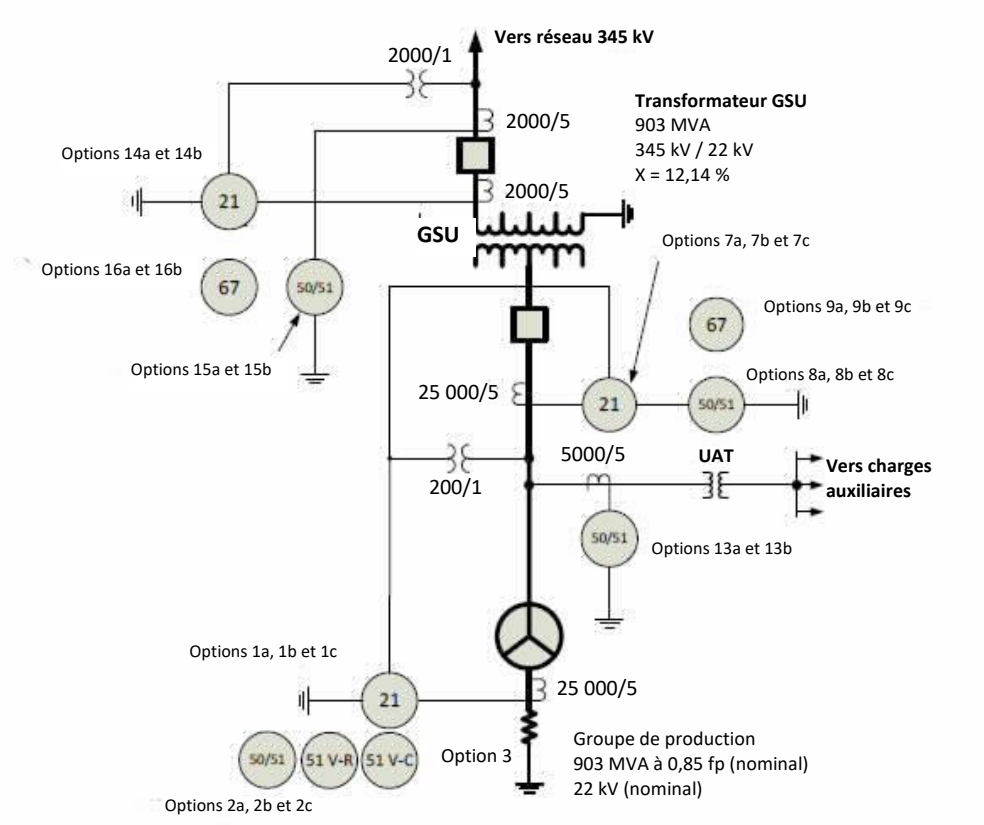


Figure 5 : Raccordements des relais pour les options des groupes synchrones

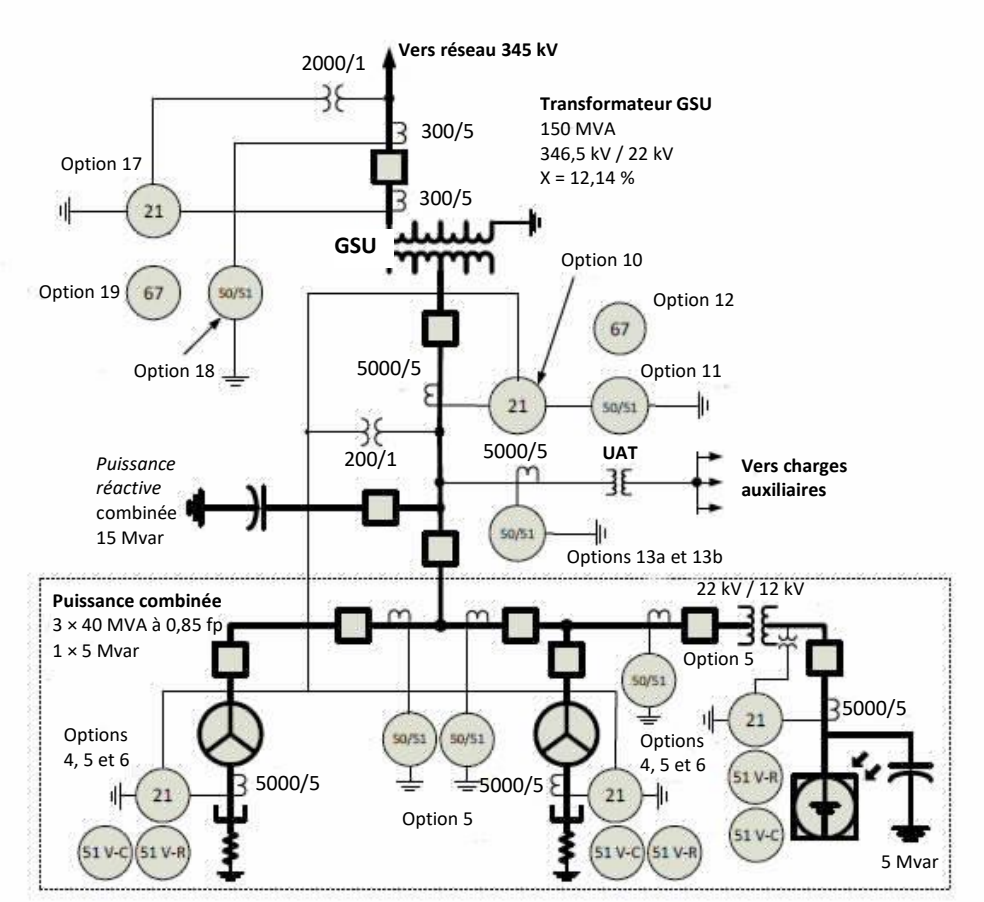


Figure 6 : Raccordements des relais pour les options des groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur*)*

Groupes synchrones – Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport* (options 1a, 1b et 1c)

Les options 1a, 1b et 1c du tableau 1 indiquent comment évaluer la capacité de charge pour les groupes synchrones utilisant des relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport*. Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*.

L'option 1a consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 1b consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. La chute de tension dans le transformateur GSU est calculée à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur, compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur. La tension réelle au jeu de barres du groupe peut être plus élevée selon l'impédance du transformateur GSU et la *puissance réactive* effectivement produite. Ce calcul est une méthode plus approfondie et plus précise que celle de l'option 1a pour régler l'élément d'impédance.

L'option 1c consiste à simuler une tension au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ. Cette puissance est produite en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément d'impédance.

Pour les options 1a et 1b, l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal).

Pour l'option 1c, l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la *puissance réactive* brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation).

Groupes synchrones – Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50, 51 ou 51V-R à retenue de tension) (options 2a, 2b et 2c)

Les options 2a, 2b et 2c du tableau 1 indiquent comment évaluer la capacité de charge pour les groupes synchrones utilisant des relais de phase à maximum de courant (50, 51 ou 51V-R à retenue de tension). Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*.

L'option 2a consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur GSU par le rapport de transformation de celui-ci (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 2b consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. La chute de tension dans le transformateur GSU est calculée à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur, compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur. La tension réelle au jeu de barres du groupe peut être plus élevée selon l'impédance du transformateur GSU et la *puissance réactive* effectivement produite. Ce calcul est une méthode plus approfondie et plus précise que celle de l'option 2a pour régler l'élément de surintensité.

L'option 2c consiste à simuler une tension au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ. Cette puissance est produite en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité.

Pour les options 2a et 2b, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal).

Pour l'option 2c, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la *puissance réactive* brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation).

Groupes synchrones – Relais de phase temporisé à maximum de courant (fonction 51V-C) asservi à la tension (option 3)

L'option 3 du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge pour les groupes synchrones utilisant des relais de phase temporisés à maximum de courant asservis à la tension (dont le fonctionnement est autorisé ou non en fonction de la tension). Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination.*

L'option 3 consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur GSU par le rapport de transformation de celui-ci (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Pour l'option 3, la consigne de tension doit être réglée à moins de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe. Ce réglage de tension doit faire en sorte que la fonction 51V-C ne se déclenche pas en conditions d'urgence extrêmes, car la fonction temporisée à maximum de courant sera réglée au-dessous du courant à pleine charge du groupe. Les relais asservis à la tension sont indifférents au réglage de surintensité ; cette option demande simplement que les relais ne réagissent pas à une tension affaiblie.

Groupes asynchrones – Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport* (option 4)

L'option 4 du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge pour les groupes asynchrones utilisant des relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport*. Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*.

L'option 4 consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Comme la tension au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension côté basse tension. Les groupes asynchrones ne produisent pas autant de *puissance réactive* que les groupes synchrones ; la chute de tension liée au flux de *puissance réactive* dans le transformateur GSU est donc moindre. Ainsi, on peut estimer prudemment la tension au jeu de barres du groupe en transposant la tension nominale côté haute tension vers le côté basse tension selon le rapport de transformation du transformateur GSU.

Pour l'option 4, l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient

cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au flux de puissance dans le relais.

Groupes asynchrones, relais de phase à maximum de courant (fonctions 50, 51 ou 51V-R à retenue de tension) (options 5a et 5b)

L'option 5a du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge pour les groupes asynchrones utilisant des relais de phase à maximum de courant (fonctions 50, 51 ou 51V-R à retenue de tension). Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination.*

L'option 5a consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Comme la tension au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension côté basse tension. Les groupes asynchrones ne produisent pas autant de *puissance réactive* que les groupes synchrones ; la chute de tension liée au flux de *puissance réactive* dans le transformateur GSU est donc moindre. Ainsi, on peut estimer prudemment la tension au jeu de barres du groupe en transposant la tension nominale côté haute tension vers le côté basse tension selon le rapport de transformation du transformateur GSU.

Pour l'option 5a, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive.* On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au flux de puissance dans le relais.

Pour l'option 5b, l'élément de surintensité doit être réglé au-dessus de la capacité maximale de la ressource asynchrone et des équipements pertinents (enroulements, électronique de puissance, câbles, jeu de barres, etc.). On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en ampères) de tous les équipements de production situés derrière l'élément de surintensité ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au flux de puissance dans l'élément de surintensité. La limite inférieure de la tolérance de la caractéristique de déclenchement de l'élément de surintensité doit être réglée de manière à ne pas empiéter sur la capacité de la ressource (y compris la puissance réactive produite par la ressource et par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*). La figure A de la norme PRC-025-2 illustre le fait que l'élément de surintensité n'empiète pas sur la capacité de la ressource asynchrone. La zone supérieure hachurée de la figure A représente l'exclusion 7.

Groupes asynchrones – Relais de phase temporisé à maximum de courant (fonction 51V-C) asservi à la tension (option 6)

L'option 6 du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge pour les groupes asynchrones utilisant des relais de phase temporisés à maximum de courant asservis à la tension (dont le fonctionnement est autorisé ou non en fonction de la tension). Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination.*

L'option 6 consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit

d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Pour l'option 6, la consigne de tension doit être réglée à moins de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe. Ce réglage de tension doit faire en sorte que la fonction 51V-C ne se déclenche pas en conditions d'urgence extrêmes, car la fonction temporisée à maximum de courant sera réglée au-dessous du courant à pleine charge du groupe. Les relais asservis à la tension sont indifférents au réglage de surintensité ; cette option demande simplement que les relais ne réagissent pas à une tension affaiblie.

Transformateurs GSU (groupes synchrones) – Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport* (options 7a, 7b et 7c)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'édicter des exigences de capacité de charge pour les relais de protection utilisés avec les transformateurs GSU. Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination.*

Les options 7a, 7b et 7c du tableau 1 indiquent comment évaluer la capacité de charge des relais de distance de phase qui sont directionnels vers le réseau de *transport* et qui sont reliés au côté basse tension du transformateur GSU d'un groupe synchrone. Dans le cas des relais de ce type reliés au côté haute tension du transformateur GSU, se reporter à l'option 14.

L'option 7a consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 7b consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. La chute de tension dans le transformateur GSU est calculée à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur, compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur. La tension réelle au jeu de barres du groupe peut être plus élevée selon l'impédance du transformateur GSU et la *puissance réactive* effectivement produite. Ce calcul est une méthode plus approfondie et plus précise que celle de l'option 7a pour régler l'élément d'impédance.

L'option 7c consiste à simuler une tension au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ. Cette puissance est produite en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément d'impédance que pour les options 7a et 7b.

Pour les options 7a et 7b, l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal).

Pour l'option 7c, l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation).

Transformateurs GSU (groupes synchrones) – Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50 ou 51) (options 8a, 8b et 8c)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'édicter des exigences de capacité de charge pour les relais de protection utilisés avec les transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de capacité de charge uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

Les options 8a, 8b et 8c du tableau 1 indiquent comment évaluer la capacité de charge des relais de phase à maximum de courant qui sont reliés au côté basse tension du transformateur GSU d'un groupe synchrone. Dans le cas des relais de ce type reliés au côté haute tension du transformateur GSU, se reporter à l'option 15.

L'option 8a consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 8b consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. La chute de tension dans le transformateur GSU est calculée à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur GSU, compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur. La tension réelle au jeu de barres du groupe peut être plus élevée selon l'impédance du transformateur GSU et la *puissance réactive* effectivement produite. Ce calcul est une méthode plus approfondie et plus précise que celle de l'option 8a pour régler l'élément de surintensité.

L'option 8c consiste à simuler une tension au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ. Cette puissance est produite en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité que pour les options 8a et 8b.

Pour les options 8a et 8b, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal).

Pour l'option 8c, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation).

Transformateurs GSU (groupes synchrones) – Relais de phase directionnel à maximum de courant (fonction 67), directionnel vers le réseau de *transport* (options 9a, 9b et 9c)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'édicter des exigences de capacité de charge pour les relais de protection utilisés avec les transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System*

Protection Coordination. Au lieu d'un seuil de capacité de charge uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

Les options 9a, 9b et 9c du tableau 1 indiquent comment évaluer la capacité de charge des relais de phase directionnels à maximum de courant qui sont directionnels vers le réseau de *transport* et qui sont reliés au côté basse tension du transformateur GSU d'un groupe synchrone. Dans le cas des relais de ce type reliés au côté haute tension du transformateur GSU, se reporter à l'option 16.

L'option 9a consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 9b consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. La chute de tension dans le transformateur GSU est calculée à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale côté haute tension du transformateur GSU, compte tenu du rapport de transformation et de l'impédance du transformateur. La tension réelle au jeu de barres du groupe peut être plus élevée selon l'impédance du transformateur GSU et la *puissance réactive* effectivement produite. Ce calcul est une méthode plus approfondie et plus précise que celle de l'option 9a pour régler l'élément de surintensité.

L'option 9c consiste à simuler une tension au jeu de barres du groupe correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ. Cette puissance est produite en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes haute tension du transformateur GSU avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité que pour les options 9a et 9b.

Pour les options 9a et 9b, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal).

Pour l'option 9c, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation).

Transformateurs GSU (groupes asynchrones) – Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport* (option 10)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'édicter des exigences de capacité de charge pour les relais de protection utilisés avec les transformateurs GSU. L'option 10 du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge pour les transformateurs GSU utilisant des relais de distance de phase qui sont directionnels vers le réseau de *transport* et qui sont reliés au côté basse tension du transformateur GSU d'un groupe asynchrone. Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination.* Dans le cas des relais de ce type reliés au côté haute tension du transformateur GSU, se reporter à l'option 17.

L'option 10 consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension

nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Comme la tension au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension côté basse tension. Les groupes asynchrones ne produisent pas autant de *puissance réactive* que les groupes synchrones ; la chute de tension liée au flux de *puissance réactive* dans le transformateur GSU est donc moindre. Ainsi, on peut estimer prudemment la tension au jeu de barres du groupe en transposant la tension nominale côté haute tension vers le côté basse tension selon le rapport de transformation du transformateur GSU.

Pour l'option 10, l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au flux de puissance dans le relais.

Transformateurs GSU (groupes asynchrones) – Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50 ou 51) (option 11)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'édicter des exigences de capacité de charge pour les relais de protection utilisés avec les transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de capacité de charge uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

L'option 11 du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge des relais de phase à maximum de courant qui sont reliés au côté basse tension du transformateur GSU d'un groupe asynchrone. Dans le cas des relais de ce type reliés au côté haute tension du transformateur GSU, se reporter à l'option 18.

L'option 11 consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Comme le courant au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension côté basse tension. Les groupes asynchrones ne produisent pas autant de *puissance réactive* que les groupes synchrones ; la chute de tension liée au flux de *puissance réactive* dans le transformateur GSU est donc moindre. Ainsi, on peut estimer prudemment la tension au jeu de barres du groupe en transposant la tension nominale côté haute tension vers le côté basse tension selon le rapport de transformation du transformateur GSU.

Pour l'option 11, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au flux de puissance dans le relais.

Transformateurs GSU (groupes asynchrones) – Relais de phase directionnel à maximum de courant (fonction 67), directionnel vers le réseau de *transport* (option 12)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'édicter des exigences de capacité de charge pour les relais de protection utilisés avec les transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de capacité de charge uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

L'option 12 du tableau 1 indique comment évaluer la capacité de charge des relais de phase directionnels à maximum de courant qui sont directionnels vers le réseau de *transport* et qui sont reliés au côté basse tension du transformateur GSU d'un groupe asynchrone. Dans le cas des relais de ce type reliés au côté haute tension du transformateur GSU, se reporter à l'option 19.

L'option 12 consiste à calculer une tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale aux bornes haute tension du transformateur GSU. On multiplie 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension par le rapport de transformation (sans tenir compte de l'impédance). Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Comme le courant au relais provient du jeu de barres du groupe, il est nécessaire d'évaluer la capacité de charge à partir de la tension côté basse tension. Les groupes asynchrones ne produisent pas autant de *puissance réactive* que les groupes synchrones ; la chute de tension liée au flux de *puissance réactive* dans le transformateur GSU est donc moindre. Ainsi, on peut estimer prudemment la tension au jeu de barres du groupe en transposant la tension nominale côté haute tension vers le côté basse tension selon le rapport de transformation du transformateur GSU.

Pour l'option 12, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au flux de puissance dans le relais.

Transformateurs de service auxiliaire (UAT) – Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50 ou 51) (options 13a et 13b)

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au paragraphe 104 de son ordonnance 733, demande à la NERC d'incorporer à la présente norme des exigences de capacité de charge pour les relais de protection contre les surcharges des transformateurs de service auxiliaire (UAT) qui alimentent les services auxiliaires normaux des groupes de production. Aux fins de la présente norme, l'UAT fournit l'alimentation électrique générale qui permet au groupe de fonctionner à sa puissance brute maximale.

Les options 13a et 13b du tableau 1 présentent deux options pour le réglage des relais de phase à maximum de courant utilisés sur le côté haute tension des UAT. L'enroulement haute tension du transformateur peut être raccordé directement au réseau de *transport*, ou encore au jeu de barres isolées (*isolated phase bus*, ou IPB) du groupe de production. Les relais de phase à maximum de courant utilisés sur le côté haute tension d'un UAT et qui ont pour effet de mettre celui-ci hors service, ce qui entraîne un déclenchement direct (par exemple, par le fonctionnement d'un relais bloquant ou d'un relais de déclenchement auxiliaire) ou indirect du groupe de production correspondant, doivent être conformes aux critères de réglage de la présente norme. Étant donné la complexité de l'utilisation des relais de surcharge côté basse tension pour les transformateurs à enroulements simples ou multiples, les relais de

phase à maximum de courant côté basse tension des UAT ne sont pas visés par la présente norme. Le Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC traite de la protection côté basse tension des UAT dans le document *Unit Auxiliary Transformer Overcurrent Relay Loadability During a Transmission Depressed Voltage Condition*, publié en mars 2016. Parmi ces relais, on peut mentionner les relais de protection contre les arcs électriques, les relais de protection d'artère, les relais de défaillance de disjoncteur ainsi que les relais dont le déclenchement peut entraîner une réduction de la puissance produite.

Des exemples de configuration sont présentés aux figures 7 et 8.

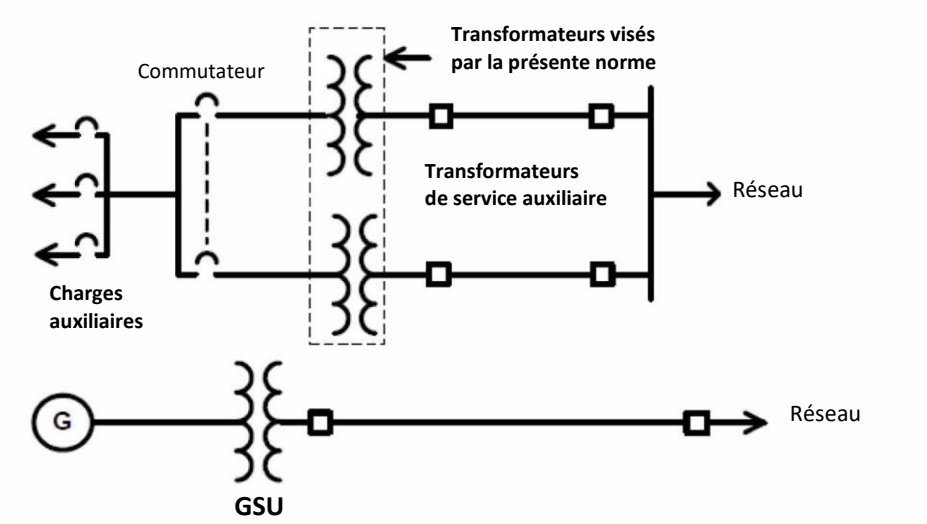


Figure 7 : Alimentation de services auxiliaires (indépendante du groupe de production)

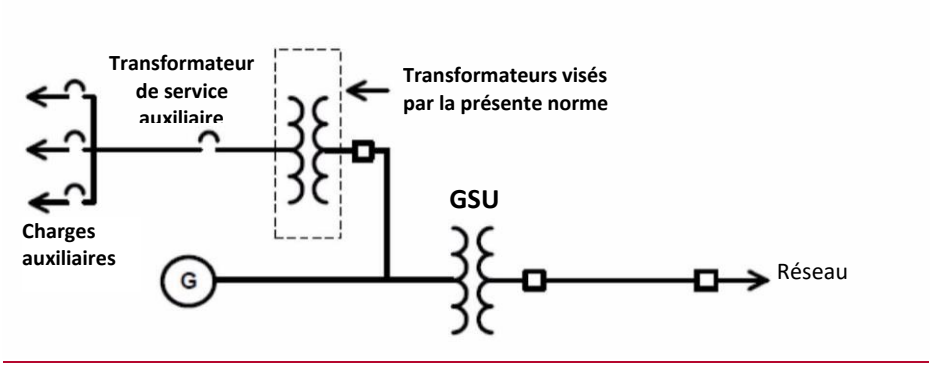


Figure 8 : Alimentation type de services auxiliaires de groupe de production ou de centrale

Les UAT qui alimentent les équipements auxiliaires d'un groupe de production ou d'une centrale sont dimensionnés en fonction de la charge maximale projetée de ces équipements à la puissance maximale

du ou des groupes de production. Bien que la capacité nominale en MVA de l'UAT, dans la conception originale du groupe ou de la centrale, soit normalement calculée en fonction de l'ajout de charges éventuelles ainsi que pour le démarrage de gros moteurs à induction, cette capacité nominale peut être proche de la charge maximale.

Compte tenu des caractéristiques variées de conception et de charge des UAT, deux options (13a et 13b) sont présentées, de manière à respecter la stratégie de protection de l'entité tout en empêchant les relais de phase à maximum de courant des UAT de se déclencher dans les conditions dynamiques prévues dans cette norme.

Les options 13a et 13b sont basées sur une tension au jeu de barres du transformateur correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale à l'enroulement haute tension de l'UAT.

Pour l'option 13a, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant calculé à partir de la puissance nominale maximale (en MVA) de l'UAT. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Pour l'option 13b, l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant mesuré de l'UAT à la *puissance active* brute maximale du groupe déclarée au *planificateur de réseau de transport*. Cette option autorise une valeur de réglage plus basse que pour l'option 13a et la stratégie de réglage des relais de l'entité visée. Il s'agit d'un calcul plus complexe, axé sur les conditions approximatives d'un réseau fragilisé, qui permet à l'entité de baser le réglage sur la charge effective de l'UAT déterminée à partir de la capacité de *puissance active* brute maximale du groupe déclarée au *planificateur de réseau de transport*.

Le comportement des charges d'un UAT en conditions de réseau fragilisé (tensions affaiblies) est très difficile à déterminer. Plutôt que d'obliger les entités responsables à déterminer la réponse des charges de l'UAT à une tension affaiblie, les experts de l'équipe de rédaction ont préféré augmenter la marge à 150 %, soit plus que les niveaux spécifiés ailleurs dans la norme (par exemple, 115 %) et utiliser 1.0 p.u. de la tension au jeu de barres du groupe de production. Un courant de réglage minimal basé sur 150 % de la puissance nominale maximale en MVA de l'UAT à une tension de 1,0 p.u. au jeu de barres du groupe de production assure une protection adéquate de l'UAT selon la norme IEEE C37.91 en conditions de pleine charge, tout en assurant une capacité de charge du relais suffisante pour empêcher le déclenchement de l'UAT (et par la suite celui du groupe de production) en raison du courant accru des charges de l'UAT dans les conditions de tension d'un réseau fragilisé. Même si l'UAT est équipé d'un changeur de prises automatique, celui-ci pourrait ne pas réagir assez vite aux conditions anticipées dans la présente norme, et cet argument n'est pas recevable pour réduire la marge de réglage.

Éléments qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (groupes synchrones) – Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport* (options 14a et 14b)

Les relais associés à des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* sont exposés à des conditions de charge semblables à celles des relais associés à des groupes de production et à des transformateurs GSU. Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Les relais utilisés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU réagissent aux mêmes grandeurs que les relais utilisés à l'extrémité éloignée de la ligne pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* ; l'option 14 s'applique donc aussi à ces relais.

Les options 14a et 14b du tableau 1 présentent les critères de réglage des relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport* visant à empêcher les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* de se déclencher dans les conditions dynamiques anticipées dans cette norme. Les conditions de réseau fragilisé de l'option 14a correspondent à 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne ; ainsi, la valeur de réglage de l'élément d'impédance des relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport*, pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, est calculée à partir de la puissance apparente indiquée dans les critères, avec 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais. Il n'est pas nécessaire de tenir compte de la chute de tension dans le transformateur GSU. L'option 14b consiste à simuler la tension de la ligne correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. Une valeur de 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne est représentative de la tension minimale prévue en conditions de tension affaiblie pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité.

L'option 14a spécifie que l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal). Le multiplicateur de la *puissance réactive* diffère de la valeur de 150 % utilisée pour d'autres applications afin de tenir compte des pertes de *puissance réactive* dans le transformateur GSU. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 14b spécifie que l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation). L'option 14b utilise la tension simulée de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément d'impédance.

Éléments qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (groupes synchrones) – Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50 ou 51) (options 15a et 15b)

Les relais associés à des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* sont exposés à des conditions de charge semblables à celles des relais associés à des groupes de production et à des transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de réglage uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

Les relais utilisés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU réagissent aux mêmes grandeurs que les relais utilisés à l'extrémité éloignée de la ligne pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* ; l'option 15 s'applique donc aussi à ces relais.

Les options 15a et 15b du tableau 1 présentent les critères de réglage des relais de phase à maximum de courant instantanés ou temporisés, visant à empêcher les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* de se déclencher dans les conditions dynamiques anticipées dans cette norme. Les conditions de réseau fragilisé de l'option 15a correspondent à 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais ; ainsi, la valeur de réglage de l'élément de surintensité des relais de phase à maximum de courant instantanés ou temporisés, pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, est calculée à partir de la puissance apparente indiquée dans les critères, avec 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais. Il n'est pas nécessaire de tenir compte de la chute de tension dans le transformateur GSU. L'option 15b consiste à simuler la tension de la ligne correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. Une valeur de 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne est représentative de la tension minimale prévue en conditions de tension affaiblie pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité.

L'option 15a spécifie que l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal). Le multiplicateur de la *puissance réactive* diffère de la valeur de 150 % utilisée pour d'autres applications afin de tenir compte des pertes de *puissance réactive* dans le transformateur GSU. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 15b spécifie que l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation). L'option 15b utilise la tension simulée de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité.

Éléments qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (groupes synchrones) – Relais de phase directionnel à maximum de courant (fonction 67), directionnel vers le réseau de *transport* (options 16a et 16b)

Les relais associés à des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* sont exposés à des conditions de charge semblables à celles des relais associés à des

groupes de production et à des transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de réglage uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe. Les relais utilisés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU réagissent aux mêmes grandeurs que les relais utilisés à l'extrémité éloignée de la ligne pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* ; l'option 16 s'applique donc aussi à ces relais.

Les options 16a et 16b du tableau 1 présentent les critères de réglage des relais de phase directionnels à maximum de courant qui sont directionnels vers le réseau de *transport*, visant à empêcher les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* de se déclencher dans les conditions dynamiques anticipées dans cette norme. Les conditions de réseau fragilisé de l'option 16a correspondent à 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais ; ainsi, la valeur de réglage de l'élément de surintensité des relais de phase directionnels à maximum de courant, pour les , there is not much to report, but I will provide a very brief update. He indicated that the SDT has received the comments on the SAR and that they are in the processes of answering them. No further meeting has been scheduled as of Friday when I provided the update, est calculée à partir de la puissance apparente indiquée dans les critères, avec 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais. Il n'est pas nécessaire de tenir compte de la chute de tension dans le transformateur GSU. L'option 16b consiste à simuler la tension de la ligne correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. Une valeur de 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne est représentative de la tension minimale prévue en conditions de tension affaiblie pour les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité.

L'option 16a spécifie que l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance nominale du groupe en MVA au facteur de puissance nominal). Le multiplicateur de la *puissance réactive* diffère de la valeur de 150 % utilisée pour d'autres applications afin de tenir compte des pertes de *puissance réactive* dans le transformateur GSU. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

L'option 16b spécifie que l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des deux valeurs suivantes : la *puissance active* produite (100 % de la puissance brute combinée en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*), et la *puissance réactive* produite (100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation). L'option 16b utilise la tension simulée de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. Le recours à une simulation est une manière plus complexe et plus précise de régler l'élément de surintensité.

Éléments qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (groupes asynchrones) – Relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport* (option 17)

Les relais installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris à l'extrémité éloignée de la ligne, et associés à des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, sont exposés à des conditions de charge semblables à celles des relais associés à des groupes de production et à des transformateurs GSU. Les marges prescrites ont été établies à partir des indications du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*.

L'option 17 du tableau 1 présente les critères de réglage des relais de distance de phase directionnels vers le réseau de *transport*, visant à empêcher les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* de se déclencher dans les conditions dynamiques anticipées dans cette norme. L'option 17 utilise une valeur de 1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais pour calculer l'impédance à partir de la puissance nominale combinée maximale en MVA.

L'option 17 spécifie que l'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au flux de puissance dans le relais. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Éléments qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (groupes asynchrones) – Relais de phase à maximum de courant (fonctions 50 ou 51) (option 18)

Les relais installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris à l'extrémité éloignée de la ligne, et associés à des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, sont exposés à des conditions de charge semblables à celles des relais associés à des groupes de production et à des transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de réglage uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

L'option 18 du tableau 1 présente les critères de réglage des relais de phase à maximum de courant, visant à empêcher les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* de se déclencher dans les conditions dynamiques anticipées dans cette norme. L'option 18 utilise une valeur de 1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais pour calculer le courant à partir de la puissance nominale combinée maximale en MVA.

L'option 18 spécifie que l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au flux de puissance dans le relais. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Éléments qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* (groupes asynchrones) – Relais de phase directionnel à maximum de courant (fonction 67), directionnel vers le réseau de *transport* (option 19)

Les relais installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris à l'extrémité éloignée de la ligne, et associés à des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, sont exposés à des conditions de charge semblables à celles des relais associés à des groupes de production et à des transformateurs GSU. Soulignons que les critères de réglage présentés au tableau 1 diffèrent de ceux du chapitre 2 du document technique de référence *Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Au lieu d'un seuil de réglage uniforme de 200 % de la puissance nominale en MVA du groupe de production au facteur de puissance nominal pour toutes les applications, les critères de réglage sont établis à partir de la puissance maximale prévue du groupe.

L'option 19 du tableau 1 présente les critères de réglage des relais de phase directionnels à maximum de courant directionnels vers le réseau de *transport*, visant à empêcher les *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* de se déclencher dans les conditions dynamiques anticipées dans cette norme. L'option 19 utilise une valeur de 1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais pour calculer le courant à partir de la puissance nominale combinée maximale en MVA.

L'option 19 spécifie que l'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance nominale combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal, y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive*. On obtient cette valeur en calculant la somme des capacités (en MW et en Mvar) de tous les équipements de production situés derrière le relais ainsi que de tout dispositif statique ou dynamique de *puissance réactive* qui contribue au flux de puissance dans le relais. Il s'agit d'un calcul simplifié qui rend compte de manière approximative des conditions d'un réseau fragilisé.

Exemples de calcul

Introduction

Variables de calcul	
Description	**Valeurs de départ**
Puissance nominale de groupe synchrone (MVA au FP nominal)	$GEN_{synch_nom} = 903\ MVA$
	$fp = 0{,}85$
Tension nominale de groupe de production (phase-phase)	$V_{gen_nom} = 22\ kV$
Puissance active produite (en MW) déclarée au *planificateur de réseau de transport*	$P_{synch_decl} = 700{,}0\ MW$
Puissance nominale de transformateur élévateur de groupe (GSU)	$MVA_{GSU} = 903\ MVA$
Réactance de transformateur GSU (base de 903 MVA)	$X_{GSU} = 12{,}14\ \%$
Puissance de base en MVA de transformateur GSU	$MVA_{base} = 767{,}6\ MVA$
Rapport de transformateur GSU	$GSU_{rapp} = \frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}$
Tension nominale du réseau côté haute tension (phase-phase)	$V_{nom} = 345\ kV$
Rapport de transformateur de courant (TC)	$TC_{rapp} = \frac{25\ 000}{5}$
Rapport de transformateur de tension (TT) côté basse tension	$TT_{rapp} = \frac{200}{1}$
Rapport de TT côté haute tension	$TT_{rapp_ht} = \frac{2\ 000}{1}$
Puissance nominale de transformateur de service auxiliaire (UAT)	$UAT_{nom} = 60\ MVA$
Tension d'UAT, côté haute tension	$V_{UAT} = 13{,}8\ kV$
Rapport de TC d'UAT	$TC_{UAT} = \frac{5\ 000}{5}$
Rapport de TC côté haute tension	$TC_{rapp_ht} = \frac{2\ 000}{5}$
Puissance réactive produite par les dispositifs statiques	$MVAR_{stat} = 15\ Mvar$
Puissance réactive produite par les dispositifs statiques associés à la production	$MVAR_{gen_stat} = 5\ Mvar$
Puissance nominale de groupe asynchrone (MVA au FP nominal)	$GEN_{asynch_nom} = 40\ MVA$
	$fp = 0{,}85$

Commenté [EL21]: Proposition à valider pour ce terme.

Commenté [LÉ[2R1]: OK ?

Variables de calcul	
Description	**Valeurs de départ**
Rapport de TC de groupe asynchrone	$TC_{asynch_rapp} = \frac{5\,000}{5}$
Rapport de TC côté haute tension de groupe asynchrone	$TC_{asynch_rapp_ht} = \frac{300}{5}$
Rapport de TC au jeu de barres de poste éloigné	$TC_{rapp_poste_eloigne} = \frac{2\,000}{5}$

Exemples de calcul : Option 1a	
L'option 1a représente le calcul le plus simple pour les groupes synchrones utilisant un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*.	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (1)	$P = GEN_{synch_nom} \times fp$
	$P = 903\ MVA \times 0{,}85$
	$P = 767{,}6\ MW$
Puissance réactive produite (Q) :	
Éq. (2)	$Q = 150\ \% \times P$
	$Q = 1{,}50 \times 767{,}6\ MW$
	$Q = 1\ 151{,}3\ Mvar$
Option 1a du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension :	
Éq. (3)	$V_{gen} = 0{,}95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$
	$V_{gen} = 0{,}95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$
	$V_{gen} = 20{,}81\ kV$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (4)	$S = P_{synch_decl} + jQ$
	$S = 700{,}0\ MW + j1\ 151{,}3\ Mvar$
	$S = 1\ 347{,}4 \angle 58{,}7°\ MVA$
Impédance au primaire (Z_{pri}) :	
Éq. (5)	$Z_{pri} = \frac{V_{gen}^2}{S^*}$
	$Z_{pri} = \frac{(20{,}81\ kV)^2}{1\ 347{,}4 \angle -58{,}7°\ MVA}$
	$Z_{pri} = 0{,}321 \angle 58{,}7°\ \Omega$
Impédance au secondaire (Z_{sec}) :	
Éq. (6)	$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{TC_{rapp}}{TT_{rapp}}$
	$Z_{sec} = 0{,}321 \angle 58{,}7°\ \Omega \times \frac{\frac{25\ 000}{5}}{\frac{200}{1}}$
	$Z_{sec} = 0{,}321 \angle 58{,}7°\ \Omega \times 25$

Exemples de calcul : Option 1a	
	$Z_{sec} = 8{,}035 \angle 58{,}7° \ \Omega$
Lorsqu'on applique la marge de 115 % de l'option 1a :	
Éq. (7)	$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{115\ \%}$
	$Z_{sec_limite} = \frac{8{,}035 \angle 58{,}7° \ \Omega}{1{,}15}$
	$Z_{sec_limite} = 6{,}9873 \angle 58{,}7° \ \Omega$
	$\theta_{angle_charge_transit} = 58{,}7°$
Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :	
Éq. (8)	$Z_{max} < \frac{\lvert Z_{sec_limite} \rvert}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$
	$Z_{max} < \frac{6{,}9873\ \Omega}{\cos(85{,}0° - 58{,}7°)}$
	$Z_{max} < \frac{6{,}9873\ \Omega}{0{,}896}$
	$Z_{max} < 7{,}793 \angle 85{,}0° \ \Omega$

Exemples de calcul : Options 1b et 7b	
L'option 1b présente un calcul plus complexe et plus précis pour les groupes synchrones utilisant un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*. Cette option nécessite de calculer la tension côté basse tension en tenant compte de la chute de tension dans le transformateur GSU. Ce même calcul est applicable à l'option 7b pour les transformateurs GSU utilisant un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*.	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (9)	$P = GEN_{synch_nom} \times fp$
	$P = 903\ MVA \times 0{,}85$
	$P = 767{,}6\ MW$
Puissance réactive produite (Q)	
Éq. (10)	$Q = 150\ \% \times P$
	$Q = 1{,}50 \times 767{,}6\ MW$
	$Q = 1\ 151{,}3\ Mvar$

Exemples de calcul : Options 1b et 7b	
Conversion de la *puissance active*, de la *puissance réactive* et de la réactance du transformateur en valeurs p.u. à partir d'une puissance de base (MVA_{base}) de 767,6 MVA :	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (11)	$P_{pu} = \frac{P_{synch_decl}}{MVA_{base}}$
	$P_{pu} = \frac{700{,}0\ MW}{767{,}6\ MVA}$
	$P_{pu} = 0{,}91\ p.u.$
Puissance réactive produite (Q) :	
Éq. (12)	$Q_{pu} = \frac{Q}{MVA_{base}}$
	$Q_{pu} = \frac{1\,151{,}3\ Mvar}{767{,}6\ MVA}$
	$Q_{pu} = 1{,}5\ p.u.$
Impédance du transformateur (X_{pu}) :	
Éq. (13)	$X_{pu} = X_{GSU} \times \left(\frac{MVA_{base}}{MVA_{GSU}}\right)$
	$X_{pu} = 12{,}14\ \% \times \left(\frac{767{,}6\ MVA}{903\ MVA}\right)$
	$X_{pu} = 0{,}1032\ p.u.$
Appliquer la formule ci-dessous pour calculer la tension côté basse tension du transformateur GSU (V_{basse_tens}) à partir de 0,85 p.u. de la tension côté haute tension (V_{haute_tens}). Supposer une tension initiale côté basse tension de 0,95 p.u. et répéter le calcul autant de fois que nécessaire, jusqu'à convergence de V_{basse_tens}. Une convergence de moins de 1 % entre itérations est jugée suffisante.	
Éq. (14)	$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times \lvert X_{pu}\rvert)}{\lvert V_{basse_tens}\rvert \times \lceil V_{haute_tens}\rceil)}\right]$
	$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(0{,}91\ \times 0{,}1032}{(0{,}95\ \times\ 0{,}85)}\right]$
	$\theta_{basse_tens} = 6{,}7°$
Éq. (15)	
$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{\lvert V_{haute_tens}\rvert \times \cos(\theta_{basse_tens}) \pm \sqrt{\lvert V_{haute_tens}\rvert^2 \times \cos^2(\theta_{basse_tens}) + 4\ \times Q_{pu}\ \times X_{pu}}}{2}$	

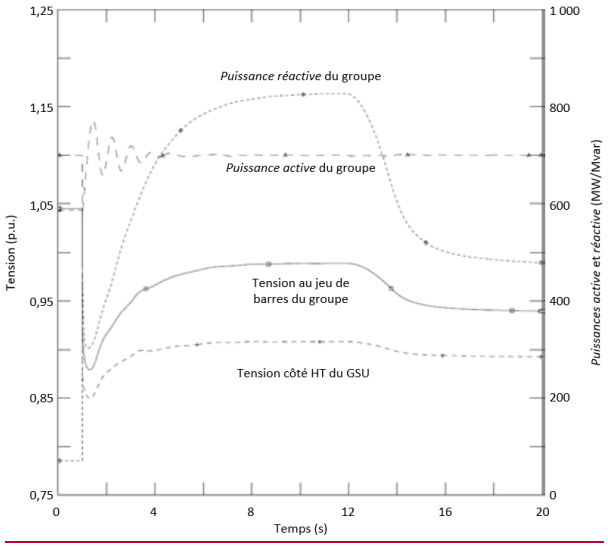
Exemples de calcul : Options 1b et 7b	
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{\lvert 0{,}85\rvert \times cos(6{,}7°) \pm \sqrt{\lvert 0{,}85\rvert^2 \times \cos^2(6{,}7°) + 4 \times 1{,}5 \times 0{,}1032}}{2}$
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{\lvert 0{,}85\rvert \times 0{,}9931 \pm \sqrt{0{,}7225 \times 0{,}9864 + 0{,}6192}}{2}$
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{0{,}8441 \pm 1{,}1541}{2}$
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = 0{,}9991\ p.u.$
Utiliser la nouvelle valeur estimée V_{basse_tens} de 0,9991 p.u. pour la deuxième itération :	
Éq. (16)	$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times \lvert X_{pu}\rvert)}{(\lvert V_{basse_tens}\rvert \times \lceil V_{haute_tens}\rceil)}\right]$
	$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(0{,}91 \times 0{,}1032}{(0{,}9991 \times 0{,}85)}\right]$
	$\theta_{basse_tens} = 6{,}3°$
Éq. (17)	
$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{\lvert V_{haute_tens}\rvert \times \cos(\theta_{basse_tens}) \pm \sqrt{\lvert V_{haute_tens}\rvert^2 \times \cos^2(\theta_{basse_tens}) + 4 \times Q_{pu} \times X_{pu}}}{2}$	
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{\lvert 0{,}85\rvert \times cos(6{,}3°) \pm \sqrt{\lvert 0{,}85\rvert^2 \times \cos^2(6{,}3°) + 4 \times 1{,}5 \times 0{,}1032}}{2}$
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{\lvert 0{,}85\rvert \times 0{,}9940 \pm \sqrt{0{,}7225 \times 0{,}9880 + 0{,}6192}}{2}$
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{0{,}8449 \pm 1{,}1546}{2}$
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = 0{,}9998\ p.u.$
Pour tenir compte de la tension nominale côté haute tension et du rapport de transformation :	
Éq. (18)	$V_{barre} = \lvert V_{basse_tens}\rvert \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$
	$V_{barre} = 0{,}9998\ p.u. \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$
	$V_{barre} = 21{,}90\ kV$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (19)	$S = P_{synch_decl} + jQ$
	$S = 700{,}0\ MW + j1\,151{,}3\ Mvar$

Exemples de calcul : Options 1b et 7b	
	$S = 1\,347{,}4 \angle 58{,}7° \; MVA$
Impédance au primaire (Z_{pri}) :	
Éq. (20)	$Z_{pri} = \frac{V_{barre}^2}{S^*}$
	$Z_{pri} = \frac{(21{,}90 \; kV)^2}{1\,347{,}4 \angle -\; 58{,}7° \; MVA}$
	$Z_{pri} = 0{,}356 \angle 58{,}7° \; \Omega$
Impédance au secondaire (Z_{sec}) :	
Éq. (21)	$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{TC_{rapp}}{TT_{rapp}}$
	$Z_{sec} = 0{,}356 \angle 58{,}7° \; \Omega \times \frac{\frac{25\,000}{5}}{\frac{200}{1}}$
	$Z_{sec} = 0{,}356 \angle 58{,}7° \; \Omega \times 25$
	$Z_{sec} = 8{,}900 \angle 58{,}7° \; \Omega$
Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 1b et 7b :	
Éq. (22)	$Z_{\mathrm{sec}_limite} = \frac{Z_{sec}}{115\,\%}$
	$Z_{\mathrm{sec}_limite} = \frac{8{,}900 \angle 58{,}7° \; \Omega}{1{,}15}$
	$Z_{\mathrm{sec}_limite} = 7{,}74 \angle 58{,}7° \; \Omega$
	$\theta_{angle_charge_transit} = 58{,}7°$
Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :	
Éq. (23)	$Z_{max} < \frac{\lvert Z_{sec_limite} \rvert}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$
	$Z_{max} < \frac{7{,}74 \; \Omega}{\cos(85{,}0° \; - \; 58{,}7°)}$
	$Z_{max} < \frac{7{,}74 \; \Omega}{0{,}8965}$
	$Z_{max} < 8{,}633 \angle 85{,}0° \; \Omega$

Exemples de calcul : options 1c et 7c

L'option 1c présente un réglage plus complexe et plus précis de l'élément d'impédance. Cette option nécessite de déterminer la *puissance réactive* maximale produite par le groupe pendant le forçage de champ ainsi que la tension correspondante au jeu de barres du groupe. Une fois ces valeurs établies, les calculs subséquents sont les mêmes que pour les options 1a et 1b.

La *puissance réactive* du groupe et la tension au jeu de barres du groupe sont établies par simulation. La *puissance réactive* maximale produite sur le côté basse tension du transformateur GSU pendant le forçage de champ est la valeur utilisée, car elle correspond à l'impédance apparente la plus faible. La tension correspondante au jeu de barres du groupe est aussi utilisée dans le calcul. Soulignons que bien que le limiteur d'excitation intervienne pour réduire la force du champ, la *puissance réactive* produite dans cette situation est maintenue assez longtemps pour déclencher un relais de distance de phase.



Cette simulation produit les valeurs suivantes :	
	$Q = 827{,}4\ Mvar$
	$V_{barre_simul} = 0{,}989 \times V_{gen_nom} = 21{,}76\ kV$
L'autre valeur requise est la *puissance active* produite, qui dans la simulation est égale à 100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*. Dans ce cas :	
	$P_{synch_decl} = 700{,}0\ MW$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (24)	$S = P_{synch_decl} + jQ$
	$S = 700{,}0\ MW + j827{,}4\ Mvar$
	$S = 1\,083{,}8\ \angle 49{,}8°\ MVA$

Exemples de calcul : options 1c et 7c	
Impédance au primaire (Z_{pri}) :	
Éq. (25)	$Z_{pri} = \frac{V_{barre_simul}^2}{S^*}$
	$Z_{pri} = \frac{(21{,}76\ kV)^2}{1\ 083{,}8 \angle -\ 49{,}8°\ MVA}$
	$Z_{pri} =\ 0{,}437 \angle 49{,}8°\ \Omega$
Impédance au secondaire (Z_{sec}) :	
Éq. (26)	$Z_{sec} = Z_{pri}\ \times \frac{TC_{rapp}}{TT_{rapp}}$
	$Z_{sec} = 0{,}437 \angle 49{,}8°\ \ \Omega \times \frac{\frac{25\ 000}{5}}{\frac{200}{1}}$
	$Z_{sec} = 0{,}437 \angle 49{,}8°\ \ \Omega \times\ 25$
	$Z_{sec} = 10{,}92 \angle 49{,}8°\ \ \Omega$
Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 1c et 7c :	
Éq. (27)	$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{115\ \%}$
	$Z_{sec_limite} = \frac{10{,}92 \angle 49{,}8°\ \Omega}{1{,}15}$
	$Z_{sec_limite} = 9{,}50 \angle 49{,}8°\ \Omega$
	$\theta_{angle_charge_transit} = 49{,}8°$
Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :	
Éq. (28)	$Z_{max}\ < \frac{\lvert Z_{sec_limite} \rvert}{\cos\left(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit}\right)}$
	$Z_{max}\ < \frac{9{,}50\ \Omega}{\cos(85{,}0°\ -\ 49{,}8°)}$
	$Z_{max}\ < \frac{9{,}50\ \Omega}{0{,}8171}$
	$Z_{max} < 11{,}63 \angle 85{,}0°\ \ \Omega$

Exemples de calcul : Option 2a	
L'option 2a présente le calcul le plus simple pour les groupes synchrones utilisant un relais de phase à maximum de courant (fonctions 50, 51 ou 51V-R) :	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (29)	$P = GEN_{synch_nom} \times fp$
	$P = 903\ MVA \times 0{,}85$
	$P = 767{,}6\ MW$
Puissance réactive produite (Q) :	
Éq. (30)	$Q = 150\ \% \times P$
	$Q = 1{,}50 \times 767{,}6\ MW$
	$Q = 1\,151{,}3\ Mvar$
Option 2a du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension :	
Éq. (31)	$V_{gen} = 0{,}95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$
	$V_{gen} = 0{,}95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$
	$V_{gen} = 20{,}81\ kV$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (32)	$S = P_{synch_decl} + jQ$
	$S = 700{,}0\ MW + j1\,151{,}3\ Mvar$
	$S = 1\,347{,}4 \angle 58{,}7°\ MVA$
Courant au primaire (I_{pri}) :	
Éq. (33)	$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$
	$I_{pri} = \frac{1\,347{,}4\ MVA}{1{,}73 \times 20{,}81\ kV}$
	$I_{pri} = 37\,383\ A$
Courant au secondaire (I_{sec}) :	
Éq. (34)	$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp}}$
	$I_{sec} = \frac{37\,383\ A}{\frac{25\,000}{5}}$
	$I_{sec} = 7{,}477\ A$

Exemples de calcul : Option 2a	
Lorsqu'on applique la marge de 115 % de l'option 2a :	
Éq. (35)	$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\ \%$
	$I_{sec_limite} > 7{,}477\ A \times 1{,}15$
	$I_{sec_limite} > 8{,}598\ A$

Exemples de calcul : Option 2b	
L'option 2b présente un calcul plus complexe et plus précis pour les groupes synchrones utilisant un relais de phase à maximum de courant (fonctions 50, 51 ou 51V-R) :	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (36)	$P = GEN_{synch_nom} \times fp$
	$P = 903\ MVA \times 0{,}85$
	$P = 767{,}6\ MW$
Puissance réactive produite (Q) :	
Éq. (37)	$Q = 150\ \% \times P$
	$Q = 1{,}50 \times 767{,}6\ MW$
	$Q = 1\ 151{,}3\ Mvar$
Conversion de la *puissance active*, de la *puissance réactive* et de la réactance du transformateur en valeurs p.u. à partir d'une puissance de base (MVA_{base}) de 767,6 MVA.	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (38)	$P_{pu} = \frac{P_{synch_decl}}{MVA_{base}}$
	$P_{pu} = \frac{700{,}0\ MW}{767{,}6\ MVA}$
	$P_{pu} = 0{,}91\ p.u.$
Puissance réactive produite (Q) :	
Éq. (39)	$Q_{pu} = \frac{Q}{MVA_{base}}$
	$Q_{pu} = \frac{1\ 151{,}3\ Mvar}{767{,}6\ MVA}$
	$Q_{pu} = 1{,}5\ p.u.$
Impédance du transformateur :	
Éq. (40)	$X_{pu} = X_{GSU} \times \frac{MVA_{base}}{MVA_{GSU}}$

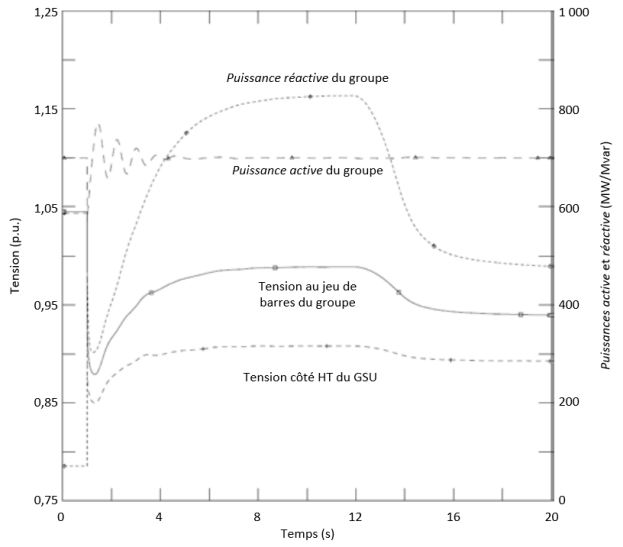
Exemples de calcul : Option 2b	
	$X_{pu} = 12{,}14\ \% \times \left(\frac{767{,}6\ MVA}{903\ MVA}\right)$
	$X_{pu} = 0{,}1032\ p.u.$
Appliquer la formule ci-dessous pour calculer la tension côté basse tension du transformateur GSU (V_{basse_tens}) à partir de 0,85 p.u. de la tension côté haute tension (V_{haute_tens}). Supposer une tension initiale côté basse tension de 0,95 p.u. et répéter le calcul autant de fois que nécessaire, jusqu'à convergence de V_{basse_tens}. Une convergence de moins de 1 % entre itérations est jugée suffisante.	
Éq. (41)	$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times \lvert X_{pu}\rvert)}{(\lvert V_{basse_tens}\rvert \times \lceil V_{haute_tens}\rceil)}\right]$
	$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(0{,}91\ \times 0{,}1032)}{(0{,}95\ \times\ 0{,}85)}\right]$
	$\theta_{basse_tens} =\ 6{,}7°$
Éq. (42)	
$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{\lvert V_{haute_tens}\rvert \times \cos(\theta_{basse_tens}) \pm \sqrt{\lvert V_{haute_tens}\rvert^2 \times \cos^2(\theta_{basse_tens}) + 4\ \times\ Q_{pu}\ \times\ X_{pu}}}{2}$	
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{\lvert 0{,}85\rvert \times \cos(6{,}7°)\ \pm \sqrt{\lvert 0{,}85\rvert^2 \times \cos^2(6{,}7°) + 4\ \times\ 1{,}5\ \times\ 0{,}1032}}{2}$
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{\lvert 0{,}85\rvert \times\ 0{,}9931\ \pm \sqrt{0{,}7225 \times 0{,}9864 + 0{,}6192}}{2}$
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{0{,}8441\ \pm\ 1{,}1541}{2}$
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = 0{,}9991\ p.u.$
Utiliser la nouvelle valeur estimée V_{basse_tens} de 0,9991 p.u. pour la deuxième itération :	
Éq. (43)	$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times \lvert X_{pu}\rvert)}{(\lvert V_{basse_tens}\rvert \times \lceil V_{haute_tens}\rceil)}\right]$
	$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(0{,}91\ \times 0{,}1032}{(0{,}9991\ \times\ 0{,}85)}\right]$
	$\theta_{basse_tens} =\ 6{,}3°$
Éq. (44)	
$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{\lvert V_{haute_tens}\rvert \times \cos(\theta_{basse_tens}) \pm \sqrt{\lvert V_{haute_tens}\rvert^2 \times cos^2(\theta_{basse_tens}) + 4\ \times\ Q_{pu}\ \times\ X_{pu}}}{2}$	

Exemples de calcul : Option 2b	
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{\lvert 0{,}85\rvert \times cos(6{,}3°) \pm \sqrt{\lvert 0{,}85\rvert^2 \times \cos^2(6{,}3°) + 4 \times 1{,}5 \times 0{,}1032}}{2}$
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{\lvert 0{,}85\rvert \times 0{,}9940 \pm \sqrt{0{,}7225 \times 0{,}9880 + 0{,}6192}}{2}$
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{0{,}8449 \pm 1{,}1546}{2}$
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = 0{,}9998\ p.u.$
Pour tenir compte de la tension nominale côté haute tension et du rapport de transformation :	
Éq. (45)	$V_{barre} = \lvert V_{basse_tens}\rvert \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$
	$V_{barre} = 0{,}9998\ p.u. \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$
	$V_{barre} = 21{,}90\ kV$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (46)	$S = P_{synch_decl} + jQ$
	$S = 700{,}0\ MW + j1\ 151{,}3\ Mvar$
	$S = 1\ 347{,}4\ \angle 58{,}7°\ MVA$
Courant au primaire (I_{pri}) :	
Éq. (47)	$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{barre}}$
	$I_{pri} = \frac{1\ 347{,}4\ MVA}{1{,}73 \times 21{,}90\ kV}$
	$I_{pri} = 35\ 553\ A$
Courant au secondaire (I_{sec}) :	
Éq. (48)	$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp}}$
	$I_{sec} = \frac{35\ 553\ A}{\frac{25\ 000}{5}}$
	$I_{sec} = 7{,}111\ A$
Lorsqu'on applique la marge de 115 % de l'option 2b :	
Éq. (49)	$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\ \%$
	$I_{sec_limite} > 7{,}111\ A \times 1{,}15$
	$I_{sec_limite} > 8{,}178\ A$

Exemples de calcul : option 2c

L'option 2c présente un réglage plus complexe et plus précis de l'élément de surintensité du relais de phase à maximum de courant (fonctions 50, 51 ou 51V-R). Cette option nécessite de déterminer la *puissance réactive* maximale produite par le groupe pendant le forçage de champ ainsi que la tension correspondante au jeu de barres du groupe. Une fois ces valeurs établies, les calculs subséquents sont les mêmes que pour les options 2a et 2b.

La *puissance réactive* produite et la tension au jeu de barres du groupe sont établies par simulation. La *puissance réactive* maximale produite sur le côté basse tension du transformateur GSU pendant le forçage de champ est la valeur utilisée, car elle correspond au courant le plus élevé. La tension correspondante au jeu de barres du groupe est aussi utilisée dans le calcul. Soulignons que bien que le limiteur d'excitation intervienne pour réduire la force du champ, la *puissance réactive* produite dans cette situation est maintenue assez longtemps pour déclencher un relais de phase à maximum de courant à retenue de tension.



Cette simulation produit les valeurs suivantes :	
	$Q = 827{,}4\ Mvar$
	$V_{barre_simul} = 0{,}989 \times V_{gen_nom} = 21{,}76\ kV$
L'autre valeur requise est la *puissance active* produite, qui dans la simulation est égale à 100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*. Dans ce cas :	
	$P_{synch_decl} = 700{,}0\ MW$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (50)	$S = P_{synch_decl} + jQ$
	$S = 700{,}0\ MW + j827{,}4\ Mvar$

Exemples de calcul : option 2c	
	$S = 1\,083{,}8 \angle 49{,}8° \; MVA$
Courant au primaire (I_{pri}) :	
Éq. (51)	$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{barre_simul}}$
	$I_{pri} = \frac{1\,083{,}8 \; MVA}{1{,}73 \times 21{,}76 \; kV}$
	$I_{pri} = 28\,790 \; A$
Courant au secondaire (I_{sec}) :	
Éq. (52)	$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp}}$
	$I_{sec} = \frac{28\,790 \; A}{\frac{25\,000}{5}}$
	$I_{sec} = 5{,}578 \; A$
Lorsqu'on applique la marge de 115 % de l'option 2c :	
Éq. (53)	$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\,\%$
	$I_{sec_limite} > 5{,}758 \; A \times 1{,}15$
	$I_{sec_limite} > 6{,}622 \; A$

Exemples de calcul : options 3 et 6	
L'option 3 présente le seul calcul pour les groupes synchrones utilisant un relais de phase temporisé à maximum de courant (fonction 51V-C) asservi à la tension (fonctionnement autorisé selon la tension). Ce même calcul est utilisé à l'option 6 pour les groupes asynchrones. Options 3 et 6 du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension :	
Éq. (54)	$V_{gen} = 1{,}0 \; p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$
	$V_{gen} = 1{,}0 \times 345 \; kV \times \left(\frac{22 \; kV}{346{,}5 \; kV}\right)$
	$V_{gen} = 21{,}9 \; kV$
La consigne de tension doit être réglée à moins de 75 % de la tension au jeu de barres du groupe :	
Éq. (55)	$V_{reglage} < V_{gen} \times 75\,\%$
	$V_{reglage} < 21{,}9 \; kV \times 0{,}75$

Exemples de calcul : options 3 et 6	
	$V_{reglage} < 16{,}429\ kV$

Exemples de calcul : option 4	
L'option 4 présente le calcul pour les groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur) utilisant un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*.	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (56)	$P = GEN_{asynch_nom} \times fp$
	$P = 40\ MVA \times 0{,}85$
	$P = 34{,}0\ MW$
Puissance réactive produite (Q) :	
Éq. (57)	$Q = GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp))$
	$Q = 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0{,}85))$
	$Q = 21{,}1\ Mvar$
Option 4 du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension :	
Éq. (58)	$V_{gen} = 1{,}0\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$
	$V_{gen} = 1{,}0 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$
	$V_{gen} = 21{,}9\ kV$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (59)	$S = P + jQ$
	$S = 34{,}0\ MW + j21{,}1\ Mvar$
	$S = 40{,}0 \angle 31{,}8°\ MVA$
Impédance au primaire (Z_{pri}) :	
Éq. (60)	$Z_{pri} = \frac{V_{gen}^2}{S^*}$
	$Z_{pri} = \frac{(21{,}9\ kV)^2}{40{,}0 \angle -31{,}8°\ MVA}$
	$Z_{pri} = 11{,}99 \angle 31{,}8°\ \Omega$

Exemples de calcul : option 4	
Impédance au secondaire (Z_{sec}) :	
Éq. (61)	$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{TC_{asynch_rapp}}{TT_{rapp}}$
	$Z_{sec} = 11{,}99 \angle 31{,}8° \ \Omega \times \frac{\frac{5\,000}{5}}{\frac{200}{1}}$
	$Z_{sec} = 11{,}99 \angle 31{,}8° \ \Omega \times 5$
	$Z_{sec} = 59{,}95 \angle 31{,}8° \ \Omega$
Lorsqu'on applique la marge de 130 % de l'option 4 :	
Éq. (62)	$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{130\ \%}$
	$Z_{sec_limite} = \frac{59{,}95 \angle 31{,}8° \ \Omega}{1{,}30}$
	$Z_{sec_limite} = 46{,}12 \angle 31{,}8° \ \Omega$
	$\theta_{angle_charge_transit} = 31{,}8°$
Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :	
Éq. (63)	$Z_{max} < \frac{\lvert Z_{sec_limite} \rvert}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$
	$Z_{max} < \frac{46{,}12\ \Omega}{\cos(85{,}0° - 31{,}8°)}$
	$Z_{max} < \frac{46{,}12\ \Omega}{0{,}599}$
	$Z_{max} < 77{,}0 \angle 85{,}0° \ \Omega$

Exemples de calcul : option 5a	
L'exemple ci-après représente le calcul pour trois groupes asynchrones utilisant un relais de phase à maximum de courant (fonction 50, 51 ou 51V-R). Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (64)	$P = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$
	$P = 3 \times 40\ MVA \times 0{,}85$
	$P = 102{,}0\ MW$

Exemples de calcul : option 5a	
Puissance réactive produite (Q) :	
Éq. (65)	$Q = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp)))$
	$Q = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0{,}85)))$
	$Q = 83{,}2\ Mvar$
Option 5a du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension :	
Éq. (66)	$V_{gen} = 1{,}0\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$
	$V_{gen} = 1{,}0 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$
	$V_{gen} = 21{,}9\ kV$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (67)	$S = P + jQ$
	$S = 102{,}0\ MW + j83{,}2\ Mvar$
	$S = 131{,}6 \angle 39{,}2°\ MVA$
Courant au primaire (I_{pri}) :	
Éq. (68)	$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$
	$I_{pri} = \frac{131{,}6 \angle -39{,}2°\ MVA}{1{,}73 \times 21{,}9\ kV}$
	$I_{pri} = 3\,473 \angle -39{,}2°\ A$
Courant au secondaire (I_{sec}) :	
Éq. (69)	$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{asynch_rapp}}$
	$I_{sec} = \frac{3\,473 \angle -39{,}2°\ A}{\frac{5\,000}{5}}$
	$I_{sec} = 3{,}473 \angle -39{,}2°\ A$
Lorsqu'on applique la marge de 130 % de l'option 5a :	
Éq. (70)	$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 130\ \%$
	$I_{sec_limite} > 3{,}473 \angle -39{,}2°\ A \times 1{,}30$
	$I_{sec_limite} > 4{,}52 \angle -39{,}2°\ A$

Exemples de calcul : option 5b	
Comme pour l'option 5a, cet exemple représente le calcul pour trois groupes asynchrones utilisant un relais de phase à maximum de courant (fonction 50, 51 ou 51V-R). Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (71)	$P = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$
	$P = 3 \times 40\ MVA \times 0{,}85$
	$P = 102{,}0\ MW$
Puissance réactive produite (Q) :	
Éq. (72)	$Q = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp)))$
	$Q = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-c}(0{,}85)))$
	$Q = 83{,}2\ Mvar$
Option 5b du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension :	
Éq. (73)	$V_{gen} = 1{,}0\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$
	$V_{gen} = 1{,}0 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$
	$V_{gen} = 21{,}9\ kV$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (74)	$S = P + jQ$
	$S = 102{,}0\ MW + j83{,}2\ Mvar$
	$S = 131{,}6 \angle 39{,}2°\ MVA$
Courant au primaire (I_{pri}) :	
Éq. (75)	$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$
	$I_{pri} = \frac{131{,}6 \angle -39{,}2°\ MVA}{1{,}73 \times 21{,}9\ kV}$
	$I_{pri} = 3\,473 \angle -39{,}2° A$
Courant au secondaire (I_{sec}) :	
Éq. (76)	$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{asynch_rapp}}$
	$I_{sec} = \frac{3\,473 \angle -39{,}2°\ A}{\frac{5\,000}{5}}$
	$I_{sec} = 3{,}473 \angle -39{,}2°\ A$

Exemples de calcul : option 5b
Pour l'option 5b, la limite inférieure de la tolérance de la caractéristique de déclenchement de l'élément de surintensité ne doit pas empiéter sur la capacité de la ressource (y compris la puissance réactive produite par la ressource et par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive). Pour plus de détails, se reporter à la figure A.

Exemples de calcul : options 7a et 10	
Ces exemples représentent le calcul pour une combinaison d'un groupe synchrone (option 7a) et de groupes asynchrones (option 10) (y compris des installations avec onduleur) utilisant un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*. Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.	
Groupe synchrone (option 7a)	
Puissance active produite (P_{synch}) :	
Éq. (77)	$P_{synch} = GEN_{synch_nom} \times fp$
	$P_{synch} = 903\ MVA \times 0{,}85$
	$P_{synch} = 767{,}6\ MW$
Puissance réactive produite (Q_{synch}) :	
Éq. (78)	$Q_{synch} = 150\ \% \times P_{synch}$
	$Q_{synch} = 1{,}50 \times 767{,}6\ MW$
	$Q_{synch} = 1\ 151{,}3\ MW$
Puissance apparente (S_{synch}) :	
Éq. (79)	$S_{synch} = P_{synch_decl} + jQ_{synch}$
	$S_{synch} = 700{,}0\ MW + j1\ 151{,}3\ Mvar$
Groupes asynchrones (option 10)	
Puissance active produite (P_{asynch}) :	
Éq. (80)	$P_{asynch} = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$
	$P_{asynch} = 3 \times 40\ MVA \times 0{,}85$
	$P_{asynch} = 102{,}0\ MW$
Puissance réactive produite (Q_{asynch}) :	
Éq. (81)	$Q_{asynch} = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp)))$
	$Q_{asynch} = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0{,}85)))$
	$Q_{asynch} = 83{,}2\ Mvar$

Exemples de calcul : options 7a et 10	
Puissance apparente (S_{asynch}) :	
Éq. (82)	$S_{asynch} = P_{asynch} + jQ_{asynch}$
	$S_{asynch} = 102{,}0\ MW + j83{,}2\ Mvar$
Options 7a et 10 du tableau 1 – Pour l'option 7a, la tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension. Pour l'option 10, la tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension. Étant donné la présence d'un groupe synchrone, on retiendra la valeur de 0,95 p.u. puisqu'elle permet d'obtenir la valeur de tension la plus prudente :	
Éq. (83)	$V_{gen} = 0{,}95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$
	$V_{gen} = 0{,}95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$
	$V_{gen} = 20{,}81\ kV$
La puissance apparente (S) sert à établir la marge de 115 % pour un groupe synchrone, et la marge de 130 % pour un groupe asynchrone :	
Éq. (84)	$S = 115\ \% \times (P_{synch_decl} + jQ_{synch}) + 130\ \% \times (P_{asynch} + jQ_{asynch})$
	$S = 1{,}15 \times (700{,}0\ MW + j1\ 151{,}3\ Mvar) + 1{,}30 \times (102{,}0\ MW + j83{,}2\ Mvar)$
	$S = 1\ 711{,}8\ \angle 56{,}8°\ MVA$
Impédance au primaire (Z_{pri}) :	
Éq. (85)	$Z_{pri} = \frac{V_{gen}^2}{S^*}$
	$Z_{pri} = \frac{(20{,}81\ kV)^2}{1\ 711{,}8\ \angle -56{,}8°\ MVA}$
	$Z_{pri} = 0{,}2527\ \angle 56{,}8°\ \Omega$
Impédance au secondaire (Z_{sec}) :	
Éq. (86)	$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{TC_{rapp}}{TT_{rapp}}$
	$Z_{sec} = 0{,}2527\ \angle 56{,}8°\ \Omega \times \frac{\frac{25\ 000}{5}}{\frac{200}{1}}$
	$Z_{sec} = 0{,}2527\ \angle 56{,}8\ \Omega \times 25$
	$Z_{sec} = 6{,}32\ \angle 56{,}8°\ \Omega$

Exemples de calcul : options 7a et 10	
Aucune marge supplémentaire n'est nécessaire, puisqu'à l'équation 84 la puissance apparente du groupe synchrone a été multipliée par 1,15 (115 %) et celle du groupe asynchrone, par 1,30 (130 %) pour établir les exigences de marge pour les options 7a et 10.	
Éq. (87)	$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{100\ \%}$
	$Z_{sec_limite} = \frac{6{,}32\ \angle 56{,}8°\ \Omega}{1{,}00}$
	$Z_{sec_limite} = 6{,}32\ \angle 56{,}8°\ \Omega$
	$\theta_{angle_charge_transit} = 56{,}8°$
Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :	
Éq. (88)	$Z_{max} < \frac{\lvert Z_{sec_limite} \rvert}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$
	$Z_{max} < \frac{6{,}32\ \Omega}{\cos(85{,}0° - 56{,}8°)}$
	$Z_{max} < \frac{6{,}32\ \Omega}{0{,}881}$
	$Z_{max} < 7{,}17\ \angle 85{,}0°\ \Omega$

Exemples de calcul : options 8a et 9a	
Les options 8a et 9a représentent le calcul le plus simple pour les groupes synchrones utilisant un relais de phase à maximum de courant (fonction 50, 51 ou 67). Dans le calcul suivant, GEN_{synch_nom} représente une valeur « combinée » afin d'illustrer l'option.	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (89)	$P = GEN_{synch_nom} \times fp$
	$P = 903\ MVA \times 0{,}85$
	$P = 767{,}6\ MW$
Puissance réactive produite (Q) :	
Éq. (90)	$Q = 150\ \% \times P$
	$Q = 1{,}50 \times 767{,}6\ MW$
	$Q = 1\ 151{,}3\ Mvar$
Options 8a et 9a du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur GSU :	
Éq. (91)	$V_{gen} = 0{,}95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$

Exemples de calcul : options 8a et 9a	
	$V_{gen} = 0{,}95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$
	$V_{gen} = 20{,}81\ kV$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (92)	$S = P_{synch_decl} + jQ$
	$S = 700{,}0\ MW + j1\ 151{,}3\ Mvar$
	$S = 1\ 347{,}4 \angle 58{,}7°\ MVA$
Courant au primaire (I_{pri}) :	
Éq. (93)	$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$
	$I_{pri} = \frac{1\ 347{,}4\ MVA}{1{,}73 \times 20{,}81\ kV}$
	$I_{pri} = 37\ 383\ A$
Courant au secondaire (I_{sec}) :	
Éq. (94)	$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp}}$
	$I_{sec} = \frac{37\ 383\ A}{\frac{25\ 000}{5}}$
	$I_{sec} = 7{,}477\ A$
Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 8a et 9a :	
Éq. (95)	$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\ \%$
	$I_{sec_limite} > 7{,}477\ A \times 1{,}15$
	$I_{sec_limite} > 8{,}598\ A$

Exemples de calcul : options 8b et 9b	
Les options 8b et 9b présentent un calcul plus précis pour les groupes synchrones utilisant un relais de phase à maximum de courant (fonction 50, 51, ou 67). Dans le calcul suivant, GEN_{synch_nom} représente une valeur « combinée » afin d'illustrer l'option.	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (96)	$P = GEN_{synch_nom} \times fp$
	$P = 903\ MVA \times 0{,}85$
	$P = 767{,}6\ MW$

Exemples de calcul : options 8b et 9b	
Puissance réactive produite (Q) :	
Éq. (97)	$Q = 150\ \% \times P$
	$Q = 1{,}50 \times 767{,}6\ MW$
	$Q = 1\ 151{,}3\ Mvar$
Conversion de la *puissance active*, de la *puissance réactive* et de la réactance du transformateur en valeurs p.u. à partir d'une puissance de base (MVA_{base}) de 767,6 MVA.	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (98)	$P_{pu} = \frac{P_{synch_decl}}{MVA_{base}}$
	$P_{pu} = \frac{700{,}0\ MW}{767{,}6\ MVA}$
	$P_{pu} = 0{,}91\ p.u.$
Puissance réactive produite (Q) :	
Éq. (99)	$Q_{pu} = \frac{Q}{MVA_{base}}$
	$Q_{pu} = \frac{1\ 151{,}3\ Mvar}{767{,}6\ MVA}$
	$Q_{pu} = 1{,}5\ p.u.$
Impédance du transformateur :	
Éq. (100)	$X_{pu} = X_{GSU} \times \frac{MVA_{base}}{MVA_{GSU}}$
	$X_{pu} = 12{,}14\ \% \times \left(\frac{767{,}6\ MVA}{903\ MVA}\right)$
	$X_{pu} = 0{,}1032\ p.u.$
Appliquer la formule ci-dessous pour calculer la tension côté basse tension du transformateur GSU (V_{basse_tens}) à partir de 0,85 p.u. de la tension côté haute tension (V_{haute_tens}). Supposer une tension initiale côté basse tension de 0,95 p.u. et répéter le calcul autant de fois que nécessaire, jusqu'à convergence de V_{basse_tens}. Une convergence de moins de 1 % entre itérations est jugée suffisante.	
Éq. (101)	$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times \lvert X_{pu}\rvert)}{(\lvert V_{basse_tens}\rvert \times \lceil V_{haute_tens}\rceil)}\right]$
	$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(0{,}91 \times 0{,}1032}{(0{,}95 \times 0{,}85)}\right]$
Éq. (102)	

Exemples de calcul : options 8b et 9b	
$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{\lvert V_{haute_tens}\rvert \times \cos(\theta_{basse_tens}) \pm \sqrt{\lvert V_{haute_tens}\rvert^2 \times \cos^2(\theta_{basse_tens}) + 4 \times Q_{pu} \times X_{pu}}}{2}$	
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{\lvert 0{,}85\rvert \times \cos(6{,}7°) \pm \sqrt{\lvert 0{,}85\rvert^2 \times \cos^2(6{,}7°) + 4 \times 1{,}5 \times 0{,}1032}}{2}$
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{\lvert 0{,}85\rvert \times 0{,}9931 \pm \sqrt{0{,}7225 \times 0{,}9864 + 0{,}6192}}{2}$
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{0{,}8441 \pm 1{,}1541}{2}$
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = 0{,}9991\ p.u.$
Utiliser la nouvelle valeur estimée V_{basse_tens} de 0,9991 p.u. pour la deuxième itération :	
Éq. (103)	$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times \lvert X_{pu}\rvert)}{\lvert V_{basse_tens}\rvert \times \lceil V_{haute_tens}\rceil)}\right]$
	$\theta_{basse_tens} = \sin^{-1}\left[\frac{(0{,}91 \times 0{,}1032}{(0{,}9991 \times 0{,}85)}\right]$
	$\theta_{basse_tens} = 6{,}3°$
Éq. (104)	
$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{\lvert V_{haute_tens}\rvert \times \cos(\theta_{basse_tens}) \pm \sqrt{\lvert V_{haute_tens}\rvert^2 \times \cos^2(\theta_{basse_tens}) + 4 \times Q_{pu} \times X_{pu}}}{2}$	
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{\lvert 0{,}85\rvert \times \cos(6{,}3°) \pm \sqrt{\lvert 0{,}85\rvert^2 \times \cos^2(6{,}3°) + 4 \times 1{,}5 \times 0{,}1032}}{2}$
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{\lvert 0{,}85\rvert \times 0{,}9940 \pm \sqrt{0{,}7225 \times 0{,}9880 + 0{,}6192}}{2}$
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = \frac{0{,}8449 \pm 1{,}1546}{2}$
	$\lvert V_{basse_tens}\rvert = 0{,}9998\ p.u.$
Pour tenir compte de la tension nominale côté haute tension et du rapport de transformation :	
Éq. (105)	$V_{barre} = \lvert V_{basse_tens}\rvert \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$
	$V_{barre} = 0{,}9998\ p.u. \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$

Exemples de calcul : options 8b et 9b	
	$V_{barre} = 21{,}90\ kV$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (106)	$S = P_{synch_decl} + jQ$
	$S = 700{,}0\ MW\ +\ j1\ 151{,}3\ Mvar$
	$S = 1\ 347{,}4\ \angle 58{,}7°\ MVA$
Courant au primaire (I_{pri}) :	
Éq. (107)	$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{barre}}$
	$I_{pri} = \frac{1\ 347{,}4\ MVA}{1{,}73\ \times 21{,}90\ kV}$
	$I_{pri}\ =\ 35\ 553\ A$
Courant au secondaire (I_{sec}) :	
Éq. (108)	$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp}}$
	$I_{sec} = \frac{35\ 553\ A}{\frac{25\ 000}{5}}$
	$I_{sec} = 7{,}111\ A$
Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 8b et 9b :	
Éq. (109)	$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\ \%$
	$I_{sec_limite} > 7{,}111\ A \times 1{,}15$
	$I_{sec_limite} > 8{,}178\ A$

Exemples de calcul : options 8a, 9a, 11 et 12	
Cet exemple représente le calcul pour une combinaison d'un groupe synchrone et de groupes asynchrones utilisant un relais de phase à maximum de courant (fonction 50, 51 ou 67). Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée. Les transformateurs de courant (TC) sont situés sur le côté basse tension du transformateur GSU.	
Groupe synchrone (options 8a et 9a)	
Puissance active produite (P_{synch}) :	
Éq. (110)	$P_{synch} = GEN_{synch_nom}\ \times fp$
	$P_{synch} =\ 903\ MVA\ \times\ 0{,}85$
	$P_{synch} =\ 767{,}6\ MW$

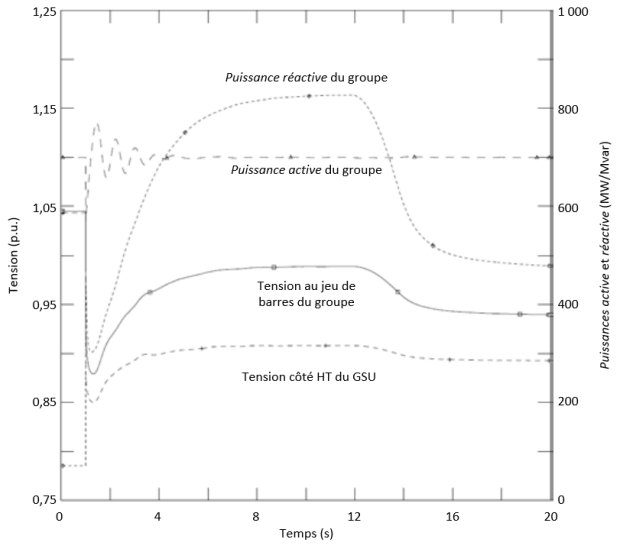
Exemples de calcul : options 8a, 9a, 11 et 12	
Puissance réactive produite (Q_{synch}) :	
Éq. (111)	$Q_{synch} = 150\ \% \times P_{synch}$
	$Q_{synch} = 1{,}50 \times 767{,}6\ MW$
	$Q_{synch} = 1\ 151{,}3\ MW$
Puissance apparente (S_{synch}) :	
Éq. (112)	$S_{synch} = P_{synch_decl} + jQ_{synch}$
	$S_{synch} = 700{,}0\ MW + j1\ 151{,}3\ Mvar$
	$S_{synch} = 1\ 347{,}4 \angle 58{,}7°\ MVA$
Option 8a du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 9,5 p.u. de la tension nominale côté haute tension :	
Éq. (113)	$V_{gen} = 0{,}95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$
	$V_{gen} = 0{,}95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$
	$V_{gen} = 20{,}81\ kV$
Courant au primaire (I_{pri_synch}) :	
Éq. (114)	$I_{pri_synch} = \frac{115\ \% \times S^*_{synch}}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$
	$I_{pri_synch} = \frac{1{,}15 \times (1\ 347{,}4 \angle -58{,}7°\ MVA)}{1{,}73 \times 20{,}81\ kV}$
	$I_{pri_synch} = 43\ 061 \angle -58{,}7°\ A$
Groupes asynchrones (options 11 et 12)	
Puissance active produite (P_{asynch}) :	
Éq. (115)	$P_{asynch} = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$
	$P_{asynch} = 3 \times 40\ MVA \times 0{,}85$
	$P_{asynch} = 102{,}0\ MW$
Puissance réactive produite (Q_{asynch}) :	
Éq. (116)	$Q_{asynch} = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_{stat}} + GEN_{asynch_{nom}} \times \sin(\cos^{-1}(fp))$
	$Q_{asynch} = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0{,}85)))$
	$Q_{asynch} = 83{,}2\ Mvar$

Exemples de calcul : options 8a, 9a, 11 et 12	
Option 11 du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension. Toutefois, étant donné la présence de groupes synchrones, on retiendra plutôt une valeur de 0,95 p.u. :	
Éq. (117)	$V_{gen} = 0{,}95\ p.u.\ \times V_{nom} \times\ GSU_{rapp}$
	$V_{gen} = 0{,}95\ \times\ 345\ kV\ \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$
	$V_{gen} = 20{,}81\ kV$
Puissance apparente (S_{asynch}) :	
Éq. (118)	$S_{asynch} = 130\ \% \times (P_{asynch} + jQ_{asynch})$
	$S_{asynch} =\ 1{,}30 \times (102{,}0\ MW + j83{,}2\ Mvar)$
	$S_{asynch} = 171{,}1\ \angle 39{,}2°\ MVA$
Courant au primaire ($I_{pri\ \ async}$) :	
Éq. (119)	$I_{pri_asynch} = \frac{S_{asynch}}{\sqrt{3} \times\ V_{gen}}$
	$I_{pri_asynch} = \frac{171{,}1\ \angle -39{,}2°\ MVA}{1{,}73\ \times 20{,}81\ kV}$
	$I_{pri_asynch} = 4\ 755\ \angle -39{,}2°\ A$
Courant au secondaire (I_{sec}) :	
Éq. (120)	$I_{sec} = \frac{I_{pri_synch}}{TC_{rapp}} + \frac{I_{pri_asynch}}{TC_{rapp}}$
	$I_{sec} = \frac{43\ 061\ \angle -58{,}7°\ A}{\frac{25\ 000}{5}} + \frac{4\ 755\ \angle -39{,}2°\ A}{\frac{25\ 000}{5}}$
	$I_{sec} = 9{,}514\ \angle -56{,}8°\ A$
Aucune marge supplémentaire n'est nécessaire, puisque la puissance apparente du groupe synchrone a été multipliée par 1,15 (115 %) à l'équation 114, et celle du groupe asynchrone par 1,30 (130 %) à l'équation 118.	
Éq. (121)	$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 100\ \%$
	$I_{sec_limite} > 9{,}514\ \angle -56{,}8°\ A\ \times 1{,}00$
	$I_{sec_limite} > 9{,}514\ \angle -56{,}8°\ A$

Exemples de calcul : options 8c et 9c

Ici, l'option 15b est utilisée comme exemple de simulation pour un groupe synchrone utilisant un relais de phase à maximum de courant (fonction 50, 51 ou 67). Dans cette application, on modélise le même groupe synchrone que pour les options 1c, 2c et 7c. Les transformateurs de courant sont situés sur le côté basse tension du transformateur GSU.

La *puissance réactive* produite et la tension au jeu de barres du groupe sont établies par simulation. La *puissance réactive* maximale produite sur le côté basse tension du transformateur GSU pendant le forçage de champ est la valeur utilisée, car elle correspond au courant le plus élevé. La tension correspondante au jeu de barres du groupe est aussi utilisée dans le calcul. Soulignons que bien que le limiteur d'excitation intervienne pour réduire la force du champ, la *puissance réactive* produite dans cette situation est maintenue assez longtemps pour déclencher un relais de phase à maximum de courant.



Cette simulation produit les valeurs suivantes :

	$Q = 827{,}4\ Mvar$
	$V_{barre_simul} = 0{,}989 \times V_{gen} = 21{,}76\ kV$

L'autre valeur requise est la *puissance active* produite, qui dans la simulation est égale à 100 % de la capacité brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*. Dans ce cas :

	$P_{synch_decl} = 700{,}0\ MW$

Puissance apparente (S) :

Éq. (122)	$S = P_{synch_decl} + jQ$
	$S = 700{,}0\ MW + j827{,}4\ Mvar$

Exemples de calcul : options 8c et 9c	
	$S = 1\,083{,}8 \angle 49{,}8°$
Courant au primaire (I_{pri}) :	
Éq. (123)	$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{barre_simul}}$
	$I_{pri} = \frac{1\,083{,}8\ MVA}{1{,}73\ \times 21{,}76\ kV}$
	$I_{pri} = 28\,790\ A$
Courant au secondaire (I_{sec}) :	
Éq. (124)	$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp}}$
	$I_{sec} = \frac{28\,790\ A}{\frac{25\,000}{5}}$
	$I_{sec} = 5{,}758\ A$
Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 8c et 9c :	
Éq. (125)	$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\ \%$
	$I_{sec_limite} > 5{,}758\ A \times 1{,}15$
	$I_{sec_limite} > 6{,}622\ A$

Exemples de calcul : Option 10	
Cet exemple représente le calcul pour trois groupes asynchrones (y compris des installations avec onduleur) utilisant un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*. Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (126)	$P = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$
	$P = 3 \times 40\ MVA \times 0{,}85$
	$P = 102{,}0\ MW$
Puissance réactive produite (Q) :	
Éq. (127)	$Q = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp)))$
	$Q = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-c}(0{,}85)))$
	$Q = 83{,}2\ Mvar$

Exemples de calcul : Option 10	
Option 10 du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension :	
Éq. (128)	$V_{gen} = 1{,}0\ p.u.\ \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$
	$V_{gen} = 1{,}0\ \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$
	$V_{gen} = 21{,}9\ kV$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (129)	$S\ = P + jQ$
	$S\ = 102{,}0\ MW\ +\ j83{,}2\ Mvar$
	$S\ = 131{,}6\ \angle 39{,}2°\ MVA$
Impédance au primaire (Z_{pri}) :	
Éq. (130)	$Z_{pri} = \frac{V_{gen}^2}{S^*}$
	$Z_{pri} = \frac{(21{,}9\ kV)^2}{131{,}6\ \angle -39{,}2°\ MVA}$
	$Z_{pri}\ = 3{,}644\ \angle 39{,}2°\ \Omega$
Impédance au secondaire (Z_{sec}) :	
Éq. (131)	$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{TC_{asynch_rapp}}{TT_{rapp}}$
	$Z_{sec}\ = 3{,}644\ \angle 39{,}2°\ \Omega\ \times \frac{\frac{5\ 000}{5}}{\frac{200}{1}}$
	$Z_{sec}\ = 3{,}644\ \angle 39{,}2°\ \Omega\ \times\ 5$
	$Z_{sec}\ = 18{,}22\ \angle 39{,}2°\ \Omega$
Lorsqu'on applique la marge de 130 % de l'option 10 :	
Éq. (132)	$Z_{sec_limite}\ = \frac{Z_{sec}}{130\ \%}$
	$Z_{sec_limite}\ = \frac{18{,}22\ \angle 39{,}2°\ \Omega}{1{,}30}$
	$Z_{sec_limite}\ =\ 14{,}02\ \angle 39{,}2°\ \Omega$
	$\theta_{angle_charge_transit}\ =\ 39{,}2°$

Exemples de calcul : Option 10	
Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :	
Éq. (133)	$Z_{max} < \frac{\lvert Z_{sec_limite} \rvert}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$
	$Z_{max} < \frac{14{,}02\ \Omega}{\cos(85{,}0° - 39{,}2°)}$
	$Z_{max} < \frac{14{,}02\ \Omega}{0{,}6972}$
	$Z_{max} < 20{,}11\ \angle 85{,}0°\ \Omega$

Exemples de calcul : options 11 et 12	
L'option 11 représente le calcul pour un transformateur GSU utilisant un relais de phase à maximum de courant (fonction 50 ou 51) et relié à trois groupes asynchrones. Ce calcul peut aussi s'appliquer à l'option 12 pour un relais de phase directionnel à maximum de courant (fonction 67) directionnel vers le réseau de *transport*. Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (134)	$P = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$
	$P = 3 \times 40\ MVA \times 0{,}85$
	$P = 102{,}0\ MW$
Puissance réactive produite (Q) :	
Éq. (135)	$Q = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp)))$
	$Q = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0{,}85)))$
	$Q = 83{,}2\ Mvar$
Options 11 et 12 du tableau 1 – La tension au jeu de barres du groupe (V_{gen}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension :	
Éq. (136)	$V_{gen} = 1{,}0\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{rapp}$
	$V_{gen} = 1{,}0 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346{,}5\ kV}\right)$
	$V_{gen} = 21{,}9\ kV$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (137)	$S = P + jQ$

Exemples de calcul : options 11 et 12	
	$S = 102{,}0\ MW + j83{,}2\ Mvar$
	$S = 131{,}6 \angle 39{,}2°\ MVA$
Courant au primaire (I_{pri}) :	
Éq. (138)	$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$
	$I_{pri} = \frac{131{,}6 \angle -39{,}2°\ MVA}{1{,}73 \times 21{,}9\ kV}$
	$I_{pri} = 3\,473 \angle -39{,}2° A$
Courant au secondaire (I_{sec}) :	
Éq. (139)	$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{asynch_rapp}}$
	$I_{sec} = \frac{3\,473 \angle -39{,}2°\ A}{\frac{5\,000}{5}}$
	$I_{sec} = 3{,}473 \angle -39{,}2°\ A$
Lorsqu'on applique la marge de 130 % des options 11 et 12 :	
Éq. (140)	$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 130\ \%$
	$I_{sec_limite} > 3{,}473 \angle -39{,}2°\ A \times 1{,}30$
	$I_{sec_limite} > 4{,}515 \angle -39{,}2°\ A$

Exemples de calcul : options 13a et 13b	
Pour l'option 13a, les valeurs nominales de puissance maximale et de tension de l'UAT sont utilisées pour les calculs. Pour l'option 13b, on utilise le courant mesuré à la *puissance active* brute maximale du groupe déclarée au *planificateur de réseau de transport*.	
Courant au primaire (I_{pri}) :	
Éq. (141)	$I_{pri} = \frac{UAT_{nom}}{\sqrt{3} \times V_{UAT}}$
	$I_{pri} = \frac{60\ MVA}{1{,}73 \times 13{,}8\ kV}$
	$I_{pri} = 2\,510{,}2\ A$
Courant au secondaire (I_{sec}) :	
Éq. (142)	$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{UAT}}$

Exemples de calcul : options 13a et 13b	
	$I_{sec} = \frac{2\,510{,}2\ A}{\frac{5\,000}{5}}$
	$I_{sec} = 2{,}51\ A$
Lorsqu'on applique la marge de 150 % de l'option 13a :	
Éq. (143)	$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 150\ \%$
	$I_{sec_limite} > 2{,}51\ A \times 1{,}50$
	$I_{sec_limite} > 3{,}77\ A$

Exemples de calcul : option 14a	
L'option 14a représente le calcul applicable à des relais situés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones. Dans cet exemple, l'*élément* est protégé par un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*. Les transformateurs de courant sont situés sur le côté haute tension du transformateur GSU.	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (144)	$P = GEN_{synch_nom} \times fp$
	$P = 903\ MVA \times 0{,}85$
	$P = 767{,}6\ MW$
Puissance réactive produite (Q) :	
Éq. (145)	$Q = 120\ \% \times P$
	$Q = 1{,}20 \times 767{,}6\ MW$
	$Q = 921{,}1\ Mvar$
Option 14a du tableau 1 – La tension au jeu de barres est établie à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale du réseau, côté haute tension du transformateur GSU (V_{nom}) :	
Éq. (146)	$V_{barre} = 0{,}85\ p.u. \times V_{nom}$
	$V_{gen} = 0{,}85 \times 345\ kV$
	$V_{gen} = 293{,}25\ kV$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (147)	$S = P_{synch_decl} + jQ$
	$S = 700{,}0\ MW + j921{,}1\ Mvar$

Exemples de calcul : option 14a	
	$S = 1\,157{,}0 \angle 52{,}77° \; MVA$
	$\theta_{angle_charge_transit} = 52{,}77°$
Impédance au primaire (Z_{pri}) :	
Éq. (148)	$Z_{pri} = \frac{V_{barre}^2}{S^*}$
	$Z_{pri} = \frac{(293{,}25\ kV)^2}{1\,157{,}0 \angle 52{,}77° \; MVA}$
	$Z_{pri} = 74{,}335 \angle 52{,}77° \; \Omega$
Impédance au secondaire (Z_{sec}) :	
Éq. (149)	$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{TC_{rapp_ht}}{TT_{rapp_ht}}$
	$Z_{sec} = 74{,}335 \angle 52{,}77° \; \Omega \times \frac{\frac{2\,000}{5}}{\frac{2\,000}{1}}$
	$Z_{sec} = 74{,}335 \angle 52{,}77° \; \Omega \times 0{,}2$
	$Z_{sec} = 14{,}867 \angle 52{,}77° \; \Omega$
Lorsqu'on applique la marge de 115 % de l'option 14a :	
Éq. (150)	$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{115\ \%}$
	$Z_{sec_limite} = \frac{14{,}867 \angle 52{,}77° \; \Omega}{1{,}15}$
	$Z_{sec_limite} = 12{,}928 \angle 52{,}77° \; \Omega$
	$\theta_{angle_charge_transit} = 52{,}77°$
Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :	
Éq. (151)	$Z_{max} < \frac{\lvert Z_{sec_limite} \rvert}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$
	$Z_{max} < \frac{12{,}928\ \Omega}{\cos(85{,}0° - 52{,}77°)}$
	$Z_{max} < \frac{12{,}928\ \Omega}{0{,}846}$
	$Z_{max} < 15{,}283 \angle 85{,}0° \; \Omega$

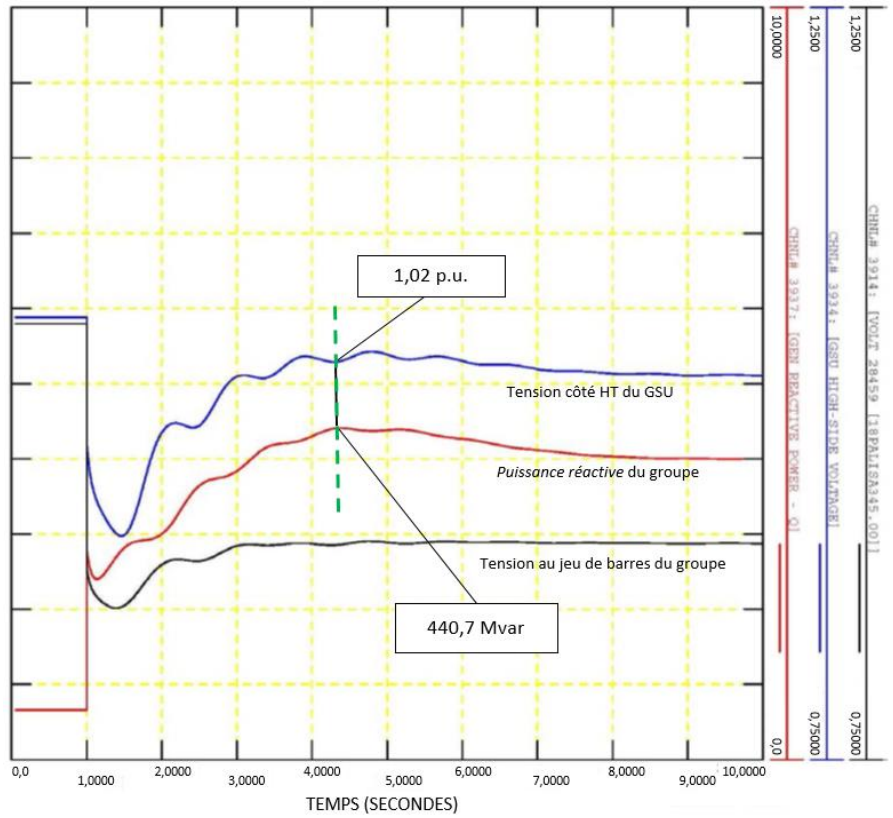
Exemples de calcul : option 14b

L'option 14b présente la simulation pour des relais situés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones. Dans cet exemple, l'*élément* est protégé par un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*. Les transformateurs de courant sont situés sur le côté haute tension du transformateur GSU.

Pour les relais situés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, une simulation sert à établir la tension de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. À cette fin, on modélise une inductance shunt à l'extrémité éloignée de la ligne (dans le réseau de *transport*) pendant la simulation.

La *puissance réactive* maximale produite et la tension correspondante, sur le côté haute tension du transformateur GSU et à l'extrémité éloignée de la ligne, sont déterminées par simulation. La *puissance réactive* maximale produite sur le côté haute tension du transformateur GSU et à l'extrémité éloignée de la ligne pendant le forçage de champ est utilisée, car cette valeur correspond à l'impédance apparente minimale à l'emplacement du relais. La tension simulée correspondante est aussi utilisée dans le calcul. Soulignons que bien que le limiteur d'excitation intervienne pour réduire la force du champ, la *puissance réactive* produite dans cette situation est maintenue assez longtemps pour déclencher un relais de distance de phase.

Exemples de calcul : option 14b



Cette simulation produit les valeurs suivantes :	
	$Q = 440{,}7\ Mvar$
	$V_{barre_simul} = 1{,}02 \times V_{nom} = 351{,}9\ kV$
L'autre valeur requise est la *puissance active* produite, qui dans la simulation est égale à 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*. Dans ce cas :	
	$P_{decl} = 700{,}0\ MW$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (152)	$S = P_{synch_decl} + jQ$
	$S = 700{,}0\ MW + j440{,}7\ Mvar$
	$S = 827{,}2\ \angle 32{,}2°\ MVA$
	$\theta_{angle_charge_transit} = 32{,}2°$

Exemples de calcul : option 14b	
Impédance au primaire (Z_{pri}) :	
Éq. (153)	$Z_{pri} = \frac{V_{barre_simul}^2}{S^*}$
	$Z_{pri} = \frac{(351{,}9\ kV)^2}{827{,}2 \angle -\ 32{,}2°\ MVA}$
	$Z_{pri} =\ 149{,}7 \angle 32{,}2°\ \Omega$
Impédance au secondaire (Z_{sec}) :	
Éq. (154)	$Z_{sec} = Z_{pri}\ \times \frac{TC_{rapp_ht}}{TT_{rapp_ht}}$
	$Z_{sec} = 149{,}7 \angle 32{,}2°\ \ \Omega \times \frac{\frac{2\,000}{5}}{\frac{2\,000}{1}}$
	$Z_{sec} = 149{,}7 \angle 32{,}2°\ \ \Omega \times\ 0{,}2$
	$Z_{sec} = 29{,}9 \angle 32{,}2°\ \ \Omega$
Lorsqu'on applique la marge de 115 % de l'option 14b :	
Éq. (155)	$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{115\ \%}$
	$Z_{sec_limite} = \frac{29{,}9 \angle 32{,}2°\ \Omega}{1{,}15}$
	$Z_{sec_limite} = 26{,}0 \angle 32{,}2°\ \Omega$
	$\theta_{angle_charge_transit} = 32{,}2°$
Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :	
Éq. (156)	$Z_{max}\ < \frac{\lvert Z_{sec_limite} \rvert}{\cos\left(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit}\right)}$
	$Z_{max}\ < \frac{26{,}0\ \Omega}{\cos(85{,}0°\ - 32{,}2°)}$
	$Z_{max}\ < \frac{26{,}0\ \Omega}{0{,}61}$
	$Z_{max} < 43{,}0 \angle 85{,}0°\ \ \Omega$

Exemples de calcul : options 15a et 16a	
Les options 15a et 16a représentent le calcul applicable à des relais situés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU, y compris des relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones. L'option 15a représente l'utilisation d'un relais de phase temporisé à maximum de courant (fonction 51) ou d'un élément de surveillance de phase instantané à maximum de courant (fonction 50) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication, installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne. L'option 16a représente l'utilisation d'un élément de surveillance de phase instantané à maximum de courant (fonction 67) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication, directionnel vers le réseau de *transport*, ou d'un relais de phase temporisé directionnel à maximum de courant (fonction 67), directionnel vers le réseau de *transport*, installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne. Un exemple de calcul est présenté pour le cas où les transformateurs de tension (TT) et de courant (TC) sont situés sur le côté haute tension du transformateur GSU, avec une tension égale à 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne sur le côté haute tension du transformateur GSU. Un autre exemple illustre le cas où les TT et les TC sont situés à l'extrémité éloignée de la ligne, avec une tension égale à 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne au jeu de barres éloigné.	
TT et TC situés sur le côté haute tension du transformateur GSU	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (157)	$P = GEN_{synch_nom} \times fp$
	$P = 903\ MVA \times 0{,}85$
	$P = 767{,}6\ MW$
Puissance réactive produite (Q) :	
Éq. (158)	$Q = 120\ \% \times P$
	$Q = 1{,}20 \times 767{,}6\ MW$
	$Q = 921{,}12\ Mvar$
Option 15a du tableau 1 – La tension au jeu de barres est établie à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne :	
Éq. (159)	$V_{barre} = 0{,}85\ p.u. \times V_{nom}$
	$V_{barre} = 0{,}85 \times 345\ kV$
	$V_{barre} = 293{,}25\ kV$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (160)	$S = P_{synch_decl} + jQ$

Exemples de calcul : options 15a et 16a	
	$S = 700{,}0\ MW + j921{,}12\ Mvar$
	$S = 1\,157 \angle 52{,}8°\ MVA$
Courant au primaire (I_{pri}) :	
Éq. (161)	$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{barre}}$
	$I_{pri} = \frac{1\,157 \angle -52{,}8°\ MVA}{1{,}73 \times 293{,}25\ kV}$
	$I_{pri} = 2\,280{,}6 \angle -52{,}8°\ A$
Courant au secondaire (I_{sec}) :	
Éq. (162)	$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp_ht}}$
	$I_{sec} = \frac{2\,280{,}6 \angle -52{,}8°\ A}{\frac{2\,000}{5}}$
	$I_{sec} = 5{,}701 \angle -52{,}8°\ A$
Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 15a et 16a :	
Éq. (163)	$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\ \%$
	$I_{sec_limite} > 5{,}701 \angle -52{,}8°\ A \times 1{,}15$
	$I_{sec_limite} > 6{,}56 \angle -52{,}8°\ A$
TT et TC situés à l'extrémité éloignée de la ligne	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (164)	$P = GEN_{synch_nom} \times fp$
	$P = 903\ MVA \times 0{,}85$
	$P = 767{,}6\ MW$
Puissance réactive produite (Q) :	
Éq. (165)	$Q = 120\ \% \times P$
	$Q = 1{,}20 \times 767{,}6\ MW$
	$Q = 921{,}12\ Mvar$
Options 15a et 16a du tableau 1 – La tension au jeu de barres est établie à partir de 0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne à l'emplacement du relais ; dans cet exemple, le relais est situé au jeu de barres du poste éloigné.	
Éq. (166)	$V_{barre_poste_eloigne} = 0{,}85\ p.u. \times V_{nom}$

Exemples de calcul : options 15a et 16a	
	$V_{barre_poste_eloigne} = 0{,}85 \times 345\ kV$
	$V_{barre_poste_eloigne} = 293{,}25\ kV$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (167)	$S = P_{synch_decl} + jQ$
	$S = 700{,}0\ MW + j921{,}12\ Mvar$
	$S = 1\,157 \angle 52{,}8°\ MVA$
Courant au primaire (I_{pri}) :	
Éq. (168)	$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{barre_poste_eloigne}}$
	$I_{pri} = \frac{1\,157 \angle -52{,}8°\ MVA}{1{,}73 \times 293{,}25\ kV}$
	$I_{pri} = 2\,280{,}6 \angle -52{,}8°\ A$
Courant au secondaire (I_{sec}) :	
Éq. (169)	$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp_poste_eloigne}}$
	$I_{sec} = \frac{2\,280{,}6 \angle -52{,}8°\ A}{\frac{2\,000}{5}}$
	$I_{sec} = 5{,}701 \angle -52{,}8°\ A$
Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 15a et 16a :	
Éq. (170)	$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\ \%$
	$I_{sec_limite} > 5{,}701 \angle -52{,}8°\ A \times 1{,}15$
	$I_{sec_limite} > 6{,}56 \angle -52{,}8°\ A$

Exemples de calcul : options 15b et 16b
Les options 15b et 16b représentent le calcul applicable à des relais situés sur le côté haute tension d'un transformateur GSU, y compris des relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, dans le cas d'un raccordement à des groupes synchrones. L'option 15b représente l'utilisation d'un relais de phase temporisé à maximum de courant (fonction 51) ou d'un élément de surveillance de phase instantané à maximum de courant (fonction 50) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication, installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne.

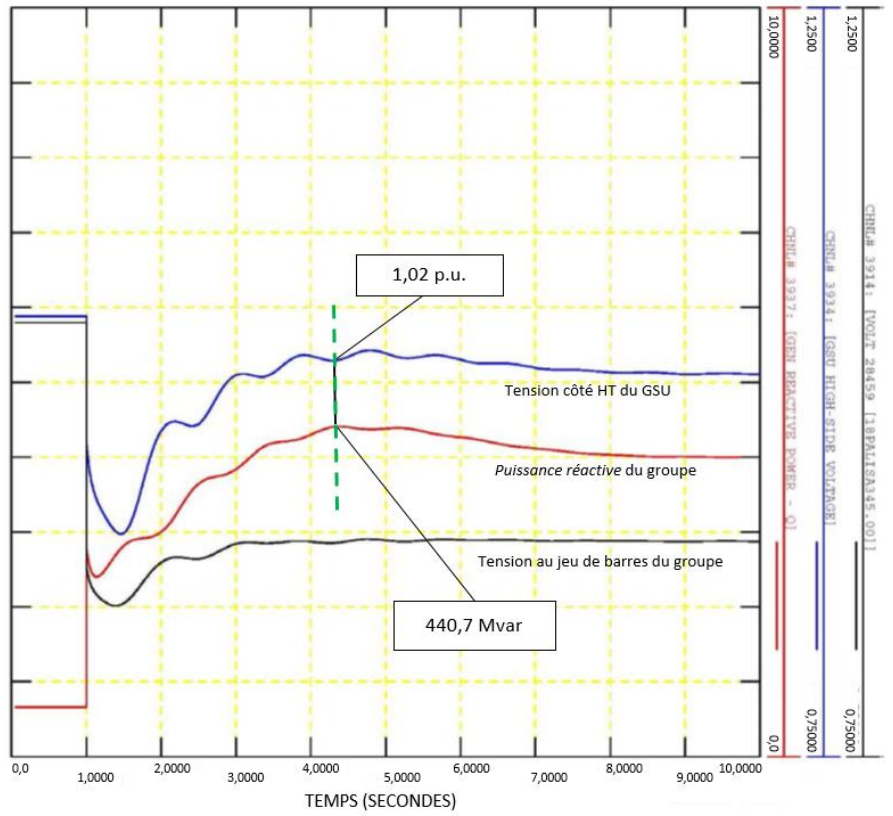
Exemples de calcul : options 15b et 16b

L'option 16b représente l'utilisation d'un élément de surveillance de phase instantané à maximum de courant (fonction 67) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication, directionnel vers le réseau de *transport*, ou d'un relais de phase temporisé directionnel à maximum de courant (fonction 67), directionnel vers le réseau de *transport*, installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne.

Les exemples de calcul représentent le cas où les relais sont installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris s'ils sont situés à l'extrémité éloignée de la ligne. Une simulation sert à établir la tension de la ligne, à l'emplacement du relais, correspondant à la *puissance réactive* maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à 0,85 p.u. de la tension nominale à l'extrémité éloignée de la ligne avant le forçage de champ. À cette fin, on modélise une inductance shunt à l'extrémité éloignée de la ligne (dans le réseau de *transport*) pendant la simulation.

La *puissance réactive* maximale produite et la tension correspondante, sur le côté haute tension du transformateur GSU et à l'extrémité éloignée de la ligne, sont déterminées par simulation. La *puissance réactive* maximale produite sur le côté haute tension du transformateur GSU et à l'extrémité éloignée de la ligne pendant le forçage de champ est utilisée, car cette valeur correspond à l'impédance apparente minimale à l'emplacement du relais. La tension simulée correspondante est aussi utilisée dans le calcul. Soulignons que bien que le limiteur d'excitation intervienne pour réduire la force du champ, la *puissance réactive* produite dans cette situation est maintenue assez longtemps pour déclencher un relais de phase à maximum de courant.

Exemples de calcul : options 15b et 16b



Cette simulation produit les valeurs suivantes :	
	$Q = 440{,}7\ Mvar$
	$V_{barre_simul} = 1{,}02 \times V_{nom} = 351{,}9\ kV$
L'autre valeur requise est la *puissance active* produite, qui dans la simulation est égale à 100 % de la puissance brute en MW déclarée au *planificateur de réseau de transport*. Dans ce cas :	
	$P_{decl} = 700{,}0\ MW$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (171)	$S = P_{synch_decl} + jQ$
	$S = 700{,}0\ MW + j440{,}7\ Mvar$
	$S = 827{,}2\ \angle 32{,}2°\ MVA$

Exemples de calcul : options 15b et 16b	
Courant au primaire (I_{pri}) :	
Éq. (172)	$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{barre_simul}}$
	$I_{pri} = \frac{827{,}2 \angle -32{,}2° \, MVA}{1{,}73 \times 351{,}9 \, kV}$
	$I_{pri} = 1\,357{,}1 \angle -32{,}2° A$
Courant au secondaire (I_{sec}) :	
Éq. (173)	$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{TC_{rapp_ht}}$
	$I_{sec} = \frac{1\,357{,}1 \angle -32{,}2° \, A}{\frac{2\,000}{5}}$
	$I_{sec} = 3{,}39 \angle -32{,}2° \, A$
Lorsqu'on applique la marge de 115 % des options 15b et 16b :	
Éq. (174)	$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 115\ \%$
	$I_{sec_limite} > 3{,}39 \angle -32{,}2° \, A \times 1{,}15$
	$I_{sec_limite} > 3{,}9 \angle -32{,}2° \, A$

Exemples de calcul : option 17	
L'option 17 représente le calcul pour les relais installés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un transformateur GSU desservant trois groupes asynchrones au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*, dans le cas de l'utilisation d'un relais de distance de phase (fonction 21) directionnel vers le réseau de *transport*. Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (175)	$P_{asynch} = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$
	$P_{asynch} = 3 \times 40 \, MVA \times 0{,}85$
	$P_{asynch} = 102{,}0 \, MW$
Puissance réactive produite (Q) :	
Éq. (176)	$Q_{asynch} = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-1}(fp)))$

Exemples de calcul : option 17	
	$Q_{asynch} = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-c}(0{,}85)))$
	$Q_{asynch} = 83{,}2\ Mvar$
Option 17 du tableau 1 – La tension au jeu de barres (V_{barre}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne :	
Éq. (177)	$V_{barre} = 1{,}0\ p.u.\ \times V_{nom}$
	$V_{gen} = 1{,}0\ \times\ 345\ kV$
	$V_{gen} = 345{,}0\ kV$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (178)	$S\ = P + jQ$
	$S\ =\ 102{,}0\ MW\ +\ j83{,}2\ Mvar$
	$S\ =\ 131{,}6\ \angle 39{,}2°\ MVA$
Impédance au primaire (Z_{pri}) :	
Éq. (179)	$Z_{pri} = \frac{V_{barre}^2}{S^*}$
	$Z_{pri} = \frac{(345{,}0\ kV)^2}{131{,}6\ \angle -39{,}2°\ MVA}$
	$Z_{pri}\ =\ 904{,}4\ \angle 39{,}2°\ \Omega$
Impédance au secondaire (Z_{sec}) :	
Éq. (180)	$Z_{sec}\ =\ Z_{pri} \times \frac{TC_{asynch_rapp_ht}}{TT_{rapp_ht}}$
	$Z_{sec}\ =\ 904{,}4\ \angle 39{,}2°\ \Omega\ \times \frac{\frac{300}{5}}{\frac{2\ 000}{1}}$
	$Z_{sec}\ = 904{,}4\ \angle 39{,}2°\ \Omega \times 0{,}03$
	$Z_{sec}\ = 27{,}13\ \angle 39{,}2°\ \Omega$
Lorsqu'on applique la marge de 130 % de l'option 17 :	
Éq. (181)	$Z_{sec_limite} = \frac{Z_{sec}}{130\ \%}$
	$Z_{sec_limite} = \frac{27{,}13\ \angle 39{,}2°\ \Omega}{1{,}30}$
	$Z_{sec_limite}\ =\ 20{,}869\ \angle 39{,}2°\ \Omega$

Exemples de calcul : option 17	
	$\theta_{angle_charge_transit} = 39{,}2°$
Si l'on suppose un relais de distance (relais d'impédance) à caractéristique mho dont l'angle de couple maximal (ACM) est réglé à 85°, la portée d'impédance maximale admissible est la suivante :	
Éq. (182)	$Z_{max} < \frac{\lvert Z_{sec_limite} \rvert}{\cos(\theta_{ACM} - \theta_{angle_charge_transit})}$
	$Z_{max} < \frac{20{,}869\ \Omega}{\cos(85{,}0° - 39{,}2°)}$
	$Z_{max} < \frac{20{,}869\ \Omega}{0{,}697}$
	$Z_{max} < 29{,}941\ \angle 85{,}0°\ \Omega$

Exemples de calcul : options 18 et 19	
L'option 18 représente le calcul pour les relais situés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un transformateur GSU desservant trois groupes asynchrones au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. L'option 18 représente l'utilisation d'un relais de phase temporisé à maximum de courant (fonction 51) ou d'un élément de surveillance de phase instantané à maximum de courant (fonction 50) associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication, situés sur le côté haute tension du transformateur GSU, y compris les relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne. De même, l'option 19 concerne les relais de phase à maximum de courant (fonction 67) directionnels vers le réseau de *transport*, y compris des relais situés à l'extrémité éloignée de la ligne, pour des *éléments* qui relient un ou des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Dans cette application, on présume qu'une compensation statique totalisant 20 Mvar a été ajoutée.	
Puissance active produite (P) :	
Éq. (183)	$P = 3 \times GEN_{asynch_nom} \times fp$
	$P = 3 \times 40\ MVA \times 0{,}85$
	$P = 102{,}0\ MW$
Puissance réactive produite (Q) :	
Éq. (184)	$Q = MVAR_{stat} + MVAR_{gen_stat} + (3 \times GEN_{asynch_nom} \times \sin(\cos^{-c}(fp)))$
	$Q = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-c}(0{,}85)))$
	$Q = 83{,}2\ Mvar$

Exemples de calcul : options 18 et 19	
Options 18 et 19 du tableau 1 – La tension au jeu de barres (V_{barre}) est établie à partir de 1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne :	
Éq. (185)	$V_{nom} = 1{,}0\ p.u.\ \times V_{nom}$
	$V_{barre} = 1{,}0\ \times\ 345\ kV$
	$V_{barre} = 345\ kV$
Puissance apparente (S) :	
Éq. (186)	$S = P + jQ$
	$S = 102{,}0\ MW\ +\ j83{,}2\ Mvar$
	$S\ =\ 131{,}6\ \angle 39{,}2°\ MVA$
Courant au primaire (I_{pri}) :	
Éq. (187)	$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{barre}}$
	$I_{pri} = \frac{131{,}6\ \angle -39{,}2°\ MVA}{1{,}73\ \times 345\ kV}$
	$I_{pri}\ =\ 220{,}5\ \angle -39{,}2° A$
Courant au secondaire (I_{sec}) :	
Éq. (188)	$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{CT_{asynch_rapp_ht}}$
	$I_{sec} = \frac{220{,}5\ \angle -39{,}2°\ A}{\frac{300}{5}}$
	$I_{sec} =\ 3{,}675\ \angle -39{,}2°\ A$
Lorsqu'on applique la marge de 130 % des options 18 et 19 :	
Éq. (189)	$I_{sec_limite} > I_{sec} \times 130\ \%$
	$I_{sec_limite} > 3{,}675\ \angle -39{,}2° A \times 1{,}30$
	$I_{sec_limite} > 4{,}778\ \angle -39{,}2°\ A$
Fin des calculs	

Justification

Pendant l'élaboration de la présente norme, des boîtes de texte ont été incorporées à la norme pour exposer le justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, le contenu de ces boîtes de texte a été transféré dans cette section.

Justification pour l'exigence E1

L'exigence E1 est une exigence basée sur le risque qui exige de l'entité responsable de prendre en considération chaque relais de protection visé par la norme et d'y appliquer un réglage approprié, d'après ses calculs ou une simulation, pour les conditions ~~indiquées~~présentées à l'annexe 1.

Les critères de l'annexe 1 représentent des conditions de courte durée pendant lesquelles des *installations* de production sont capables de fournir au réseau de la puissance réactive, et ont été mises hors circuit dans le passé, aggravant ainsi les perturbations dans le réseau.

L'expression « tout en maintenant une protection fiable contre les défauts » de l'exigence E1 indique que l'entité responsable doit se conformer à la présente norme tout en respectant ses objectifs de protection. Pour de plus amples renseignements, consulter l'introduction de la section ~~Principes directeurs~~Éclaircissements et ~~fondements~~commentaires techniques.

~~Historique des versions~~

~~Version~~	~~Date~~	~~Intervention~~	~~Suivi des modifications~~
~~1~~	~~15 août 2013~~	~~Adoption par le conseil d'administration de la NERC~~	~~Nouvelle norme~~

Standard Development Timeline

This section is maintained by the drafting team during the development of the standard and will be removed when the standard is adopted by the NERC Board of Trustees (Board).

Description of Current Draft

This is the first posting of the revised draft standard.

Completed Actions	Date
Standards Committee approved Standard Authorization Request (SAR) for posting	June 2017
SAR posted for comment	June 21, 2017 through July 24, 2017

Anticipated Actions	Date
45-day formal comment period with ballot	December 2017 – January 2017
10-day final ballot	February 2017
Board adoption	May 2017

A. Introduction

1. **Title:** **Operating Personnel Credentials**

2. **Number:** **PER-003-1**

3. **Purpose:** To ensure that System Operators performing the reliability-related tasks of the Reliability Coordinator, Balancing Authority and Transmission Operator are certified through the NERC System Operator Certification Program when filling a Real-time operating position responsible for control of the Bulk Electric System.

4. **Applicability:**

   4.1. Functional Entities:

   4.1.1. Reliability Coordinator

   4.1.2. Transmission Operator

   4.1.3. Balancing Authority

5. **Effective Date:** See Implementation Plan for standard PER-003-2.~~In those jurisdictions where regulatory approval is required, this standard shall become effective the first calendar day of the first calendar quarter twelve months after applicable regulatory approval. In those jurisdictions where no regulatory approval is required, this standard shall become effective the first calendar day of the first calendar quarter twelve months after Board of Trustees adoption.~~

B. Requirements and Measures

R1. Each Reliability Coordinator shall staff its Real-time operating positions performing Reliability Coordinator reliability-related tasks with System Operators who have demonstrated minimum competency in the areas listed by obtaining and maintaining a valid NERC Reliability Operator certificate [(1)][(2-)]: *[Risk Factor: High][Time Horizon: Real-time Operations]*

1.1. Areas of Competency

1.1.1. Resource and demand balancing

1.1.2. Transmission operations

1.1.3. Emergency preparedness and operations

---

[1] Non-NERC certified personnel performing any reliability-related task of a real-time operating position must be under the direct supervision of a NERC Certified System Operator stationed at that operating position; the NERC Certified System Operator at that operating position has ultimate responsibility for the performance of the reliability-related tasks.

[2] The NERC certificates referenced in this standard pertain to those certificates identified in the NERC System Operator Certification Program Manual.

1.1.4. System operations

1.1.5. Protection and control

1.1.6. Voltage and reactive

1.1.7. Interchange scheduling and coordination

1.1.8. Interconnection reliability operations and coordination

M1. Each Reliability Coordinator shall have the following evidence to show that it staffed its Real-time operating positions performing reliability-related tasks with System Operators who have demonstrated the applicable minimum competency by obtaining and maintaining the appropriate, valid NERC certificate:

M1.1 A list of Real-time operating positions.

M1.2 A list of System Operators assigned to its Real-time operating positions.

M1.3 A copy of each of its System Operator's NERC certificate or NERC certificate number with expiration date which demonstrates compliance with the applicable Areas of Competency.

M1.4 Work schedules, work logs, or other equivalent evidence showing which System Operators were assigned to work in Real-time operating positions.

R2. Each Transmission Operator shall staff its Real-time operating positions performing Transmission Operator reliability-related tasks with System Operators who have demonstrated minimum competency in the areas listed by obtaining and maintaining one of the following valid NERC certificates [1][2]: *[Risk Factor: High][Time Horizon: Real-time Operations]*:

2.1. Areas of Competency

2.1.1. Transmission operations

2.1.2. Emergency preparedness and operations

2.1.3. System operations

2.1.4. Protection and control

2.1.5. Voltage and reactive

2.2. Certificates

[1] Non-NERC certified personnel performing any reliability-related task of a real-time operating position must be under the direct supervision of a NERC Certified System Operator stationed at that operating position; the NERC Certified System Operator at that operating position has ultimate responsibility for the performance of the reliability-related tasks.

[2] The NERC certificates referenced in this standard pertain to those certificates identified in the NERC System Operator Certification Program Manual.

- Reliability Operator
- Balancing, Interchange and Transmission Operator
- Transmission Operator

M2. Each Transmission Operator shall have the following evidence to show that it staffed its Real-time operating positions performing reliability-related tasks with System Operators who have demonstrated the applicable minimum competency by obtaining and maintaining the appropriate, valid NERC certificate:

M2.1 A list of Real-time operating positions.

M2.2 A list of System Operators assigned to its Real-time operating positions.

M2.3 A copy of each of its System Operator's NERC certificate or NERC certificate number with expiration date which demonstrates compliance with the applicable Areas of Competency.

M2.4 Work schedules, work logs, or other equivalent evidence showing which System Operators were assigned to work in Real-time operating positions.

R3. Each Balancing Authority shall staff its Real-time operating positions performing Balancing Authority reliability-related tasks with System Operators who have demonstrated minimum competency in the areas listed by obtaining and maintaining one of the following valid NERC certificates [(1)][(2)]: *[Risk Factor: High][Time Horizon: Real-time Operations]*:

3.1. Areas of Competency

3.1.1. Resources and demand balancing

3.1.2. Emergency preparedness and operations

3.1.3. System operations

3.1.4. Interchange scheduling and coordination

3.2. Certificates

- Reliability Operator
- Balancing, Interchange and Transmission Operator
- Balancing and Interchange Operator

---

[1] Non-NERC certified personnel performing any reliability-related task of a real-time operating position must be under the direct supervision of a NERC Certified System Operator stationed at that operating position; the NERC Certified System Operator at that operating position has ultimate responsibility for the performance of the reliability-related tasks.

[2] The NERC certificates referenced in this standard pertain to those certificates identified in the NERC System Operator Certification Program Manual.

M3. Each Balancing Authority shall have the following evidence to show that it staffed its Real-time operating positions performing reliability-related tasks with System Operators who have demonstrated the applicable minimum competency by obtaining and maintaining the appropriate, valid NERC certificate:

M3.1 A list of Real-time operating positions.

M3.2 A list of System Operators assigned to its Real-time operating positions.

M3.3 A copy of each of its System Operator's NERC certificate or NERC certificate number with expiration date which demonstrates compliance with the applicable Areas of Competency.

M3.4 Work schedules, work logs, or other equivalent evidence showing which System Operators were assigned to work in Real-time operating positions.

C. Compliance

1. Compliance Monitoring Process

1.1. Compliance Enforcement Authority:
"Compliance Enforcement Authority" means NERC or the Regional Entity, or any entity as otherwise designated by an Applicable Governmental Authority, in their respective roles of monitoring and/or enforcing compliance with mandatory and enforceable Reliability Standards in their respective jurisdictions.

1.2. Evidence Retention:
The following evidence retention period(s) identify the period of time an entity is required to retain specific evidence to demonstrate compliance. For instances where the evidence retention period specified below is shorter than the time since the last audit, the Compliance Enforcement Authority may ask an entity to provide other evidence to show that it was compliant for the full-time period since the last audit.

The applicable entity shall keep data or evidence to show compliance as identified below unless directed by its Compliance Enforcement Authority to retain specific evidence for a longer period of time as part of an investigation.

- Each Reliability Coordinator, Transmission Operator and Balancing Authority shall keep data or evidence for three years or since its last compliance audit, whichever time frame is the greatest.

1.3. Compliance Monitoring and Enforcement Program
As defined in the NERC Rules of Procedure, "Compliance Monitoring and Enforcement Program" refers to the identification of the processes that will be used to evaluate data or information for the purpose of assessing performance or outcomes with the associated Reliability Standard.

Violation Severity Levels

R #	Violation Severity Levels			
	Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R1.	N/A	N/A	N/A	The Reliability Coordinator failed to staff each Real-time operating position performing Reliability Coordinator reliability-related tasks with a System Operator having a valid NERC certificate as defined in Requirement R1.
R2.	N/A	N/A	N/A	The Transmission Operator failed to staff each Real-time operating position performing Transmission Operator reliability-related tasks with a System Operator having a valid NERC certificate as defined in Requirement R2, Part 2.2.
R3.	N/A	N/A	N/A	The Balancing Authority failed to staff each Real-time operating position performing Balancing Authority reliability-related tasks with a System Operator having a valid NERC certificate as defined in Requirement R3, Part 3.2.

D. Regional Variances

None.

E. Associated Documents

Implementation Plan – Add link

Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
0	April 1, 2005	Effective Date	New
1	February 17, 2011	Complete revision under Project 2007-04	Revision
1	February 17, 2011	Adopted by Board of Trustees	
1	September 15, 2011	FERC Order issued by FERC approving PER-003-1 (effective date of the Order is September 15, 2011)	
2	TBD	Added footnote to requirements	Revision
2	TBD	Adopted by Board of Trustees	

Standard Development Timeline

This section is maintained by the drafting team during the development of the standard and will be removed when the standard is adopted by the NERC Board of Trustees (Board).

Description of Current Draft

The standard drafting team (PRC_025) is posting Draft 1 of PRC-025-2, Generator Relay Loadability for a 45-day formal comment period and initial ballot in the last ten days of the comment period.

Completed Actions	Date
The Standards Committee (SC) authorized the SAR for posting	September 14, 2016
Draft 1 of the Standards Authorization Request (SAR) was posted for a 30-day formal comment period	September 16, 2016 through October 18, 2016
Draft 2 of the SAR was posted for a 15-day informal comment period	March 20, 2017 through April 3, 2017
The SC accepted the SAR and appointed the SAR drafting team as the standard drafting team (SDT)	April 19, 2017
Draft 1 of PRC-025-2 was posted for a 45-day formal comment period with an initial ballot conducted in the last 10 days of the comment period	July 25, 2017 through September 9, 2017
Draft 2 of PRC-025-2 was posted for a 45-day formal comment period with an additional ballot conducted in the last 10 days of the comment period	October 30, 2017 through December 14, 2017

Anticipated Actions	Date
45-day formal comment period with initial ballot	July 2017
45-day formal comment period with additional ballot	October 2017
10-day final ballot	January 2018
Board adoption	February 2018

New or Modified Term(s) Used in NERC Reliability Standards

This section includes all new or modified terms used in the proposed standard that will be included in the *Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards* upon applicable regulatory approval. Terms used in the proposed standard that are already defined and are not being modified can be found in the *Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards*. The new or revised terms listed below will be presented for approval with the proposed standard. Upon Board adoption, this section will be removed.

Term(s):

None.

A. Introduction

1. **Title:** **Generator Relay Loadability**

2. **Number:** **PRC-025-~~1~~2**

3. **Purpose:** To set load-responsive protective relays associated with generation Facilities at a level to prevent unnecessary tripping of generators during a system disturbance for conditions that do not pose a risk of damage to the associated equipment.

4. **Applicability:**

   4.1. Functional Entities:

   4.1.1. Generator Owner that applies load-responsive protective relays[1] at the terminals of the Elements listed in ~~3~~4.2, Facilities.

   4.1.2. Transmission Owner that applies load-responsive protective ~~relays~~relays[1] at the terminals of the Elements listed in ~~3~~4.2, Facilities.

   4.1.3. Distribution Provider that applies load-responsive protective ~~relays~~relays[1] at the terminals of the Elements listed in ~~3~~4.2, Facilities.

   4.2. Facilities: The following Elements associated with Bulk Electric System (BES) generating units and generating plants, including those generating units and generating plants identified as Blackstart Resources in the Transmission Operator's system restoration plan:

   4.2.1. Generating unit(s).

   4.2.2. Generator step-up (i.e., GSU) transformer(s).

   4.2.3. Unit auxiliary transformer(s) (UAT) that supply overall auxiliary power necessary to keep generating unit(s) online.[2]

   4.2.4. Elements that connect the GSU transformer(s) to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant~~.~~, except that Elements may also supply generating plant loads.

   4.2.5. Elements utilized in the aggregation of dispersed power producing resources.

5. **Effective Date:** See Implementation Plan

[1] Relays include low voltage protection devices that have adjustable settings.

[2] These transformers are variably referred to as station power, unit auxiliary transformer(s) (UAT), or station service transformer(s) used to provide overall auxiliary power to the generator station when the generator is running. Loss of these transformers will result in removing the generator from service. Refer to the PRC-025-~~1~~2 Guidelines and Technical Basis for more detailed information concerning unit auxiliary transformers.

~~5.~~6. **Background:** After analysis of many of the major disturbances in the last 25 years on the North American interconnected power system, generators have been found to have tripped for conditions that did not apparently pose a direct risk to those generators and associated equipment within the time period where the tripping occurred. This tripping has often been determined to have expanded the scope and/or extended the duration of that disturbance. This was noted to be a serious issue in the August 2003 "blackout" in the northeastern North American continent.[3]

During the recoverable phase of a disturbance, the disturbance may exhibit a "voltage disturbance" behavior pattern, where system voltage may be widely depressed and may fluctuate. In order to support the system during this transient phase of a disturbance, this standard establishes criteria for setting load-responsive protective relays such that individual generators may provide Reactive Power within their dynamic capability during transient time periods to help the system recover from the voltage disturbance. The premature or unnecessary tripping of generators resulting in the removal of dynamic Reactive Power exacerbates the severity of the voltage disturbance, and as a result changes the character of the system disturbance. In addition, the loss of Real Power could initiate or exacerbate a frequency disturbance.

7. **Standard Only Definition:** None.

~~6.1. **Effective Date:** See Implementation Plan~~

B. Requirements and Measures

R1. Each Generator Owner, Transmission Owner, and Distribution Provider shall apply settings that are in accordance with PRC-025-~~1~~2 – Attachment 1: Relay Settings, on each load-responsive protective relay while maintaining reliable fault protection. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Long-Term Planning]*

M1. For each load-responsive protective relay, each Generator Owner, Transmission Owner, and Distribution Provider shall have evidence (e.g., summaries of calculations, spreadsheets, simulation reports, or setting sheets) that settings were applied in accordance with PRC-025-~~1~~2 – Attachment 1: Relay Settings.

C. Compliance

1. Compliance Monitoring Process

~~6.1.~~ **Compliance Enforcement Authority**

1.1. ~~As defined in the NERC Rules of Procedure,~~: "Compliance Enforcement Authority" means NERC or the Regional Entity, or any entity as otherwise

[3] Interim Report ~~Interim Report:~~ Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada, U.S.-Canada Power System Outage Task Force, November 2003 (http://www.nerc.com/docs/docs/blackout/814BlackoutReport.pdf~~)~~).

designated by an Applicable Governmental Authority, in their respective roles of monitoring and/or enforcing compliance with ~~the NERC~~mandatory and enforceable Reliability Standards in their respective jurisdictions.

1.2. **Evidence Retention**: The following evidence retention ~~periods~~period(s) identify the period of time an entity is required to retain specific evidence to demonstrate compliance. For instances where the evidence retention period specified below is shorter than the time since the last audit, the Compliance Enforcement Authority ~~(CEA)~~ may ask an entity to provide other evidence to show that it was compliant for the full time period since the last audit.

The ~~Generator Owner, Transmission Owner, and Distribution Provider~~applicable entity shall keep data or evidence to show compliance as identified below unless directed by its ~~CEA~~Compliance Enforcement Authority to retain specific evidence for a longer period of time as part of an investigation:

- The Generator Owner, Transmission Owner, and Distribution Provider shall retain evidence of Requirement R1 and Measure M1 for the most recent three calendar years.
- If a Generator Owner, Transmission Owner, or Distribution Provider is found non-compliant, it shall keep information related to the non-compliance until mitigation is complete and approved or for the time specified above, whichever is longer.

~~The CEA shall keep the last audit records and all requested and submitted subsequent audit records.~~

~~**6.2. Compliance Monitoring and Assessment Processes**~~

~~Compliance Audit~~

~~Self-Certification~~

~~Spot Checking~~

~~Compliance Investigation~~

~~Self-Reporting~~

~~Complaint~~

~~**6.3. Additional Compliance Information**~~

~~None~~

~~Table of Compliance Elements~~

Violation Severity Levels

R #	~~Time Horizon~~	~~VRF~~	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R1	~~Long-Term Planning~~	~~High~~	N/A	N/A	N/A	The Generator Owner, Transmission Owner, and Distribution Provider did not apply settings in accordance with *PRC-025-~~1~~2 – Attachment 1: Relay Settings*, on an applied load-responsive protective relay.

Deleted Cells

Deleted Cells

D. Regional Variances

None.

~~E. Interpretations~~

~~None.~~

~~F.~~E. Associated Documents

NERC System Protection and Control Subcommittee, ~~July 2010, “~~“Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination~~.”~~,” technical reference document, Revision 2. (Date of Publication: July 2015)

NERC System Protection and Control Subcommittee, “Unit Auxiliary Transformer Overcurrent Relay Loadability During a Transmission Depressed Voltage Condition.” (Date of Publication: March 2016)

IEEE C37.102-2006, “IEEE Guide for AC Generator Protection.” (Date of Publication: 2006)

IEEE C37.17-2012, “IEEE Standard for Trip Systems for Low-Voltage (1000 V and below) AC and General Purpose (1500 V and below) DC Power Circuit Breakers.” (Date of Publication: September 18, 2012)

IEEE C37.2-2008, “IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations.” (Date of Publication: October 3, 2008)

Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
1	August 15, 2013	Adopted by NERC Board of Trustees	New
1	July 17, 2014	FERC order issued approving PRC-025-1	
2	April 19, 2017	Standards Committee acceptance of the Standards Authorization Request	Project 2016-04
2	TBD	Adopted by NERC Board of Trustees	Revised
2	TBD	FERC order issued approving PRC-025-2	

PRC-025-2 – Attachment 1: Relay Settings

Introduction

This standard does not require the Generator Owner, Transmission Owner, or Distribution Provider to use any of the protective functions listed in Table 1. Each Generator Owner, Transmission Owner, and Distribution Provider that applies load-responsive protective relays on their respective Elements listed in ~~3~~4.2, Facilities, shall use one of the following Options in Table 1, Relay Loadability Evaluation Criteria ("Table 1"), to set each load-responsive protective relay element according to its application and relay type. The bus voltage is based on the criteria for the various applications listed in Table 1.

Generators

Synchronous generator relay~~ pickup~~ setting criteria values are derived from the unit's maximum gross Real Power capability, in megawatts (MW), as reported to the Transmission Planner, and the unit's Reactive Power capability, in megavoltampere-reactive (Mvar), is determined by calculating the MW value based on the unit's nameplate megavoltampere (MVA) rating at rated power factor. If different seasonal capabilities are reported, the maximum capability shall be used for the purposes of this standard as a minimum requirement. The Generator Owner may base settings on a capability that is higher than what is reported to the Transmission Planner.

Asynchronous generator relay~~ pickup~~ setting criteria values (including inverter-based installations) are derived from the site's aggregate maximum complex power capability, in MVA, as reported to the Transmission Planner, including the Mvar output of any static or dynamic reactive power devices. If different seasonal capabilities are reported, the maximum capability shall be used for the purposes of this standard as a minimum requirement. The Generator Owner may base settings on a capability that is higher than what is reported to the Transmission Planner.

For ~~the application case~~applications where synchronous and asynchronous generator types are combined on a generator step-up transformer or on Elements that connect the generator step-up (GSU) transformer(s) to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant (except that Elements may also supply generating plant loads~~.),~~), the~~ pickup~~ setting criteria shall be determined by vector summing the ~~pickup~~ setting criteria of each generator type, and using the bus voltage for the given synchronous generator application and relay type.

Transformers

Calculations using the GSU transformer turns ratio shall use the actual tap that is applied (i.e., in service) for GSU transformers with ~~deenergized~~de-energized tap changers (DETC). If load tap changers (LTC) are used, the calculations shall reflect the tap that results in the lowest generator bus voltage. When the criterion specifies the use of the GSU transformer's impedance, the nameplate impedance at the nominal GSU transformer turns ratio shall be used.

Applications that use more complex topology, such as generators connected to a multiple winding transformer, are not directly addressed by the criteria in Table 1. These topologies can

result in complex power flows, and may require simulation to avoid overly conservative assumptions to simplify the calculations. Entities with these topologies should set their relays in such a way that they do not operate for the conditions being addressed in this standard.

Multiple Lines

Applications that use more complex topology, such as multiple lines that connect the generator step-up (GSU) transformer(s) to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant (except that Elements may also supply generating plant loads) are not directly addressed by the criteria in Table 1. These topologies can result in complex power flows, and it may require simulation to avoid overly conservative assumptions to simplify the calculations. Entities with these topologies should set their relays in such a way that they do not operate for the conditions being addressed in this standard.

Exclusions

The following protection systems are excluded from the requirements of this standard:

1. Any relay elements that are in service only during start up.
2. Load-responsive protective relay elements that are armed only when the generator is disconnected from the system, (e.g., non-directional overcurrent elements used in conjunction with inadvertent energization schemes, and open breaker flashover schemes).
3. Phase fault detector relay elements employed to supervise other load-responsive phase distance elements (e.g., in order to prevent false operation in the event of a loss of potential) provided the distance element is set in accordance with the criteria outlined in the standard.
4. Protective relay elements that are only enabled when other protection elements fail (e.g., overcurrent elements that are only enabled during loss of potential conditions).
5. Protective relay elements used only for ~~Special Protection Systems~~Remedial Action Schemes that are subject to one or more requirements in a NERC or Regional Reliability Standard.
6. Protection systems that detect generator overloads that are designed to coordinate with the generator short time capability by utilizing an extremely inverse characteristic set to operate no faster than 7 seconds at 218% of ~~fullload~~full load current (e.g., rated armature current), and prevent operation below 115% of full-load current.[4]
7. Protection systems that detect ~~transformer~~ overloads and are designed only to respond in time periods which allow an operator 15 minutes or greater to respond to overload conditions.
8. Low voltage protection devices that do not have adjustable settings.

Table 1

Table 1 ~~beginning on the next page~~below is structured and formatted to aid the reader with identifying an option for a given load-responsive protective relay.

[4] IEEE C37.102-2006, "Guide for AC Generator Protection," Section 4.1.1.2.

The first column identifies the application (e.g., synchronous or asynchronous generators, generator step-up transformers, unit auxiliary transformers, Elements that connect the GSU transformer(s) to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant~~. Elements may also supply generating plant loads).~~). Dark blue horizontal bars, excluding the header which repeats at the top of each page, demarcate the various applications.

The second column identifies the load-responsive distance or overcurrent protective relay by IEEE device numbers (e.g., 21, 50, 51, 51V-C, 51V-R, or 67) according to the ~~applied~~ application in the first column. This also includes manufacture protective device trip unit designations for long-time delay, short-time delay, and instantaneous (e.g., L, S, and I). A light blue horizontal bar between the relay types is the demarcation between relay types for a given application. These light blue bars will contain no text~~.~~, except when the same application continues on the next page of the table with a different relay type.

The third column uses numeric and alphabetic options (i.e., index numbering) to identify the available options for setting load-responsive protective relays according to the application and applied relay type. Another, shorter, light blue bar contains the word "OR," and reveals to the reader that the relay for that application has one or more options (i.e., "ways") to determine the bus voltage and ~~pickup~~ setting criteria in the fourth and fifth column, respectively. The bus voltage column and ~~pickup~~ setting criteria columns provide the criteria for determining an appropriate setting.
The table is further formatted by shading groups of relays associated with asynchronous generator applications. Synchronous generator applications and the unit auxiliary transformer applications are not shaded. Also, intentional buffers were added to the table such that similar options, as possible, would be paired together on a per page basis. Note that some applications may have an additional pairing that might occur on adjacent pages.

Table 1. Relay Loadability Evaluation Criteria

Application	Relay Type	Option	Bus Voltage[5]	~~Pickup~~ Setting Criteria
Synchronous generating unit(s), ~~or~~including Elements utilized in the aggregation of dispersed power producing resources	Phase distance relay (e.g., 21) – directional toward the Transmission system	1a	Generator bus voltage corresponding to 0.95 per unit of the high-side nominal voltage times the turns ratio of the generator step-up transformer	The impedance element shall be set less than the calculated impedance derived from 115% of: (1) Real Power output – 100% of the gross MW capability reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output – 150% of the MW value, derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor
		OR		
		1b	Calculated generator bus voltage corresponding to 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the generator step-up transformer (including the transformer turns ratio and impedance)	The impedance element shall be set less than the calculated impedance derived from 115% of: (1) Real Power output – 100% of the gross MW capability reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output – 150% of the MW value, derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor
		OR		
		1c	Simulated generator bus voltage coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing in response to a 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the generator step-up transformer prior to field-forcing	The impedance element shall be set less than the calculated impedance derived from 115% of: (1) Real Power output – 100% of the gross MW capability reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output –100% of the maximum gross Mvar output during field-forcing as determined by simulation
	The same application continues on the next page with a different relay type			

[5] Calculations using the generator step-up (GSU) transformer turns ratio shall use the actual tap that is applied (i.e., in service) for GSU transformers with ~~deenergized~~de-energized tap changers (DETC). If load tap changers (LTC) are used, the calculations shall reflect the tap that results in the lowest generator bus voltage. When the criterion specifies the use of the GSU transformer's impedance, the nameplate impedance at the nominal GSU turns ratio shall be used.

Table 1. Relay Loadability Evaluation Criteria

Application	Relay Type	Option	Bus Voltage[5]	~~Pickup~~ Setting Criteria
Synchronous generating unit(s), ~~or~~including Elements utilized in the aggregation of dispersed power producing resources	Phase ~~time~~ overcurrent relay (e.g., 50, 51~~)~~, or ~~(~~51V-R~~)~~ – voltage-restrained)	2a	Generator bus voltage corresponding to 0.95 per unit of the high-side nominal voltage times the turns ratio of the generator step-up transformer	The overcurrent element shall be set greater than 115% of the calculated current derived from: (1) Real Power output – 100% of the gross MW capability reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output – 150% of the MW value, derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor
		OR		
		2b	Calculated generator bus voltage corresponding to 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the generator step-up transformer (including the transformer turns ratio and impedance)	The overcurrent element shall be set greater than 115% of the calculated current derived from: (1) Real Power output – 100% of the gross MW capability reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output – 150% of the MW value, derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor
		OR		
		2c	Simulated generator bus voltage coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing in response to a 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the generator step-up transformer prior to field-forcing	The overcurrent element shall be set greater than 115% of the calculated current derived from: (1) Real Power output – 100% of the gross MW capability reported to the Transmission Planner or, and (2) Reactive Power output –100% of the maximum gross Mvar output during field-forcing as determined by simulation
	~~The same application continues with a different relay type below~~			
	Phase time overcurrent relay (e.g., 51V-C) – voltage controlled (Enabled to operate as a function of voltage)	3	Generator bus voltage corresponding to 1.0 per unit of the high-side nominal voltage times the turns ratio of the generator step-up transformer	Voltage control setting shall be set less than 75% of the calculated generator bus voltage
A different application starts on the next page				

Table 1. Relay Loadability Evaluation Criteria

Application	Relay Type	Option	Bus Voltage[5]	~~Pickup~~ Setting Criteria
Asynchronous generating unit(s) (including inverter-based installations), ~~or~~including Elements utilized in the aggregation of dispersed power producing resources	Phase distance relay (e.g., 21) – directional toward the Transmission system	4	Generator bus voltage corresponding to 1.0 per unit of the high-side nominal voltage times the turns ratio of the generator step-up transformer	The impedance element shall be set less than the calculated impedance derived from 130% of the maximum aggregate nameplate MVA output at rated power factor (including the Mvar output of any static or dynamic reactive power devices)
	Phase ~~time~~ overcurrent relay (e.g., 50, 51~~)~~, or ~~(~~51V-R~~)~~ – voltage-restrained)	~~5~~5a	Generator bus voltage corresponding to 1.0 per unit of the high-side nominal voltage times the turns ratio of the generator step-up transformer	The overcurrent element shall be set greater than 130% of the calculated current derived from the maximum aggregate nameplate MVA output at rated power factor (including the Mvar output of any static or dynamic reactive power devices)
		OR		
		5b	Generator bus voltage corresponding to 1.0 per unit of the high-side nominal voltage times the turns ratio of the generator step-up transformer	The lower tolerance of the overcurrent element tripping characteristic shall not infringe upon the resource capability (including the Mvar output of the resource and any static or dynamic reactive power devices) See Figure A.
	Phase time overcurrent relay (e.g., 51V-C) – voltage controlled (Enabled to operate as a function of voltage)	6	Generator bus voltage corresponding to 1.0 per unit of the high-side nominal voltage times the turns ratio of the generator step-up transformer	Voltage control setting shall be set less than 75% of the calculated generator bus voltage
A different application starts on the next page				
	Phase distance relay (e.g., 21) – directional toward the Transmission system ~~– installed on generator side~~	7a	Generator bus voltage corresponding to 0.95 per unit of the high-side nominal voltage times the turns ratio of the generator step-up transformer	The impedance element shall be set less than the calculated impedance derived from 115% of: (1) Real Power output – 100% of the aggregate generation gross MW reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output – 150% of the aggregate generation MW value, derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor

Merged Cells

Inserted Cells

Table 1. Relay Loadability Evaluation Criteria

Application	Relay Type	Option	Bus Voltage[5]	~~Pickup~~ Setting Criteria
Relays installed on generator-side[6] of the Generator step-up transformer(s) connected to synchronous generators	~~of the GSU transformer~~ ~~If the relay is installed on the high-side of the GSU transformer use Option 14~~	**OR**		
		7b	Calculated generator bus voltage corresponding to 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the generator step-up transformer (including the transformer turns ratio and impedance)	The impedance element shall be set less than the calculated impedance derived from 115% of: (1) Real Power output – 100% of the aggregate generation gross MW reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output – 150% of the aggregate generation MW value, derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor
		OR		
		7c	Simulated generator bus voltage coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing in response to a 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the generator step-up transformer prior to field-forcing	The impedance element shall be set less than the calculated impedance derived from 115% of: (1) Real Power output – 100% of the aggregate generation gross MW reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output –100% of the aggregate generation maximum gross Mvar output during field-forcing as determined by simulation
	The same application continues on the next page with a different relay type			
Relays installed on generator-side[7] of the Generator step-up transformer(s) connected to synchronous generators	Phase ~~time~~ overcurrent relay (e.g., 50 or 51) – ~~installed on generator-side of the GSU transformer~~	8a	Generator bus voltage corresponding to 0.95 per unit of the high-side nominal voltage times the turns ratio of the generator step-up transformer	The overcurrent element shall be set greater than 115% of the calculated current derived from: (1) Real Power output – 100% of the aggregate generation gross MW reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output – 150% of the aggregate generation MW value, derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor
		OR		

[6] If the relay is installed on the high-side of the GSU transformer, use Option 14.
[7] If the relay is installed on the high-side of the GSU transformer use, Option 15.

Table 1. Relay Loadability Evaluation Criteria

Application	Relay Type	Option	Bus Voltage[5]	~~Pickup~~ Setting Criteria
	~~If the relay is installed on the high-side of the GSU transformer use Option 15~~	8b	Calculated generator bus voltage corresponding to 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the generator step-up transformer (including the transformer turns ratio and impedance)	The overcurrent element shall be set greater than 115% of the calculated current derived from: (1) Real Power output – 100% of the aggregate generation gross MW reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output – 150% of the aggregate generation MW value, derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor
		OR		
		8c	Simulated generator bus voltage coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing in response to a 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the generator step-up transformer prior to field-forcing	The overcurrent element shall be set greater than 115% of the calculated current derived from: (1) Real Power output – 100% of the aggregate generation gross MW reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output –100% of the aggregate generation maximum gross Mvar output during field-forcing as determined by simulation
	The same application continues on the next page with a different relay type			
Relays installed on generator-side[8] of the Generator step-up transformer(s) connected to synchronous generators	Phase directional ~~time~~ overcurrent relay (e.g., 67) – directional toward the Transmission system ~~– installed on generator-side~~	9a	Generator bus voltage corresponding to 0.95 per unit of the high-side nominal voltage times the turns ratio of the generator step-up transformer	The overcurrent element shall be set greater than 115% of the calculated current derived from: (1) Real Power output – 100% of the aggregate generation gross MW reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output – 150% of the aggregate generation MW value, derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor
		OR		

[8] If the relay is installed on the high-side of the GSU transformer use, Option 16.

Table 1. Relay Loadability Evaluation Criteria

Application	Relay Type	Option	Bus Voltage[5]	~~Pickup~~ Setting Criteria
	~~of the GSU transformer~~ ~~If the relay is installed on the high-side of the GSU transformer use Option 16~~	9b	Calculated generator bus voltage corresponding to 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the generator step-up transformer (including the transformer turns ratio and impedance)	The overcurrent element shall be set greater than 115% of the calculated current derived from: (1) Real Power output – 100% of the aggregate generation gross MW reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output – 150% of the aggregate generation MW value, derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor
		OR		
		9c	Simulated generator bus voltage coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing in response to a 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the generator step-up transformer prior to field-forcing	The overcurrent element shall be set greater than 115% of the calculated current derived from: (1) Real Power output – 100% of the aggregate generation gross MW reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output –100% of the aggregate generation maximum gross Mvar output during field-forcing as determined by simulation

A different application starts on the next page

Table 1. Relay Loadability Evaluation Criteria

Application	Relay Type	Option	Bus Voltage[5]	~~Pickup~~ Setting Criteria
Relays installed on generator-side of the Generator step-up transformer(s) connected to asynchronous generators only (including inverter-based installations)	Phase distance relay (e.g., 21) – directional toward the Transmission system~~— installed on generator-side of the GSU transformer~~ ~~If the relay is installed on the high-side of the GSU transformer use Option 17~~[9]	10	Generator bus voltage corresponding to 1.0 per unit of the high-side nominal voltage times the turns ratio of the generator step-up transformer	The impedance element shall be set less than the calculated impedance derived from 130% of the maximum aggregate nameplate MVA output at rated power factor (including the Mvar output of any static or dynamic reactive power devices)
	Phase ~~time~~ overcurrent relay (e.g., 50 or 51)~~— installed on generator-side of the GSU transformer~~ ~~If the relay is installed on the high-side of the GSU transformer use Option 18~~[10]	11	Generator bus voltage corresponding to 1.0 per unit of the high-side nominal voltage times the turns ratio of the generator step-up transformer for overcurrent relays installed on the low-side	The overcurrent element shall be set greater than 130% of the calculated current derived from the maximum aggregate nameplate MVA output at rated power factor (including the Mvar output of any static or dynamic reactive power devices)
	~~The same application continues on the next page with a different relay type~~			

[9] If the relay is installed on the high-side of the GSU transformer, use Option 17.
[10] If the relay is installed on the high-side of the GSU transformer, use Option 18.

Table 1. Relay Loadability Evaluation Criteria

Application	Relay Type	Option	Bus Voltage[5]	~~Pickup~~ Setting Criteria
~~Generator step-up transformer(s) connected to asynchronous generators only (including inverter-based installations)~~	Phase directional ~~time~~ overcurrent relay (e.g., 67) – directional toward the Transmission system~~— installed on generator side of the GSU transformer~~ ~~If the relay is installed on the high-side of the GSU transformer use Option 19[11]~~	12	Generator bus voltage corresponding to 1.0 per unit of the high-side nominal voltage times the turns ratio of the generator step-up transformer	The overcurrent element shall be set greater than 130% of the calculated current derived from the maximum aggregate nameplate MVA output at rated power factor (including the Mvar output of any static or dynamic reactive power devices)
A different application starts ~~below~~on the next page				
Unit auxiliary transformer(s) (UAT)	Phase ~~time~~ overcurrent relay (e.g., 50 or 51) applied at the high-	13a	1.0 per unit of the winding nominal voltage of the unit auxiliary transformer	The overcurrent element shall be set greater than 150% of the calculated current derived from the unit auxiliary transformer maximum nameplate MVA rating
		OR		

Merged Cells

[11] If the relay is installed on the high-side of the GSU transformer, use Option 19.

Table 1. Relay Loadability Evaluation Criteria

Application	Relay Type	Option	Bus Voltage[5]	~~Pickup~~ Setting Criteria
	side terminals of the UAT, for which operation of the relay will cause the associated generator to trip~~.~~	13b	Unit auxiliary transformer bus voltage corresponding to the measured current	The overcurrent element shall be set greater than 150% of the unit auxiliary transformer measured current at the generator maximum gross MW capability reported to the Transmission Planner
~~**A different application starts on the next page**~~				
~~**A different application starts on the next page**~~				
Relays installed on the high-side of the GSU transformer,[12] including relays installed on the remote end of line, for Elements that connect the GSU transformer(s) to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant~~.~~ (except that Elements may also supply generating plant loads~~.~~ –) – connected to synchronous generators	Phase distance relay (e.g., 21) – directional toward the Transmission system~~— installed on the high-side of the GSU transformer~~ ~~If the relay is installed on the generator-side of the GSU transformer use Option 7~~	14a	0.85 per unit of the line nominal voltage at the relay location	The impedance element shall be set less than the calculated impedance derived from 115% of: (1) Real Power output – 100% of the aggregate generation gross MW reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output – 120% of the aggregate generation MW value, derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor
		OR		
		14b	Simulated line voltage at the relay location coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing in response to a 0.85 per unit of the line nominal voltage ~~on~~at the ~~high-side terminals~~remote end of the ~~generator step-up transformer~~line prior to field-forcing	The impedance element shall be set less than the calculated impedance derived from 115% of: (1) Real Power output – 100% of the aggregate generation gross MW reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output –100% of the aggregate generation maximum gross Mvar output during field-forcing as determined by simulation
	The same application continues on the next page with a different relay type			

[12] If the relay is installed on the generator-side of the GSU transformer, use Option 7.

Table 1. Relay Loadability Evaluation Criteria

Application	Relay Type	Option	Bus Voltage[5]	~~Pickup~~ Setting Criteria
Relays installed on the high-side of the GSU transformer,[13] including relays installed at the remote end of the line, for Elements that connect the GSU transformer(s) to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant~~.~~ (except that Elements may also supply generating plant loads~~.~~ ~~–~~) – connected to synchronous generators	Phase instantaneous overcurrent supervisory element (e.g., 50) – associated with current-based, communication-assisted schemes where the scheme is capable of tripping for loss of communications ~~installed on the high-side of the GSU transformer~~ and/or phase time overcurrent relay (e.g., 51)~~—installed on the high-side of the GSU transformer~~ ~~If the relay is installed on the generator-side of the GSU transformer use Option 8~~	15a	0.85 per unit of the line nominal voltage at the relay location	The overcurrent element shall be set greater than 115% of the calculated current derived from: (1) Real Power output – 100% of the aggregate generation gross MW reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output – 120% of the aggregate generation MW value, derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor
		OR		
		15b	Simulated line voltage at the relay location coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing in response to a 0.85 per unit of the line nominal voltage ~~on~~at the ~~high-side terminals~~remote end of the ~~generator step-up transformer~~line prior to field-forcing	The overcurrent element shall be set greater than 115% of the calculated current derived from: (1) Real Power output – 100% of the aggregate generation gross MW reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output –100% of the aggregate generation maximum gross Mvar output during field-forcing as determined by simulation

[13] If the relay is installed on the generator-side of the GSU transformer, use Option 8.

Table 1. Relay Loadability Evaluation Criteria				
Application	Relay Type	Option	Bus Voltage[5]	~~Pickup~~ Setting Criteria
	The same application continues on the next page with a different relay type			
Relays installed on the high-side of the GSU transformer,[14] including relays installed at the remote end of the line, for Elements that connect the GSU transformer(s) to the	Phase directional instantaneous overcurrent supervisory element (e.g., 67) – associated with current-based,	16a	0.85 per unit of the line nominal voltage at the relay location	The overcurrent element shall be set greater than 115% of the calculated current derived from: (1) Real Power output – 100% of the aggregate generation gross MW reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output – 120% of the aggregate generation MW value, derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor
		OR		

[14] If the relay is installed on the generator-side of the GSU transformer, use Option 9.

Table 1. Relay Loadability Evaluation Criteria

Application	Relay Type	Option	Bus Voltage[5]	~~Pickup~~ Setting Criteria
Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant~~.~~ (except that Elements may also supply generating plant load~~.~~.) –connected to synchronous generators	communication-assisted schemes where the scheme is capable of tripping for loss of communications directional toward the Transmission system ~~installed on the high-side of the GSU transformer~~ and/or phase directional time overcurrent relay (e.g., 67) – directional toward the Transmission system ~~installed on the high-side of the GSU transformer~~ ~~If the relay is installed on the generator-side of the GSU transformer use Option 9~~	16b	Simulated line voltage at the relay location coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing in response to a 0.85 per unit of the line nominal voltage ~~on~~at the ~~high-side terminals~~remote end of the ~~generator step-up transformer~~line prior to field-forcing	The overcurrent element shall be set greater than 115% of the calculated current derived from: (1) Real Power output – 100% of the aggregate generation gross MW reported to the Transmission Planner, and (2) Reactive Power output –100% of the aggregate generation maximum gross Mvar output during field-forcing as determined by simulation

A different application starts on the next page

Table 1. Relay Loadability Evaluation Criteria				
Application	Relay Type	Option	Bus Voltage[5]	~~Pickup~~ Setting Criteria
A different application starts on the next page				
Relays installed on the high-side of the GSU transformer,[15] including relays installed on the remote end of line, for Elements that connect the GSU transformer(s) to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant~~.~~ (except that Elements may also supply	Phase distance relay (e.g., 21) – directional toward the Transmission system~~– installed on the high-side of the GSU transformer~~ ~~If the relay is installed on the generator-side of the GSU transformer use Option 10~~	17	1.0 per unit of the line nominal voltage at the relay location	The impedance element shall be set less than the calculated impedance derived from 130% of the maximum aggregate nameplate MVA output at rated power factor (including the Mvar output of any static or dynamic reactive power devices)

[15] If the relay is installed on the generator-side of the GSU transformer, use Option 10.

Table 1. Relay Loadability Evaluation Criteria				
Application	Relay Type	Option	Bus Voltage[5]	~~Pickup~~ Setting Criteria
generating plant loads~~-~~) –connected to asynchronous generators only (including inverter-based installations)	The same application continues on the next page with a different relay type			

Table 1. Relay Loadability Evaluation Criteria

Application	Relay Type	Option	Bus Voltage[5]	~~Pickup~~ Setting Criteria
Relays installed on the high-side of the GSU transformer,[16] including, relays installed on the remote end of the line, for Elements that connect the GSU transformer(s) to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant~~.~~ (except that Elements may also supply generating plant loads~~.~~) – connected to asynchronous generators only (including inverter-based installations)	Phase instantaneous overcurrent supervisory element (e.g., 50) – associated with current-based, communication-assisted schemes where the scheme is capable of tripping for loss of communications ~~installed on the high-side of the GSU transformer~~ and/or Phase time overcurrent relay (e.g., 51)~~—installed on the high-side of the GSU transformer~~ ~~If the relay is installed on the generator-side of the GSU transformer use Option 11~~	18	1.0 per unit of the line nominal voltage at the relay location	The overcurrent element shall be set greater than 130% of the calculated current derived from the maximum aggregate nameplate MVA output at rated power factor (including the Mvar output of any static or dynamic reactive power devices)
	The same application continues on the next page with a different relay type			

[16] If the relay is installed on the generator-side of the GSU transformer, use Option 11.

Table 1. Relay Loadability Evaluation Criteria

Application	Relay Type	Option	Bus Voltage[5]	~~Pickup~~ Setting Criteria
Relays installed on the high-side of the GSU transformer,[17] including relays installed on the remote end of the line, for Elements that connect the GSU transformer(s) to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant~~.~~ (except that Elements may also supply generating plant loads~~.~~) –connected to asynchronous generators only (including inverter-based installations)	Phase directional instantaneous overcurrent supervisory element (e.g., 67) – associated with current-based, communication-assisted schemes where the scheme is capable of tripping for loss of communications directional toward the Transmission system ~~installed on the high-side of the GSU transformer~~ and/or Phase directional time overcurrent relay (e.g., 67)~~— installed on the high-side of the GSU transformer~~ ~~If the relay is installed on the generator-side of the GSU transformer use Option 12~~	19	1.0 per unit of the line nominal voltage at the relay location	The overcurrent element shall be set greater than 130% of the calculated current derived from the maximum aggregate nameplate MVA output at rated power factor (including the Mvar output of any static or dynamic reactive power devices)

End of Table 1

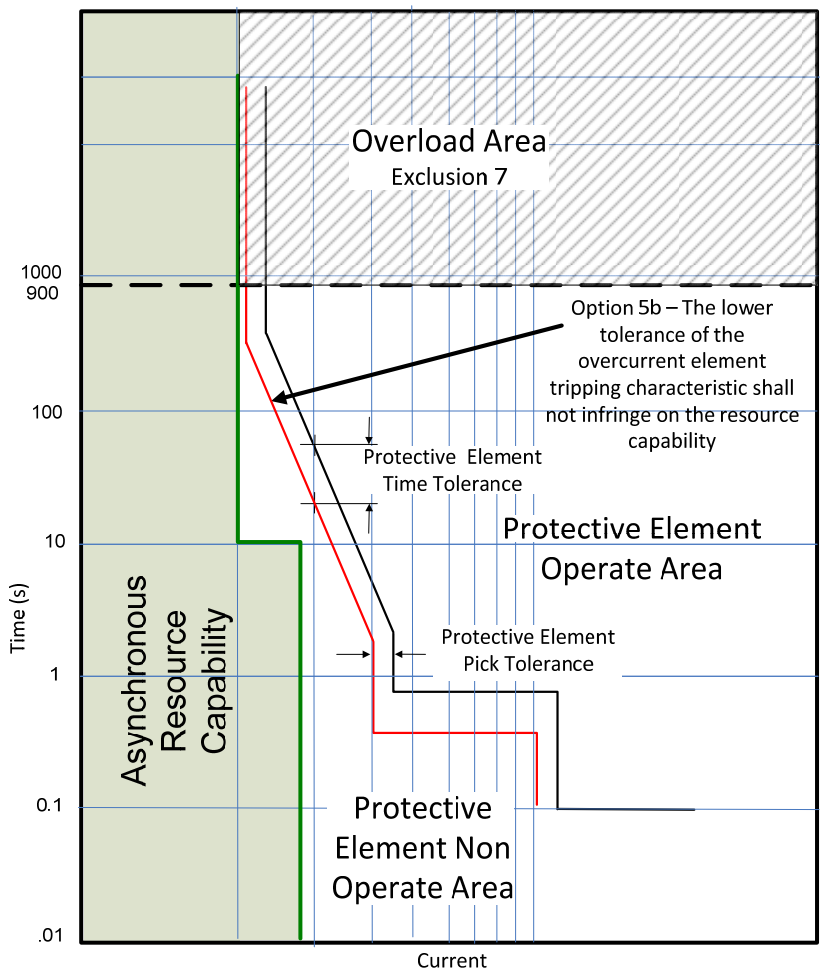


Figure A

This figure is for demonstration of Option 5b and does not mandate a specific type of protective curve or device manufacturer.

PRC-025-~~1~~2 Guidelines and Technical Basis

Introduction

The document, "Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination~~"Power Plant and Transmission System Protection Coordination,",~~" published by the NERC System Protection and Control Subcommittee (SPCS) provides extensive general discussion about the protective functions and generator performance addressed within this standard. This document was last revised in July ~~2010~~2015.[18]

The basis for the standard's loadability criteria for relays applied at the generator terminals or low-side of the generator step-up (GSU) transformer is the dynamic generating unit loading values observed during the August 14, 2003 blackout, other subsequent system events, and simulations of generating unit response to similar system conditions. The Reactive Power output observed during field-forcing in these events and simulations approaches a value equal to 150 percent of the Real Power (MW) capability of the generating unit when the generator is operating at its Real Power capability. In the SPCS technical reference document, two operating conditions were examined based on these events and simulations: (1) when the unit is operating at rated Real Power in MW with a level of Reactive Power output in Mvar which is equivalent to 150 percent times the rated MW value (representing some level of field-forcing) and (2) when the unit is operating at its declared low active Real Power operating limit (e.g., 40 percent of rated Real Power) with a level of Reactive Power output in Mvar which is equivalent to 175 percent times the rated MW value (representing some additional level of field-forcing).

Both conditions noted above are evaluated with the GSU transformer high-side voltage at 0.85 per unit. These load operating points are believed to be conservatively high levels of Reactive Power out of the generator with a 0.85 per unit high-side voltage which was based on these observations. However, for the purposes of this standard it was determined that the second load point (40 percent) offered no additional benefit and only increased the complexity for an entity to determine how to comply with the standard. Given the conservative nature of the criteria, which may not be achievable by all generating units, an alternate method is provided to determine the Reactive Power output by simulation. Also, to account for Reactive Power losses in the GSU transformer, a reduced level of output of 120 percent times the rated MW value is provided for relays applied at the high-side of the GSU transformer and on Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system and are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant.

The phrase, "while maintaining reliable fault protection" in Requirement R1, describes that the Generator Owner, Transmission Owner, and Distribution Provider is to comply with this standard while achieving its desired protection goals. Load-responsive protective relays, as addressed

---

18 http://www.nerc.com/~~docs/pc/spctf/~~comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/SPCS%20Gen%20Prot%~~20Coord%20Rev1%20Final%2007-30-2010~~20Coordination%20Technical%20Reference%20Document.pdf.

within this standard, may be intended to provide a variety of backup protection functions, both within the generating unit or generating plant and on the Transmission system, and this standard is not intended to result in the loss of these protection functions. Instead, it is suggested that the Generator Owner, Transmission Owner, and Distribution Provider consider both the requirement within this standard and its desired protection goals, and perform modifications to its protective relays or protection philosophies as necessary to achieve both.

For example, if the intended protection purpose is to provide backup protection for a failed Transmission breaker, it may not be possible to achieve this purpose while complying with this standard if a simple mho relay is being used. In this case, it may be possible to meet this purpose by replacing the legacy relay with a modern advanced-technology relay that can be set using functions such as load encroachment. It may otherwise be necessary to reconsider whether this is an appropriate method of achieving protection for the failed Transmission breaker, and whether this protection can be better provided by, for example, applying a breaker failure relay with a transfer trip system.

Requirement R1 establishes that the Generator Owner, Transmission Owner, and Distribution Provider must understand the applications of Attachment 1: Relay Settings, Table 1: Relay Loadability Evaluation Criteria ("Table 1") in determining the settings that it must apply to each of its load-responsive protective relays to prevent an unnecessary trip of its generator during the system conditions anticipated by this standard.

Applicability

To achieve the reliability objective of this standard it is necessary to include all load-responsive protective relays that are affected by increased generator output in response to system disturbances. This standard is therefore applicable to relays applied by the Generator Owner, Transmission Owner, and Distribution Provider at the terminals of the generator, GSU transformer, unit auxiliary transformer (UAT), Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant, and Elements utilized in the aggregation of dispersed power producing resources.

The Generator Owner's interconnection facility (in some cases labeled a "transmission Facility" or "generator leads") consists of Elements between the GSU transformer and the interface with the portion of the Bulk Electric System (BES) where Transmission Owners take over the ownership. This standard does not use the industry recognized term "generator interconnection Facility" consistent with the work of Project 2010-07 (Generator Requirements at the Transmission Interface), because the term generator interconnection Facility implies ownership by the Generator Owner. Instead, this standard refers to these Facilities as "Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant" to include these Facilities when they are also owned by the Transmission Owner or Distribution Provider. The load-responsive protective relays in this standard for which an entity shall be in compliance ~~is~~are dependent on the location and the application of the protective functions. Figures 1, 2, and 3 illustrate various generator

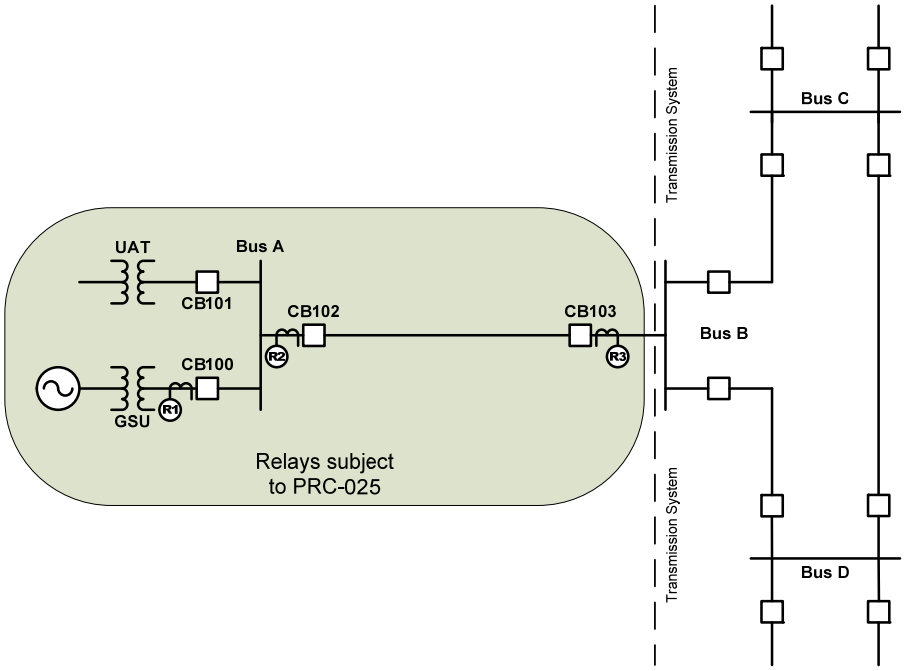
interface connections with the Transmission system, and Figure 4 illustrates examples of Elements utilized in the aggregation of dispersed power resources that are in scope of the standard.

Figure 1

Figure 1 is a single (or set) of generators connected to the Transmission system through a radial line that is used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant to the network. The protective relay R1 located on the high-side of the GSU transformer breaker CB100 is generally applied to provide backup protection to the relaying located at Bus A and in some cases Bus B. Under this application, relay R1 would apply the loadability requirement in PRC-025-~~1~~2 using an appropriate option for the application from Table 1 (e.g., Options 14 through 19) for Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant.

The protective relay R2 located on the incoming source breaker CB102 to the generating plant applies relaying that primarily protects the line by using line differential relaying from Bus A to B and also provides backup protection to the transmission relaying at Bus B. In this case, the relay function that provides line protection would apply the loadability requirement in PRC-025-~~1~~2 and an appropriate option for the application from Table 1 (e.g., 15a, 15b, 16a, 16b, 18, and 19) for phase overcurrent supervisory elements (i.e., phase fault detectors) associated with current-based, communication-assisted schemes (i.e., pilot wire, phase comparison, and line current differential) where the scheme is capable of tripping for loss of communications. The backup protective function would apply the requirement in the PRC-025-~~1~~2 standard using an appropriate option for the application from Table 1 (e.g., Options 14 through 19) for Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant.
~~In this particular case,~~

Since Elements that connect the GSU transformer(s) to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant are applicable ~~responsible entity's~~ to the standard, the loadability for relays applied on these Elements as shown in the shaded area of Figure 1 (i.e., CB102 and CB103) must be considered. If relay R2 or R3 is set with an element directional ~~relay R3 located on breaker CB103 at Bus B looking~~ toward ~~Bus A (i.e., generation plant) is not included in either loadability standard (i.e., PRC-023 or PRC-025) since it is not~~the transmission system (e.g., Buses B, C and D) or are non-directional, the relay would be affected by increased generator output in response to system disturbances and must meet the loadability setting criteria described in ~~this~~the standard~~ or~~. If relay R2 or R3 is set with an element directional toward the generator (e.g., Bus A), the relay would not be affected by increased ~~transmission system loading~~generator output in response to system disturbances; therefore, the entity would not be required to apply the loadability setting criteria described in ~~PRC-023. Any protective element set to protect in the direction from Bus A to B is included within the PRC-025-1~~ this standard.~~ PRC-025-1 is applicable to Relay R3, for example, if the relay is applied and set to trip for a reverse element directional toward the Transmission system.~~


UAT
Bus A
CB101
CB102
CB103
CB100
R2
R3
R1
GSU
Relays subject
to PRC-025
Transmission System
Bus B
Bus C
Transmission System
Bus D

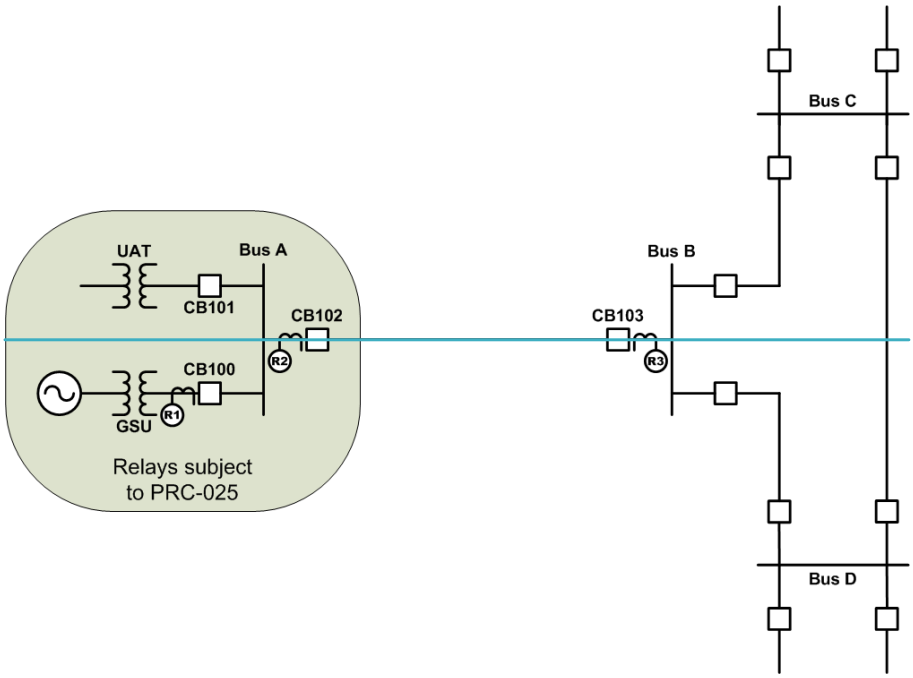


Figure 1: Generation exported through a single radial line

Figure 2

Figure 2 is an example of a single (or set) of generators connected to the Transmission system through multiple lines that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant to the network. The protective relay R1 on the high-side of the GSU transformer breaker CB100 is generally applied to provide backup protection to the Transmission relaying located at Bus A and in some cases Bus B. Under this application, relay R1 would apply the loadability requirement in PRC-025-~~1~~2 using an appropriate option for the application from Table 1 (e.g., Options 14 through 19) for Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant.

The protective relays R2 and R3 located on the incoming source breakers CB102 and CB103 to the generating plant applies relaying that primarily protects the line from Bus A to B and also provides backup protection to the transmission relaying at Bus B. In this case, the relay function that provides line protection would apply the loadability requirement in PRC-025-~~1~~2 and an appropriate option for the application from Table 1 (e.g., Options 15a, 15b, 16a, 16b, 18, and 19) for phase overcurrent supervisory elements (i.e., phase fault detectors) associated with current-based, communication-assisted schemes (i.e., pilot wire, phase comparison, and line current

differential) where the scheme is capable of tripping for loss of communications. The backup protective function would apply the requirement in the PRC-025-~~1~~2 standard using an appropriate option for the application from Table 1 (e.g., Options 14 through 19) for Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant.

~~In this particular case, the applicable responsible entity's directional relay R4 and R5 located on the breakers CB104 and CB105, respectively at Bus B looking into the generation plant are not included in either loadability standard (i.e., PRC-023 or PRC-025) since they are not subject to the stressed loading requirements described in the standard or by increased transmission system loading described in PRC-023. Any protective element set to protect in the direction from Bus A to B is included within the PRC-025-1 standard. PRC-025-1 is applicable to Relay R4 and R5, for example, if the relays are applied and set to trip for a reverse element directional toward the Transmission system.~~

Since Elements that connect the GSU transformer(s) to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant are applicable to the standard, the loadability for relays applied on these Elements as shown in the shaded area of Figure 2 (i.e., CB102, CB103, CB104, and CB105) must be considered. If relay R2, R3, R4, or R5 is set with an element directional toward the transmission system (e.g., Buses B, C and D) or are non-directional, the relay would be affected by increased generator output in response to system disturbances and must meet the loadability setting criteria described in the standard. If relay R2, R3, R4, or R5 is set with an element directional toward the generator (e.g., Bus A), the relay would not be affected by increased generator output in response to system disturbances; therefore, the entity would not be required to apply the loadability setting criteria described in this standard.

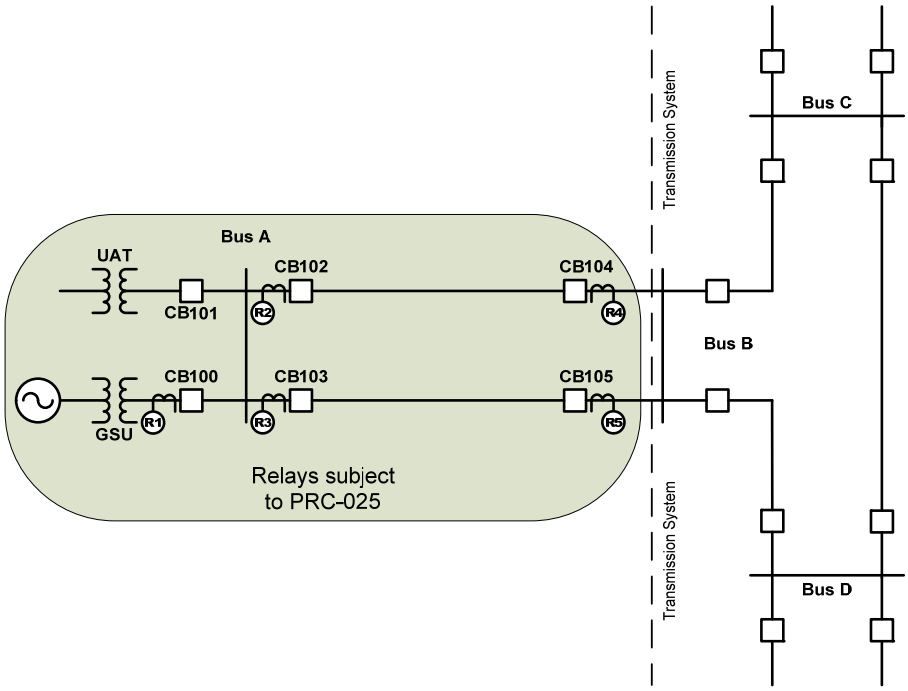


Figure 2~~.~~: Generation exported through multiple radial lines~~.~~

Figure 3

Figure 3 is example a single (or set) of generators exporting power dispersed through multiple lines to the Transmission system through a network. The protective relay R1 on the high-side of the GSU transformer breaker CB100 is generally applied to provide backup protection to the Transmission relaying located at Bus A and in some cases Bus C or Bus D. Under this application, relay R1 would apply the applicable loadability requirement in PRC-025-~~1~~2 using an appropriate option for the application from Table 1 (e.g., Options 14 through 19) for Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant.

Since the lines from Bus A to Bus C and from Bus A to Bus D are part of the transmission network, these lines would not be considered as Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant. Therefore, the applicable responsible entity would be responsible for the load-responsive protective relays R2 and R3 under the PRC-023 standard. The applicable responsible entity's loadability relays R4 and R5 located on the breakers CB104 and CB105 at Bus C and D are also subject to the requirements of the PRC-023 standard.

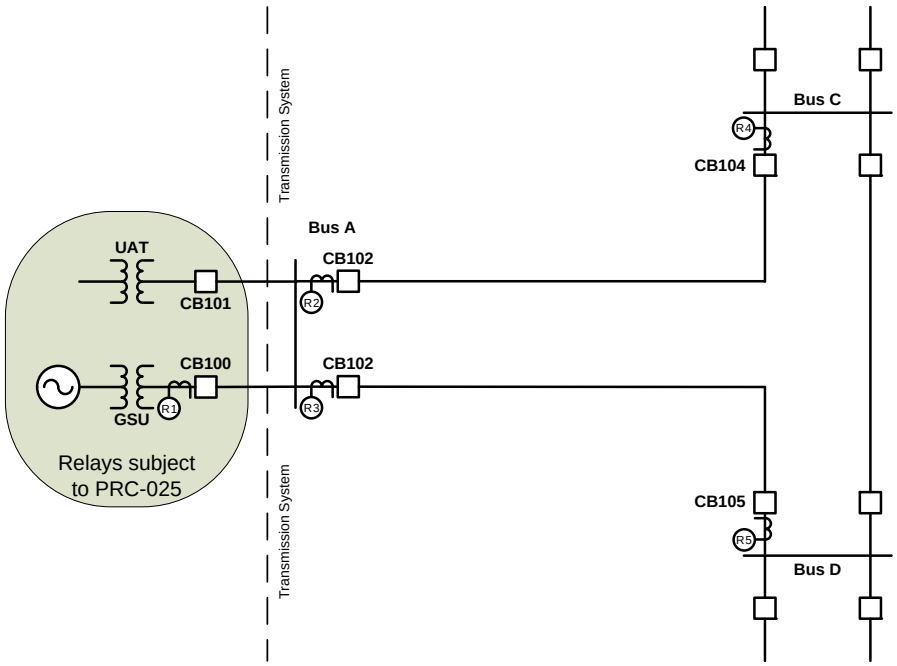


Figure 3~~.~~: Generation exported through a network~~.~~

~~Elements utilized in the aggregation of dispersed power producing resources (in some cases referred to as a "collector system") consist of the Elements between individual generating units and the common point of interconnection to the Transmission system.~~

This standard is also applicable to the UATs that supply station service power to support the on-line operation of generating units or generating plants. These transformers are variably referred to as station power, unit auxiliary transformer(s), or station service transformer(s) used to provide overall auxiliary power to the generator station when the generator is running. Inclusion of these transformers satisfies a directive in FERC Order No. 733, paragraph 104, which directs NERC to include in this standard a loadability requirement for relays used for overload protection of the UAT(s) that supply normal station service for a generating unit. The NERC System Protection and Control Subcommittee addressed low-side UAT protection in the document called

Unit Auxiliary Transformer Overcurrent Relay Loadability During a Transmission Depressed Voltage Condition,[19] March 2016.

Figure 4

Elements utilized in the aggregation of dispersed power producing resources (in some cases referred to as a "collector system" or "feeders") consist of the Elements between individual generating units and the common point of interconnection to the Transmission system.

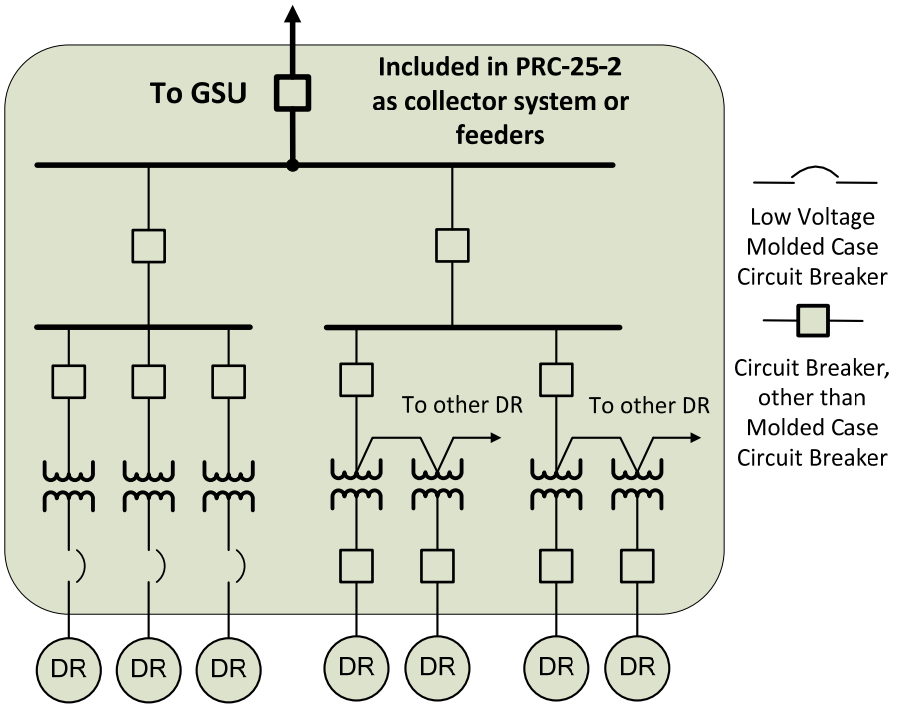


Figure-4: Elements utilized in the aggregation of dispersed power producing resources (DR)

[19] http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/NERC%20-%20SPCS%20UAT%20-%20FEB_2016_final.pdf.

Synchronous Generator Performance

When a synchronous generator experiences a depressed voltage, the generator will respond by increasing its Reactive Power output to support the generator terminal voltage. This operating condition, known as "field-forcing," results in the Reactive Power output exceeding the steady-state capability of the generator and may result in operation of generation system load-responsive protective relays if they are not set to consider this operating condition. The ability of the generating unit to withstand the increased Reactive Power output during field-forcing is limited by the field winding thermal withstand capability. The excitation limiter will respond to begin reducing the level of field-forcing in as little as one second, but may take much longer, depending on the level of field-forcing given the characteristics and application of the excitation system. Since this time may be longer than the time-delay of the generator load-responsive protective relay, it is important to evaluate the loadability to prevent its operation for this condition.

The generator bus voltage during field-forcing will be higher than the high-side voltage due to the voltage drop across the GSU transformer. When the relay voltage is supplied from the generator bus, it is necessary to assess loadability using the generator bus voltage. The criteria established within Table 1 are based on 0.85 per unit of ~~Transmission system~~the line nominal voltage. This voltage was widely observed during the events of August 14, 2003, and was determined during the analysis of the events to represent a condition from which the System may have recovered, had ~~not~~ other undesired behavior not occurred.

The dynamic load levels specified in Table 1 under column "~~Pickup~~ Setting Criteria" are representative of the maximum expected apparent power during field-forcing with the Transmission system voltage at 0.85 per unit, for example, at the high-side of the GSU transformer. These values are based on records from the events leading to the August 14, 2003 blackout, other subsequent System events, and simulations of generating unit responses to similar conditions. Based on these observations, the specified criteria represent conservative but achievable levels of Reactive Power output of the generator with a 0.85 per unit high-side voltage at the point of interconnection.

The dynamic load levels were validated by simulating the response of synchronous generating units to depressed Transmission system voltages for 67 different generating units. The generating units selected for the simulations represented a broad range of generating unit and excitation system characteristics as well as a range of Transmission system interconnection characteristics. The simulations confirmed, for units operating at or near the maximum Real Power output, that it is possible to achieve a Reactive Power output of 1.5 times the rated Real Power output when the Transmission system voltage is depressed to 0.85 per unit. While the simulations demonstrated that all generating units may not be capable of this level of Reactive Power output, the simulations confirmed that approximately 20 percent of the units modeled in the simulations could achieve these levels. On the basis of these levels, Table 1, Options 1a (i.e., 0.95 per unit) and 1b (i.e., 0.85 per unit), for example, are based on relatively simple, but conservative calculations of the high-side nominal voltage. In recognition that not all units are capable of achieving this level of output Option 1c (i.e., simulation) was developed to allow the Generator

Owner, Transmission Owner, or Distribution Provider to simulate the output of a generating unit when the simple calculation is not adequate to achieve the desired protective relay setting.

Dispersed Generation

This standard is applicable to dispersed generation such as wind farms and solar arrays. The intent of this standard is to ensure the aggregate facility as defined above will remain on-line during a system disturbance; therefore, all output load-responsive protective ~~elements~~relays associated with the facility are included in PRC-025.

Dispersed power producing resources with aggregate capacity greater than 75 MVA (gross aggregate nameplate rating) utilizing a system designed primarily for aggregating capacity, connected at a common point at a voltage of 100 kV or above are included in PRC-025-~~1~~2. Load-responsive protective relays that are applied on Elements that connect these individual generating units through the point of interconnection with the Transmission system are within the scope of PRC-025-~~1~~2. For example, feeder overcurrent relays and feeder step-up transformer overcurrent relays (see Figure ~~5~~6) are included because these relays are challenged by generator loadability.

In the case of solar arrays where there are multiple voltages utilized in converting the solar panel DC output to a 60Hz AC waveform, the "terminal" is defined at the 60Hz AC output of the inverter-solar panel combination.

Asynchronous Generator Performance

Asynchronous generators~~, however, do not have excitation systems and~~ will not respond to a disturbance with the same magnitude of apparent power that a synchronous generator will respond. Asynchronous generators, though, will support the system during a disturbance. Inverter-based generators will provide Real Power and Reactive Power (depending on the installed capability and regional grid code requirements) and may even provide a faster Reactive Power response than a synchronous generator. The magnitude of this response may slightly exceed the steady-state capability of the inverter but only for a short duration before ~~a crowbar function~~limiter functions will activate. Although induction generators will not inherently supply Reactive Power, induction generator installations may include static and/or dynamic reactive devices, depending on regional grid code requirements. These devices also may provide Real Power during a voltage disturbance. Thus, tripping asynchronous generators may exacerbate a disturbance.

Inverters, including wind turbines (i.e., Types 3 and 4) and photovoltaic solar, are commonly available with 0.90 power factor capability. This calculates to an apparent power magnitude of 1.11 per unit of rated MW.

Similarly, induction generator installations, including Type 1 and Type 2 wind turbines, often include static and/or dynamic reactive devices to meet grid code requirements and may have apparent power output similar to inverter-based installations; therefore, it is appropriate to use

the criteria established in the Table 1 (i.e., Options 4, 5, 6, 10, 11, 12, 17, 18, and 19) for asynchronous generator installations.

Synchronous Generator Simulation Criteria

The Generator Owner, Transmission Owner, or Distribution Provider who elects a simulation option to determine the synchronous generator performance on which to base relay settings may simulate the response of a generator by lowering the Transmission system voltage ~~on~~at the remote end of the line or at the high-side of the GSU transformer~~.~~ (as prescribed by the Table 1 criteria). This can be simulated by means such as modeling the connection of a shunt reactor ~~on~~at the ~~Transmission system to lower~~remote end of the line or at the GSU transformer high-side to lower the voltage to 0.85 per unit prior to field-forcing. The resulting step change in voltage is similar to the sudden voltage depression observed in parts of the Transmission system on August 14, 2003. The initial condition for the simulation should represent the generator at 100 percent of the maximum gross Real Power capability in MW as reported to the Transmission Planner. The simulation is used to determine the Reactive Power and voltage ~~to be used~~at the relay location to calculate relay ~~pickup~~ setting limits. The Reactive Power value obtained by simulation is the highest simulated level of Reactive Power achieved during field-forcing. The voltage value obtained by simulation is the simulated voltage coincident with the highest Reactive Power achieved during field-forcing. These values of Reactive Power and voltage correspond to the minimum apparent impedance and maximum current observed during field-forcing.

Phase Distance Relay – Directional Toward Transmission System (e.g., 21)

Generator phase distance relays that are directional toward the Transmission system, whether applied for the purpose of primary or backup GSU transformer protection, external system backup protection, or both, were noted during analysis of the August 14, 2003 disturbance event to have unnecessarily or prematurely tripped a number of generating units or generating plants, ~~contributing~~which contributed to the scope of that disturbance. Specifically, eight generators are known to have been tripped by this protection function. These options establish criteria for phase distance relays that are directional toward the Transmission system to help assure that generators, to the degree possible, will provide System support during disturbances in an effort to minimize the scope of those disturbances.

The phase distance relay that is directional toward the Transmission system measures impedance derived from the quotient of generator terminal voltage divided by generator stator current.

Section 4.6.1.1 of IEEE C37.102-2006, "Guide for AC Generator Protection," describes the purpose of this protection as follows (emphasis added):

> *"The distance relay applied for this function is intended to isolate the generator from the power system for a fault* ***that is not cleared by the transmission line breakers.*** *In some cases this relay is set with a very long reach. A condition that causes the generator voltage regulator to boost generator excitation for a sustained period may result in the system apparent impedance, as monitored*

> *at the generator terminals, to fall within the operating characteristics of the distance relay. Generally, a distance relay setting of 150% to 200% of the generator MVA rating at its rated power factor has been shown to provide good coordination for stable swings, system faults involving in-feed, and* ***normal loading conditions.*** *However, this setting may also result in failure of the relay to operate for some line faults where the line relays fail to clear. It is recommended that the setting of these relays be evaluated between the generator protection engineers and the system protection engineers* ***to optimize coordination while still protecting the turbine generator****. Stability studies may be needed to help determine a set point to optimize protection and coordination. Modern excitation control systems include overexcitation limiting and protection devices to protect the generator field, but the time delay before they reduce excitation is several seconds. In distance relay applications for which the voltage regulator action could cause an incorrect trip, consideration should be given to reducing the reach of the relay and/or coordinating the tripping time delay with the time delays of the protective devices in the voltage regulator. Digital multifunction relays equipped with load encroachment binders [sic] can prevent misoperation for these conditions.* ***Within its operating zone, the tripping time for this relay must coordinate with the longest time delay for the phase distance relays on the transmission lines connected to the generating substation bus.*** *With the advent of multifunction generator protection relays, it is becoming more common to use two-phase distance zones. In this case, the second zone would be set as previously described. When two zones are applied for backup protection, the first zone is typically set to see the substation bus (120% of the GSU transformer). This setting should be checked for coordination with the zone-1 element on the shortest line off of the bus. The normal zone-2 time-delay criteria would be used to set the delay for this element. Alternatively, zone-1 can be used to provide high-speed protection for phase faults, in addition to the normal differential protection, in the generator and iso-phase bus with partial coverage of the GSU transformer. For this application, the element would typically be set to 50% of the transformer impedance with little or no intentional time delay. It should be noted that it is possible that this element can operate on an out-of-step power swing condition and provide misleading targeting."*

If a mho phase distance relay that is directional toward the Transmission system cannot be set to maintain reliable fault protection and also meet the criteria in accordance with Table 1, there may be other methods available to do both, such as application of blinders to the existing relays,

implementation of lenticular characteristic relays, application of offset mho relays, or implementation of load encroachment characteristics. Some methods are better suited to improving loadability around a specific operating point, while others improve loadability for a wider area of potential operating points in the R-X plane. The operating point for a stressed System condition can vary due to the pre-event system conditions, severity of the initiating event, and generator characteristics such as Reactive Power capability.

For this reason, it is important to consider the potential implications of revising the shape of the relay characteristic to obtain a longer relay reach, as this practice may result in a relay characteristic that overlaps the capability of the generating unit when operating at a Real Power output level other than 100 percent of the maximum Real Power capability. Overlap of the relay characteristic and generator capability could result in tripping the generating unit for a loading condition within the generating unit capability. The examples in Appendix E of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document illustrate the potential for, and need to avoid, encroaching on the generating unit capability.

Phase Instantaneous Overcurrent Relay (e.g., 50)

The 50 element is a non-directional overcurrent element that typically has no intentional time delay. The primary application is for close-in high current faults where high speed operation is required or preferred. The instantaneous overcurrent elements are subject to the same loadability issues as the time overcurrent elements referenced in this standard.

Phase Time Overcurrent Relay (e.g., 51)

See ~~section 3.9.~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document for a detailed discussion of this protection function. Note that the ~~Table 1~~ setting criteria established within the Table 1 options differ from ~~section 3.9.2 of~~ the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document. Rather than establishing a uniform setting threshold of 200 percent of the generator MVA rating at rated power factor for all applications, the Table 1 setting criteria are based on the maximum expected generator Real Power output based on whether the generator ~~operates~~is a synchronous or asynchronous unit.

Phase Time Overcurrent Relay – Voltage-Restrained (e.g., 51V-R)

Phase time overcurrent voltage-restrained relays (e.g., 51V-R), which change their sensitivity as a function of voltage, whether applied for the purpose of primary or backup GSU transformer protection, for external system phase backup protection, or both, were noted, during analysis of the August 14, 2003 disturbance event to have unnecessarily or prematurely tripped a number of generating units or generating plants, contributing to the scope of that disturbance. Specifically, 20 generators are known to have been tripped by voltage-restrained and voltage-controlled protection functions together. These protective functions are variably referred to by IEEE function numbers 51V, 51R, 51VR, 51V/R, 51V-R, or other terms. See ~~section 3.10~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document for a detailed discussion of this protection function.

Phase Time Overcurrent Relay – Voltage Controlled (e.g., 51V-C)

Phase time overcurrent voltage-controlled relays (e.g., 51V-C), enabled as a function of voltage, are variably referred to by IEEE function numbers 51V, 51C, 51VC, 51V/C, 51V-C, or other terms. See ~~section 3.10~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document for a detailed discussion of this protection function.

Phase Directional ~~Time~~ Overcurrent Relay – Directional Toward Transmission System (e.g., 67)

See ~~section 3.9.~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document for a detailed discussion of the phase time overcurrent protection function. The basis for setting directional and non-directional ~~time~~ overcurrent relays is similar. Note that the ~~Table 1setting~~setting criteria established within the Table 1 options differ from ~~section 3.9.2~~ of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document. Rather than establishing a uniform setting threshold of 200 percent of the generator MVA rating at rated power factor for all applications, the Table 1 setting criteria are based on the maximum expected generator Real Power output based on whether the generator ~~operates~~is a synchronous or asynchronous unit.

Table 1, Options

Introduction

The margins in the Table 1 options are based on guidance found in the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document. The generator bus voltage during field-forcing will be higher than the high-side voltage due to the voltage drop across the GSU transformer. When the relay voltage is supplied from the generator bus, it is necessary to assess loadability using the generator bus voltage.

Relay Connections

Figures 45 and 56 below illustrate the connections for each of the Table 1 options provided in PRC-025-12, Attachment 1: Relay Settings, Table 1: Relay Loadability Evaluation Criteria.

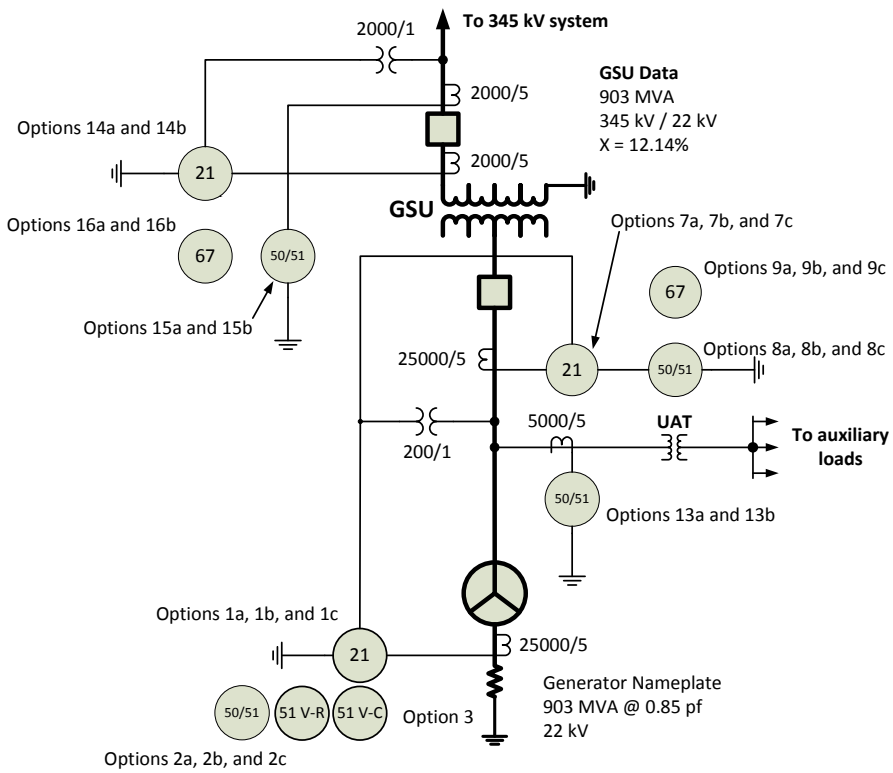


Figure 45: Relay Connection for corresponding synchronous options

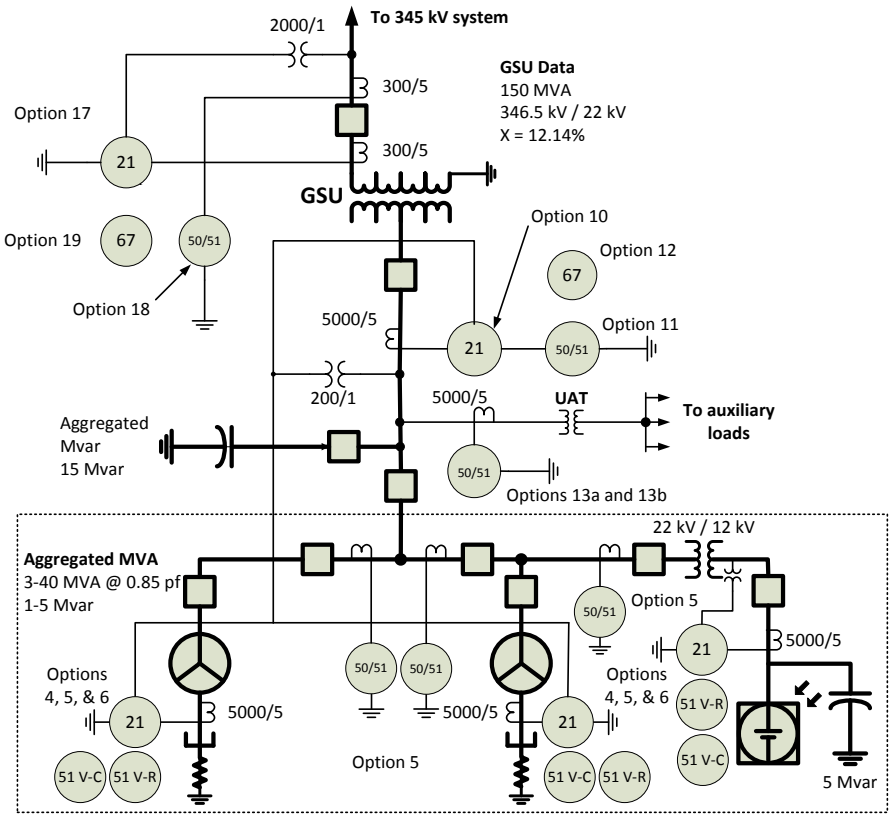


Figure ~~5.~~6: Relay Connection for corresponding asynchronous options including inverter-based installations~~.~~

Synchronous Generators Phase Distance Relay – Directional Toward Transmission System (e.g., 21) (Options 1a, 1b, and 1c)

Table 1, Options 1a, 1b, and 1c, are provided for assessing loadability for synchronous generators applying phase distance relays that are directional toward the Transmission system. These margins are based on guidance found in ~~section 3.1~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document.

Option 1a calculates a generator bus voltage corresponding to 0.95 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer. The generator bus voltage is calculated by multiplying ~~a~~the 0.95 per unit nominal voltage, at the high-side terminals of the GSU transformer ~~times~~, by the GSU transformer turns ratio (excluding the impedance). This ~~is the simplest~~

calculation ~~that approximates~~is a straightforward way to approximate the stressed system conditions.

Option 1b calculates the generator bus voltage corresponding to 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer. The voltage drop across the GSU transformer is calculated based on a 0.85 per unit nominal voltage at the high-side terminals of the GSU transformer ~~and accounts for~~as well as the turns ratio and impedance. The actual generator bus voltage may be higher depending on the GSU transformer impedance and the actual Reactive Power achieved. This calculation is a more ~~involved, more~~ in-depth and precise method for setting of the impedance element than Option 1a.

Option 1c simulates the generator bus voltage coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing. This output is in response to a 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer prior to field-forcing. Using simulation is a more involved, more precise setting of the impedance element overall.

For Options 1a and 1b, the impedance element ~~is~~shall be set less than the calculated impedance derived from ~~115percent~~115 percent of both: the Real Power output of 100 percent of the maximum gross MW capability reported to the Transmission Planner, and the Reactive Power output that equates to 150 percent of the MW value, derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor.

For Option 1c, the impedance element ~~is~~shall be set less than the calculated impedance derived from 115 percent of both: the Real Power output of 100 percent of the maximum gross MW capability reported to the Transmission Planner, and the Reactive Power output that equates to 100 percent of the maximum gross Mvar output during field-forcing as determined by simulation.

Synchronous Generators Phase ~~Time~~ Overcurrent Relay – (e.g., 50, 51, or 51V-R – Voltage -Restrained ~~(51V-R~~) (Options 2a, 2b, and 2c)

Table 1, Options 2a, 2b, and 2c, are provided for assessing loadability for synchronous generators applying phase ~~time~~ overcurrent relays ~~which change their sensitivity as a function of~~(e.g., 50, 51, or 51V-R – voltage ~~("voltage~~-restrained~~").~~). These margins are based on guidance found in ~~section 3.10~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document.

Option 2a calculates a generator bus voltage corresponding to 0.95 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer. The generator bus voltage is calculated by multiplying ~~a~~the 0.95 per unit nominal voltage, at the high-side terminals of the GSU transformer ~~times~~, by the GSU transformer turns ratio (excluding the impedance). This ~~is the simplest~~ calculation ~~that approximates~~is a straightforward way to approximate the stressed system conditions.

Option 2b calculates the generator bus voltage corresponding to 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer. The voltage drop across the GSU transformer

is calculated based on a 0.85 per unit nominal voltage at the high-side terminals of the GSU transformer ~~and accounts~~as well as for the turns ratio and impedance. The actual generator bus voltage may be higher depending on the GSU transformer impedance and the actual Reactive Power achieved. This calculation is a more ~~involved, more~~in-depth and precise method for setting of the overcurrent element than Option 2a.

Option 2c simulates the generator bus voltage coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing. This output is in response to a 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer prior to field-forcing. Using simulation is a more involved, more precise setting of the overcurrent element overall.

For Options 2a and 2b, the overcurrent element ~~is~~shall be set greater than 115 percent of the calculated current derived from both: the Real Power output of 100 percent of the maximum gross MW capability reported to the Transmission Planner, and the Reactive Power output that equates to 150 percent of the MW value, derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor.

For Option 2c, the overcurrent element ~~is~~shall be set greater than the calculated current derived from 115 percent of both: the Real Power output of 100 percent of the maximum gross MW capability reported to the Transmission Planner, and the Reactive Power output that equates to 100 percent of the maximum gross Mvar output during field-forcing as determined by simulation.

Synchronous Generators Phase Time Overcurrent Relay – Voltage Controlled (e.g., 51V-C) (Option 3)

Table 1, Option 3, is provided for assessing loadability for synchronous generators applying phase time overcurrent relays which are enabled as a function of voltage ("voltage-controlled"). These margins are based on guidance found in ~~section 3.10~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document.

Option 3 calculates the generator bus voltage corresponding to 1.0 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer. The generator bus voltage is calculated by multiplying ~~a~~the 1.0 per unit nominal voltage, at the high-side terminals of the GSU transformer ~~times~~, by the GSU transformer turns ratio (excluding the impedance). This is a simple calculation that approximates the stressed system conditions.

For Option 3, the voltage control setting ~~is~~shall be set less than 75 percent of the calculated generator bus voltage. The voltage setting must be set such that the function (e.g., 51V-C) will not trip under extreme emergency conditions as the time overcurrent function will be set less than generator full load current. Relays enabled as a function of voltage are indifferent as to the current setting, and this option simply requires that the relays not respond for the depressed voltage.

Asynchronous Generators Phase Distance Relay – Directional Toward Transmission System (e.g., 21) (Option 4)

Table 1, Option 4 is provided for assessing loadability for asynchronous generators applying phase distance relays that are directional toward the Transmission system. These margins are based on guidance found in ~~section 3.1~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document.

Option 4 calculates the generator bus voltage corresponding to 1.0 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer. The generator bus voltage is calculated by multiplying ~~a~~the 1.0 per unit nominal voltage, at the high-side terminals of the GSU transformer ~~times~~, by the GSU transformer turns ratio (excluding the impedance). This is a simple calculation that approximates the stressed system conditions.

Since the relay voltage is supplied from the generator bus, it is necessary to assess loadability using the generator-side voltage. Asynchronous generators do not produce as much Reactive Power as synchronous generators; the voltage drop due to Reactive Power flow through the GSU transformer is not as significant. Therefore, the generator bus voltage can be conservatively estimated by reflecting the high-side nominal voltage to the generator-side based on the GSU transformer's turns ratio.

For Option 4, the impedance element ~~is~~shall be set less than the calculated impedance derived from 130 percent of the maximum aggregate nameplate MVA output at rated power factor including the Mvar output of any static or dynamic Reactive Power devices. This is determined by summing the total MW and Mvar capability of the generation equipment behind the relay and any static or dynamic Reactive Power devices that contribute to the power flow through the relay.

Asynchronous Generators Phase ~~Time~~ Overcurrent Relay – (e.g., 50, 51, or 51V-R – Voltage ~~-~~Restrained ~~(51V-R) (Option 5~~) (Options 5a and 5b)

Table 1, Option ~~5~~5a is provided for assessing loadability for asynchronous generators applying phase ~~time~~ overcurrent relays ~~which change their sensitivity as a function of~~(e.g., 50, 51, or 51V-R – voltage ~~("voltage~~ restrained~~").~~). These margins are based on guidance found in ~~section 3.10~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document.

Option ~~5~~5a calculates the generator bus voltage corresponding to 1.0 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer. The generator bus voltage is calculated by multiplying ~~a~~the 1.0 per unit nominal voltage, at the high-side terminals of the GSU transformer ~~times~~, by the GSU transformer turns ratio (excluding the impedance). This is a simple calculation that approximates the stressed system conditions.

Since the relay voltage is supplied from the generator bus, it is necessary to assess loadability using the generator-side voltage. Asynchronous generators do not produce as much Reactive Power as synchronous generators; the voltage drop due to Reactive Power flow through the GSU

transformer is not as significant. Therefore, the generator bus voltage can be conservatively estimated by reflecting the high-side nominal voltage to the generator-side based on the GSU transformer's turns ratio.

For Option ~~5~~5a, the overcurrent element ~~is~~shall be set greater than 130 percent of the calculated current derived from the maximum aggregate nameplate MVA output at rated power factor including the Mvar output of any static or dynamic Reactive Power devices. This is determined by summing the total MW and Mvar capability of the generation equipment behind the relay and any static or dynamic Reactive Power devices that contribute to the power flow through the relay.

For Option 5b, the overcurrent element shall be set to exceed the maximum capability of the asynchronous resource and applicable equipment (e.g., windings, power electronics, cables, or bus). This is determined by summing the total current capability of the generation equipment behind the overcurrent element and any static or dynamic Reactive Power devices that contribute to the power flow through the overcurrent element. The lower tolerance of the overcurrent element tripping characteristic shall be set to not infringe upon the resource capability (including the Mvar output of the resource and any static or dynamic reactive power devices). Figure A of PRC-025-2 illustrates that the overcurrent element does not infringe upon the asynchronous resource capability. The upper hashed area of Figure A represents Exclusion 7.

Asynchronous Generator Phase Time Overcurrent Relays – Voltage Controlled (e.g., 51V-C) (Option 6)

Table 1, Option 6, is provided for assessing loadability for asynchronous generators applying phase time overcurrent relays which are enabled as a function of voltage ("voltage-controlled"). These margins are based on guidance found in ~~section 3.10~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document.

Option 6 calculates the generator bus voltage corresponding to 1.0 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer. The generator bus voltage is calculated by multiplying ~~a~~the 1.0 per unit nominal voltage, at the high-side terminals of the GSU transformer ~~times~~, by the GSU transformer turns ratio (excluding the impedance). This is a simple calculation that approximates the stressed system conditions.

For Option 6, the voltage control setting ~~is~~shall be set less than 75 percent of the calculated generator bus voltage. The voltage setting must be set such that the function (e.g., 51V-C) will not trip under extreme emergency conditions as the time overcurrent function will be set less than generator full load current. Relays enabled as a function of voltage are indifferent as to the current setting, and this option simply requires that the relays not respond for the depressed voltage.

Generator Step-up Transformer (Synchronous Generators) Phase Distance Relays – Directional Toward Transmission System (e.g., 21) (Options 7a, 7b, and 7c)

The Federal Energy Regulatory Commission, in FERC Order No. 733, paragraph 104, directs that NERC address relay loadability for protective relays applied on GSU transformers. These margins are based on guidance found in ~~section 3.1~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document.

Table 1, Options 7a, 7b, and 7c, are provided for assessing loadability ~~for GSU transformers applying~~of phase distance relays that are directional toward the Transmission system ~~on synchronous generators that are~~and connected to the generator-side of the GSU transformer of a synchronous generator. ~~Where~~For applications where the relay is connected on the high-side of the GSU transformer, use Option 14.

Option 7a calculates a generator bus voltage corresponding to 0.95 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer. The generator bus voltage is calculated by multiplying ~~a~~the 0.95 per unit nominal voltage, at the high-side terminals of the GSU transformer ~~times~~, by the GSU transformer turns ratio (excluding the impedance). This ~~is the simplest~~ calculation ~~that approximates~~is a straightforward way to approximate the stressed system conditions.

Option 7b calculates the generator bus voltage corresponding to 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer. The voltage drop across the GSU transformer is calculated based on ~~a~~the 0.85 per unit nominal voltage, at the high-side terminals of the GSU transformer ~~and accounts for~~, as well as the turns ratio and impedance. The actual generator bus voltage may be higher depending on the GSU transformer impedance and the actual Reactive Power achieved. This calculation is a more ~~involved, more~~in-depth and precise method for setting ~~of~~ the impedance element than Option 7a.

Option 7c simulates the generator bus voltage coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing. This output is in response to a 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer prior to field-forcing. Using simulation is a more ~~involved, more~~in-depth and precise method for setting ~~of~~ the ~~overcurrent~~impedance element ~~overall~~than Options 7a or 7b.

For Options 7a and 7b, the impedance element ~~is~~shall be set less than the calculated impedance derived from 115 percent of both: the Real Power output of 100 percent of the aggregate generation MW capability reported to the Transmission Planner, and the Reactive Power output that equates to 150 percent of the aggregate generation MW value~~,~~ (derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor~~-~~).

For Option 7c, the impedance element ~~is~~shall be set less than the calculated impedance derived from 115 percent of both: the Real Power output of 100 percent of the aggregate generation MW capability reported to the Transmission Planner, and the Reactive Power output that

equates to 100 percent of the maximum gross Mvar output during field-forcing as determined by simulation.

Generator Step-up Transformer (Synchronous Generators) Phase ~~Time~~ Overcurrent Relay (e.g., 50 or 51) (Options 8a, 8b and 8c)

The Federal Energy Regulatory Commission, in FERC Order No. 733, paragraph 104, directs that NERC address relay loadability for protective relays applied on GSU transformers. Note that the setting criteria established within ~~these~~the Table 1 options differ from ~~section 3.9.~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document. Rather than establishing a uniform ~~setting~~loadability threshold of 200 percent of the generator nameplate MVA rating at rated power factor for all applications, the setting criteria are based on the maximum expected generator output.

Table 1, Options 8a, 8b, and 8c, are provided for assessing loadability ~~for GSU transformers applying~~of phase ~~time~~ overcurrent relays ~~on synchronous generators~~ that are connected to the generator-side of the GSU transformer of a synchronous generator. ~~Where~~For applications where the relay is connected on the high-side of the GSU transformer, use Option 15.

Option 8a calculates a generator bus voltage corresponding to 0.95 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer. The generator bus voltage is calculated by multiplying ~~a~~the 0.95 per unit nominal voltage, at the high-side terminals of the GSU transformer ~~times~~, by the GSU transformer turns ratio (excluding the impedance). This ~~is the simplest~~ calculation ~~that approximates~~is a straightforward way to approximate the stressed system conditions.

Option 8b calculates the generator bus voltage corresponding to 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer. The voltage drop across the GSU transformer is calculated based on ~~a~~the 0.85 per unit nominal voltage, at the high-side terminals of the GSU transformer ~~and accounts for~~, as well as the turns ratio and impedance. The actual generator bus voltage may be higher depending on the GSU transformer impedance and the actual Reactive Power achieved. This calculation is a more ~~involved, more~~in-depth and precise method for setting ~~of~~ the ~~impedance~~overcurrent element than Option 8a.

Option 8c simulates the generator bus voltage coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing. This output is in response to a 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer prior to field-forcing. Using simulation is a more ~~involved, more~~in-depth and precise method for setting ~~of~~ the overcurrent element ~~overall~~than Options 8a or 8b.

For Options 8a and 8b, the overcurrent element ~~is~~shall be set greater than 115 percent of the calculated current derived from both: the Real Power output of 100 percent of the aggregate generation MW capability reported to the Transmission Planner, and the Reactive Power output that equates to 150 percent of the aggregate generation MW value~~,~~ (derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor~~.~~).

For Option 8c, the overcurrent element ~~is~~shall be set greater than 115 percent of the calculated current derived from both: the Real Power output of 100 percent of the aggregate generation MW capability reported to the Transmission Planner, and the Reactive Power output that equates to 100 percent of the maximum gross Mvar output during field-forcing as determined by simulation.

Generator Step-up Transformer (Synchronous Generators) Phase Directional ~~Time~~ Overcurrent Relay – Directional Toward Transmission System (e.g., 67) (Options 9a, 9b and 9c)

The Federal Energy Regulatory Commission, in FERC Order No. 733, paragraph 104, directs that NERC address relay loadability for protective relays applied on GSU transformers. Note that the setting criteria established within ~~these~~the Table 1 options differ from ~~section 3.9.~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document. Rather than establishing a uniform ~~setting~~loadability threshold of 200 percent of the generator nameplate MVA rating at rated power factor for all applications, the setting criteria are based on the maximum expected generator output.

Table 1, Options 9a, 9b, and 9c, are provided for assessing loadability ~~for GSU transformers applying~~of phase directional ~~time~~ overcurrent relays directional toward the Transmission System that are connected to the generator-side of the GSU transformer of a synchronous generator. ~~Where~~For applications where the relay is connected on the high-side of the GSU transformer, use Option 16.

Option 9a calculates a generator bus voltage corresponding to 0.95 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer. The generator bus voltage is calculated by multiplying ~~a~~the 0.95 per unit nominal voltage, at the high-side terminals of the GSU transformer ~~times~~, by the GSU transformer turns ratio (excluding the impedance). This ~~is the simplest~~ calculation ~~that approximates~~is a straightforward way to approximate the stressed system conditions.

Option 9b calculates the generator bus voltage corresponding to 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer. The voltage drop across the GSU transformer is calculated based on ~~a~~the 0.85 per unit nominal voltage, at the high-side terminals of the GSU transformer ~~and accounts for~~, as well as the turns ratio and impedance. The actual generator bus voltage may be higher depending on the GSU transformer impedance and the actual Reactive Power achieved. This calculation is a more ~~involved, more~~in-depth and precise method for setting ~~of~~ the ~~impedance~~overcurrent element than Option 9a.

Option 9c simulates the generator bus voltage coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing. This output is in response to a 0.85 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer prior to field-forcing. Using simulation is a more ~~involved, more~~in-depth and precise method for setting ~~of~~ the overcurrent element ~~overall~~than Options 9a or 9b.

For Options 9a and 9b, the overcurrent element ~~is~~shall be set greater than 115 percent of the calculated current derived from both: the Real Power output of 100 percent of the aggregate generation MW capability reported to the Transmission Planner, and the Reactive Power output that equates to 150 percent of the aggregate generation MW value~~,~~ (derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor~~.~~).

For Option 9c, the overcurrent element ~~is~~shall be set greater than 115 percent of the calculated current derived from both: the Real Power output of 100 percent of the aggregate generation MW capability reported to the Transmission Planner, and the Reactive Power output that equates to 100 percent of the maximum gross Mvar output during field-forcing as determined by simulation.

Generator Step-up Transformer (Asynchronous Generators) Phase Distance Relay – Directional Toward Transmission System (e.g., 21) (Option 10)

The Federal Energy Regulatory Commission, in FERC Order No. 733, paragraph 104, directs that NERC address relay loadability for protective relays applied on GSU transformers. Table 1, Option 10 is provided for assessing loadability for GSU transformers applying phase distance relays that are directional toward the Transmission System that are connected to the generator-side of the GSU transformer of an asynchronous generator. These margins are based on guidance found in ~~section 3.1~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document. ~~Where~~For applications where the relay is connected on the high-side of the GSU transformer, use Option 17.

Option 10 calculates the generator bus voltage corresponding to 1.0 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer. The generator bus voltage is calculated by multiplying ~~a~~the 1.0 per unit nominal voltage, at the high-side terminals of the GSU transformer ~~times~~, by the GSU transformer turns ratio (excluding the impedance). This ~~is a simple~~ calculation ~~that approximates~~is a straightforward way to approximate the stressed system conditions.

Since the relay voltage is supplied from the generator bus, it is necessary to assess loadability using the generator-side voltage. Asynchronous generators do not produce as much Reactive Power as synchronous generators; hence the voltage drop due to Reactive Power flow through the GSU transformer is not as significant. Therefore, the generator bus voltage can be conservatively estimated by reflecting the high-side nominal voltage to the generator-side based on the GSU transformer's turns ratio.

For Option 10, the impedance element ~~is~~shall be set less than the calculated impedance, derived from 130 percent of the maximum aggregate nameplate MVA output at rated power factor, including the Mvar output of any static or dynamic Reactive Power devices. This is determined by summing the total MW and Mvar capability of the generation equipment behind the relay and any static or dynamic Reactive Power devices that contribute to the power flow through the relay.

Generator Step-up Transformer (Asynchronous Generators) Phase ~~Time~~ Overcurrent Relay (e.g., 50 or 51) (Option 11)

The Federal Energy Regulatory Commission, in FERC Order No. 733, paragraph 104, directs that NERC address relay loadability for protective relays applied on GSU transformers. Note that the setting criteria established within ~~these~~the Table 1 options differ from ~~section 3.9.~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document. Rather than establishing a uniform ~~setting~~loadability threshold of 200 percent of the generator nameplate MVA rating at rated power factor for all applications, the setting criteria are based on the maximum expected generator output.

Table 1, Option 11 is provided for assessing loadability ~~for GSU transformers applying~~of phase ~~time~~ overcurrent relays ~~on asynchronous generators~~ that are connected to the generator-side of the GSU transformer~~. Where~~ of an asynchronous generator. For applications where the relay is connected on the high-side of the GSU transformer, use Option 18.

Option 11 calculates the generator bus voltage corresponding to 1.0 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer. The generator bus voltage is calculated by multiplying ~~a~~the 1.0 per unit nominal voltage, at the high-side terminals of the GSU transformer ~~times~~, by the GSU transformer turns ratio (excluding the impedance). This ~~is a simple~~ calculation ~~that approximates~~is a straightforward way to approximate the stressed system conditions.

Since the relay current is supplied from the generator bus, it is necessary to assess loadability using the generator-side voltage. Asynchronous generators do not produce as much Reactive Power as synchronous generators; hence the voltage drop due to Reactive Power flow through the GSU transformer is not as significant. Therefore, the generator bus voltage can be conservatively estimated by reflecting the high-side nominal voltage to the generator-side based on the GSU transformer's turns ratio.

For Option 11, the overcurrent element ~~is~~shall be set greater than 130 percent of the calculated current derived from the maximum aggregate nameplate MVA output at rated power factor, including the Mvar output of any static or dynamic Reactive Power devices. This is determined by summing the total MW and Mvar capability of the generation equipment behind the relay and any static or dynamic Reactive Power devices that contribute to the power flow through the relay.

Generator Step-up Transformer (Asynchronous Generators) Phase Directional ~~Time~~ Overcurrent Relay – Directional Toward Transmission System (e.g., 67) (Option 12)

The Federal Energy Regulatory Commission, in FERC Order No. 733, paragraph 104, directs that NERC address relay loadability for protective relays applied on GSU transformers. Note that the setting criteria established within ~~these~~the Table 1 options differ from ~~section 3.9.~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document. Rather than establishing a uniform ~~setting~~loadability threshold of 200 percent of the generator nameplate MVA rating at rated power factor for all applications, the setting criteria are based on the maximum expected generator output.

Table 1, Option 12 is provided for assessing loadability ~~for GSU transformers applying~~of phase directional ~~time~~ overcurrent relays directional toward the Transmission System ~~on asynchronous generators~~ that are connected to the generator-side of the GSU transformer of an asynchronous generator. ~~Where~~For applications where the relay is connected on the high-side of the GSU transformer, use Option 19.

Option 12 calculates the generator bus voltage corresponding to 1.0 per unit nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer. The generator bus voltage is calculated by multiplying ~~a~~the 1.0 per unit nominal voltage, at the high-side terminals of the GSU transformer ~~times~~, by the GSU transformer turns ratio (excluding the impedance). This ~~is a simple~~ calculation ~~that approximates~~is a straightforward way to approximate the stressed system conditions.

Since the relay current is supplied from the generator bus, it is necessary to assess loadability using the generator-side voltage. Asynchronous generators do not produce as much Reactive Power as synchronous generators; hence the voltage drop due to Reactive Power flow through the GSU transformer is not as significant. Therefore, the generator bus voltage can be conservatively estimated by reflecting the high-side nominal voltage to the generator-side based on the GSU transformer's turns ratio.

For Option 12, the overcurrent element ~~is~~shall be set greater than 130 percent of the calculated current derived from the maximum aggregate nameplate MVA output at rated power factor, including the Mvar output of any static or dynamic Reactive Power devices. This is determined by summing the total MW and Mvar capability of the generation equipment behind the relay and any static or dynamic Reactive Power devices that contribute to the power flow through the relay.

Unit Auxiliary Transformers Phase ~~Time~~ Overcurrent Relay (e.g., 50 or 51) (Options 13a and 13b)

In FERC Order No. 733, paragraph 104, directs NERC to include in this standard a loadability requirement for relays used for overload protection of the UAT that supply normal station service for a generating unit. For the purposes of this standard, UATs provide the overall station power to support the unit at its maximum gross operation.

Table 1, Options 13a and 13b provide two options for addressing phase ~~time~~ overcurrent relaying applied at the high-side of UATs. The transformer high-side winding may be directly connected to the transmission grid or at the generator isolated phase bus (IPB) or iso-phase bus. Phase ~~time~~ overcurrent relays applied at the high-side of the UAT that remove the transformer from service resulting in an immediate (e.g., via lockout or auxiliary tripping relay operation) or consequential trip of the associated generator are to be compliant with the relay setting criteria in this standard. Due to the complexity of the application of low-side overload relays for single or multi-winding transformers, phase ~~time~~ overcurrent relaying applied ~~to~~at the low-side of the UAT are not addressed in this standard. The NERC System Protection and Control Subcommittee addressed low-side UAT protection in the document called "Unit Auxiliary Transformer Overcurrent Relay

Loadability During a Transmission Depressed Voltage Condition, March 2016." These relays include, but are not limited to, a relay used for arc flash protection, feeder protection relays, breaker failure, and relays whose operation may result in a generator runback. ~~Although the UAT is not directly in the output path from the generator to the Transmission system, it is an essential component for operation of the generating unit or plant.~~

Refer to the Figures ~~6~~7 and ~~7~~8 below for example configurations:

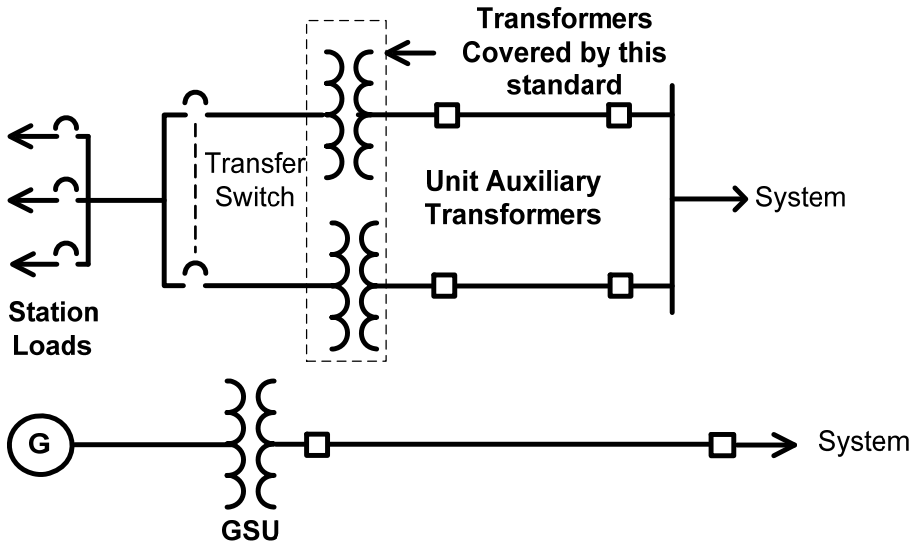


Figure ~~6 –~~ 7: Auxiliary Power System (independent from generator~~).~~)

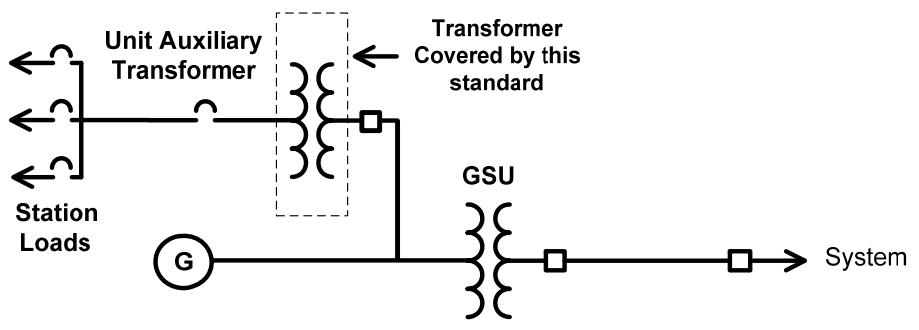


Figure ~~7~~ 8: Typical auxiliary power system for generation units or plants~~.~~

The UATs supplying power to the unit or plant electrical auxiliaries are sized to accommodate the maximum expected overall UAT load demand at the highest generator output. Although the transformer nameplate MVA size normally includes capacity for future loads as well as capacity for starting of large induction motors on the original unit or plant design, the nameplate MVA capacity of the transformer may be near full load.

Because of the various design and loading characteristics of UATs, two options (i.e., 13a and 13b) are provided to accommodate an entity's protection philosophy while preventing the UAT transformer phase ~~time~~ overcurrent relays from operating during the dynamic conditions anticipated by this standard.

Options 13a and 13b are based on the transformer bus voltage corresponding to 1.0 per unit nominal voltage on the high-side winding of the UAT.

For Option 13a, the overcurrent element shall be set greater than 150 percent of the calculated current derived from the UAT maximum nameplate MVA rating. This is a simple calculation that approximates the stressed system conditions.

For Option 13b, the overcurrent element shall be set greater than 150 percent of the UAT measured current at the generator maximum gross MW capability reported to the Transmission Planner. This allows for a reduced setting ~~pickup~~ compared to Option 13a and the ~~entity's~~ relay setting philosophy of the applicable entity. This is a more involved calculation that approximates the stressed system conditions by allowing the entity to consider the actual load placed on the UAT based on the generator's maximum gross MW capability reported to the Transmission Planner.

The performance of the UAT loads during stressed system conditions (i.e., depressed voltages) is very difficult to determine. Rather than requiring responsible entities to determine the response

of UAT loads to depressed voltage, the technical experts writing the standard elected to increase the margin to 150 percent from that used elsewhere in this standard (e.g., 115 percent) and use a generator bus voltage of 1.0 per unit. A minimum ~~pickup~~setting current based on 150 percent of maximum transformer nameplate MVA rating at 1.0 per unit generator bus voltage will provide adequate transformer protection based on IEEE C37.91 at full load conditions while providing sufficient relay loadability to prevent a trip of the UAT, and subsequent unit trip, due to increased UAT load current during stressed system voltage conditions. Even if the UAT is equipped with an automatic tap changer, the tap changer may not respond quickly enough for the conditions anticipated within this standard, and thus shall not be used to reduce this margin.

Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant (Synchronous Generators) Phase Distance Relays – Directional Toward Transmission System (e.g., 21) (Options 14a and 14b)

Relays applied on Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant are challenged by loading conditions similar to relays applied on generators and GSU transformers. These margins are based on guidance found in ~~section 3.1~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document. Relays applied on the high-side of the GSU transformer respond to the same quantities as the relays ~~connected on the~~applied at the remote end of the line for Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant, thus Option 14 is used for these relays as well.

Table 1, Options 14a and 14b, establish criteria for phase distance relays directional toward the Transmission system to prevent Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant from ~~operating~~tripping during the dynamic conditions anticipated by this standard. The stressed system conditions, anticipated by Option 14a reflects a 0.85 per unit ~~Transmission system~~of the line nominal voltage; therefore, establishing that the impedance value used for applying the Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant phase distance relays that are directional toward the Transmission system be calculated from the apparent power addressed within the criteria, with application of a 0.85 per unit ~~Transmission system~~of the line nominal voltage at the relay location. Consideration of the voltage drop across the GSU transformer is not necessary. Option 14b simulates the line voltage coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing in response to a 0.85 per unit ~~nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer prior to field-forcing.~~line nominal voltage at the remote end of the line prior to field-forcing. Using a 0.85 per unit line nominal voltage at the remote end of the line is representative of the lowest voltage expected during a depressed voltage condition on Elements that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant to the Transmission system. Using simulation is a more involved, more precise setting of the overcurrent element overall.

For Option 14a, the impedance element ~~is~~shall be set less than the calculated impedance derived from 115 percent of both: the Real Power output of 100 percent of the aggregate generation MW capability reported to the Transmission Planner, and the Reactive Power output that equates to 120 percent of the aggregate generation MW value, derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor. This Reactive Power value differs from the 150 percent multiplier used in other ~~application~~applications to account for the Reactive Power losses in the GSU transformer. This is a simple calculation that approximates the stressed system conditions.

For Option 14b, the impedance element ~~is~~shall be set less than the calculated impedance derived from 115 percent of both: the Real Power output of 100 percent of the aggregate generation MW capability reported to the Transmission Planner, and the Reactive Power output that equates to 100 percent of the maximum gross Mvar output during field-forcing as determined by simulation. Option 14b uses the simulated line voltage at the relay location coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing in response to a 0.85 per unit of the line nominal voltage at the remote end of the line prior to field-forcing. Using simulation is a more involved, more precise setting of the impedance element overall.

Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant (Synchronous Generators) Phase Time Overcurrent Relay (e.g., 50 or 51) (Options 15a and 15b)

Relays applied on Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant are challenged by loading conditions similar to relays applied on generators and GSU transformers. Note that the setting criteria established within ~~these~~the Table 1 options differ from ~~section 3.9.~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document. Rather than establishing a uniform setting threshold of 200 percent of the generator nameplate MVA rating at rated power factor for all applications, the setting criteria are based on the maximum expected generator output. Relays applied on the high-side of the GSU transformer respond to the same quantities as the relays ~~connected on the~~applied at the remote end of the line for Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant, thus Option 15 is used for these relays as well.

Table 1, Options 15a and 15b, establish criteria for phase instantaneous and/or time overcurrent relays to prevent Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant from ~~operating~~tripping during the dynamic conditions anticipated by this standard. The stressed system conditions, anticipated by Option 15a reflects a 0.85 per unit ~~Transmission system~~of the line nominal voltage at the relay location; therefore, establishing that the current value used for applying the Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant phase instantaneous and/or time overcurrent relays be calculated from the apparent power addressed

within the criteria, with application of a 0.85 per unit ~~Transmission system~~of the line nominal voltage at the relay location. Consideration of the voltage drop across the GSU transformer is not necessary. Option 15b simulates the line voltage coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing in response to a 0.85 per unit ~~nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer prior to field-forcing.~~line nominal voltage at the remote end of the line prior to field-forcing. Using a 0.85 per unit line nominal voltage at the remote end of the line is representative of the lowest voltage expected during a depressed voltage condition on Elements that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant to the Transmission system. Using simulation is a more involved, more precise setting of the overcurrent element overall.

For Option 15a, the overcurrent element ~~is~~shall be set greater than 115 percent of the calculated current derived from both: the Real Power output of 100 percent of the aggregate generation MW capability reported to the Transmission Planner, and the Reactive Power output that equates to 120 percent of the aggregate generation MW value, derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor. This Reactive Power value differs from the 150 percent multiplier used in other ~~application~~applications to account for the Reactive Power losses in the GSU transformer. This is a simple calculation that approximates the stressed system conditions.

For Option 15b, the overcurrent element ~~is~~shall be set greater than 115 percent of the calculated current derived from both: the Real Power output of 100 percent of the aggregate generation MW capability reported to the Transmission Planner, and the Reactive Power output that equates to 100 percent of the maximum gross Mvar output during field-forcing as determined by simulation. Option 15b uses the simulated line voltage at the relay location coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing in response to a 0.85 per unit of the line nominal voltage at the remote end of the line prior to field-forcing. Using simulation is a more involved, more precise setting of the overcurrent element overall.

Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant (Synchronous Generators) Phase Directional ~~Time~~ Overcurrent Relay – Directional Toward Transmission System (e.g., 67) (Options 16a and 16b)

Relays applied on Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant are challenged by loading conditions similar to relays applied on generators and GSU transformers. Note that the setting criteria established within ~~these~~the Table 1 options differ from ~~section 3.9.~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document. Rather than establishing a uniform setting threshold of 200 percent of the generator nameplate MVA rating at rated power factor for all applications, the setting criteria are based on the maximum expected generator output. Relays applied on the high-side of the GSU transformer respond to the same quantities as the relays ~~connected on the~~applied at the remote end of the line for Elements that connect a GSU transformer to the

Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant, thus Option 16 is used for these relays as well.

Table 1, Options 16a and 16b, establish criteria for phase directional ~~time~~ overcurrent relays that are directional toward the Transmission system to prevent Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant from ~~operating~~tripping during the dynamic conditions anticipated by this standard. The stressed system conditions, anticipated by Option 16a reflects a 0.85 per unit ~~Transmission system~~of the line nominal voltage at the relay location; therefore, establishing that the current value used for applying the interconnection Facilities phase directional ~~time~~ overcurrent relays be calculated from the apparent power addressed within the criteria, with application of a 0.85 per unit ~~Transmission system~~of the line nominal voltage at the relay location. Consideration of the voltage drop across the GSU transformer is not necessary. Option 16b simulates the line voltage coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing in response to a 0.85 per unit ~~nominal voltage on the high-side terminals of the GSU transformer prior to field-forcing.~~line nominal voltage at the remote end of the line prior to field-forcing. Using a 0.85 per unit line nominal voltage at the remote end of the line is representative of the lowest voltage expected during a depressed voltage condition on Elements that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant to the Transmission system. Using simulation is a more involved, more precise setting of the overcurrent element overall.

For Option 16a, the overcurrent element ~~is~~shall be set greater than 115 percent of the calculated current derived from both: the Real Power output of 100 percent of the aggregate generation MW capability reported to the Transmission Planner, and the Reactive Power output that equates to 120 percent of the aggregate generation MW value, derived from the generator nameplate MVA rating at rated power factor. This Reactive Power value differs from the 150 percent multiplier used in other ~~application~~applications to account for the Reactive Power losses in the GSU transformer. This is a simple calculation that approximates the stressed system conditions.

For Option 16b, the overcurrent element ~~is~~shall be set greater than 115 percent of the calculated current derived from both: the Real Power output of 100 percent of the aggregate generation MW capability reported to the Transmission Planner, and the Reactive Power output that equates to 100 percent of the maximum gross Mvar output during field-forcing as determined by simulation. Option 16b uses the simulated line voltage at the relay location coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing in response to a 0.85 per unit of the line nominal voltage at the remote end of the line prior to field-forcing. Using simulation is a more involved, more precise setting of the overcurrent element overall.

Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant (Asynchronous Generators) Phase Distance Relay – Directional Toward Transmission System (e.g., 21) (Option 17)

Relays ~~applied on~~installed on the high-side of the GSU transformer, including relays installed on the remote end of the line, for Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant are challenged by loading conditions similar to relays applied on generators and GSU transformers. These margins are based on guidance found in ~~section 3.1~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document.

Table 1, Option 17 establishes criteria for phase distance relays that are directional toward the Transmission system to prevent Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant from ~~operating~~tripping during the dynamic conditions anticipated by this standard. Option 17 applies a 1.0 per unit line nominal voltage ~~on~~at the ~~high-side terminals of the GSU transformer~~relay location to calculate the impedance from the maximum aggregate nameplate MVA~~. Asynchronous generators do not produce as much Reactive Power as synchronous generators; the voltage drop due to Reactive Power flow through the GSU transformer is not as significant~~.

For Option 17, the impedance element ~~is~~shall be set less than the calculated impedance derived from 130 percent of the maximum aggregate nameplate MVA output at rated power factor including the Mvar output of any static or dynamic Reactive Power devices. This is determined by summing the total MW and Mvar capability of the generation equipment behind the relay and any static or dynamic Reactive Power devices that contribute to the power flow through the relay. This is a simple calculation that approximates the stressed system conditions.

Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant (Asynchronous Generators) Phase ~~Time~~ Overcurrent Relay (e.g., 50 and 51) (Option 18)

Relays ~~applied on~~installed on the high-side of the GSU transformer, including relays installed on the remote end of the line, for Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant are challenged by loading conditions similar to relays applied on generators and GSU transformers. Note that the setting criteria established within ~~these~~the Table 1 options differ from ~~section 3.9.~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document. Rather than establishing a uniform setting threshold of 200 percent of the generator nameplate MVA rating at rated power factor for all applications, the setting criteria are based on the maximum expected generator output.

Table 1, Option 18 establishes criteria for phase ~~time~~ overcurrent relays to prevent Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy

directly from a BES generating unit or generating plant from ~~operating~~tripping during the dynamic conditions anticipated by this standard. Option 18 applies a 1.0 per unit line nominal voltage ~~on~~at the ~~high-side terminals~~location of the ~~GSU transformer~~relay to calculate the current from the maximum aggregate nameplate MVA~~. Asynchronous generators do not produce as much Reactive Power as synchronous generators; the voltage drop due to Reactive Power flow through the GSU transformer is not as significant~~.

For Option 18, the overcurrent element ~~is~~shall be set greater than 130 percent of the calculated current derived from the maximum aggregate nameplate MVA output at rated power factor including the Mvar output of any static or dynamic Reactive Power devices. This is determined by summing the total MW and Mvar capability of the generation equipment behind the relay and any static or dynamic Reactive Power devices that contribute to the power flow through the relay. This is a simple calculation that approximates the stressed system conditions.

Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant (Asynchronous Generators) Phase Directional ~~Time~~ Overcurrent Relay – Directional Toward Transmission System (e.g., 67) (Option 19)

Relays ~~applied on~~installed on the high-side of the GSU transformer, including relays installed on the remote end of the line, for Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant are challenged by loading conditions similar to relays applied on generators and GSU transformers. Note that the setting criteria established within ~~these~~the Table 1 options differ from ~~section 3.9.~~Chapter 2 of the Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination technical reference document. Rather than establishing a uniform setting threshold of 200 percent of the generator nameplate MVA rating at rated power factor for all applications, the setting criteria are based on the maximum expected generator output.

Table 1, Option 19 establishes criteria for phase directional~~ time~~ overcurrent relays that are directional toward the Transmission system to prevent Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant from ~~operating~~tripping during the dynamic conditions anticipated by this standard. Option 19 applies a 1.0 per unit line nominal voltage ~~on~~at the ~~high-side terminals of the GSU transformer~~relay location to calculate the current from the maximum aggregate nameplate MVA~~. Asynchronous generators do not produce as much Reactive Power as synchronous generators; the voltage drop due to Reactive Power flow through the GSU transformer is not as significant~~.

For Option 19, the overcurrent element ~~is~~shall be set greater than 130 percent of the calculated current derived from the maximum aggregate nameplate MVA output at rated power factor including the Mvar output of any static or dynamic Reactive Power devices. This is determined by summing the total MW and Mvar capability of the generation equipment behind the relay and any static or dynamic Reactive Power devices that contribute to the power flow through the relay. This is a simple calculation that approximates the stressed system conditions.

Example Calculations

Introduction

Example Calculations	
Input Descriptions	**Input Values**
Synchronous Generator nameplate (MVA @ rated pf):	$GEN_{Synch_nameplate} = 903\ MVA$
	$pf = 0.85$
Generator rated voltage (Line-to-Line):	$V_{gen_nom} = 22\ kV$
Real Power output in MW as reported to the TP:	$P_{Synch_reported} = 700.0\ MW$
Generator step-up (GSU) transformer rating:	$MVA_{GSU} = 903\ MVA$
GSU transformer reactance (903 MVA base):	$X_{GSU} = 12.14\%$
GSU transformer MVA base:	$MVA_{base} = 767.6\ MVA$
GSU transformer turns ratio:	$GSU_{ratio} = \frac{22\ kV}{346.5\ kV}$
High-side nominal system voltage (Line-to-Line):	$V_{nom} = 345\ kV$
Current transformer (CT) ratio:	$CT_{ratio} = \frac{25000}{5}$
Potential transformer (PT) ratio low-side:	$PT_{ratio} = \frac{200}{1}$
PT ratio high-side:	$PT_{ratio_hv} = \frac{2000}{1}$
Unit auxiliary transformer (UAT) nameplate:	$UAT_{nameplate} = 60\ MVA$
UAT ~~low~~high-side voltage:	$V_{UAT} = 13.8\ kV$
UAT CT ratio:	$CT_{UAT} = \frac{5000}{5}$
CT high voltage ratio:	$CT_{ratio_hv} = \frac{2000}{5}$
Reactive Power output of static reactive device:	$MVAR_{static} = 15\ Mvar$

Example Calculations	
Reactive Power output of static reactive device generation:	$MVAR_{gen_static} = 5\ Mvar$
Asynchronous generator nameplate (MVA @ rated pf):	$GEN_{Asynch_nameplate} = 40\ MVA$
	$pf = 0.85$
Asynchronous CT ratio:	$CT_{Asynch_ratio} = \frac{5000}{5}$
Asynchronous high voltage CT ratio:	$CT_{Asynch_ratio_hv} = \frac{300}{5}$
CT remote substation bus	$CT_{ratio_remote_bus} = \frac{2000}{5}$

Example Calculations: Option 1a

Option 1a represents the simplest calculation for synchronous generators applying a phase distance relay (e.g., 21) directional toward the Transmission system.

Real Power output (P):

Eq. (1) $P = GEN_{Synch_nameplate} \times pf$

$P = 903\ MVA\ \times 0.85$

$P = 767.6\ MW$

Reactive Power output (Q):

Eq. (2) $Q = 150\% \times P$

$Q = 1.50 \times 767.6\ MW$

$Q = 1151.3\ Mvar$

Option 1a, Table 1 – Bus Voltage, calls for a 0.95 per unit of the high-side nominal voltage for the generator bus voltage (V_{gen}):

Eq. (3) $V_{gen} = 0.95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{ratio}$

$V_{gen} = 0.95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346.5\ kV}\right)$

$V_{gen} = 20.81\ kV$

Apparent power (S):

Eq. (4) $S = P_{Synch_reported} + jQ$

$S = 700.0\ MW + j1151.3\ Mvar$

$S = 1347.4\angle 58.7°\ MVA$

Primary impedance (Z_{pri}):

Eq. (5) $Z_{pri} = \frac{V_{gen}^2}{S^*}$

$Z_{pri} = \frac{(20.81\ kV)^2}{1347.4\angle -58.7°\ MVA}$

Example Calculations: Option 1a

$$Z_{pri} = 0.321\angle 58.7°\ \Omega$$

Secondary impedance (Z_{sec}):

Eq. (6) $$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{CT_{ratio}}{PT_{ratio}}$$

$$Z_{sec} = 0.321\angle 58.7°\ \Omega \times \frac{\frac{25000}{5}}{\frac{200}{1}}$$

$$Z_{sec} = 0.321\angle 58.7°\ \Omega \times 25$$

$$Z_{sec} = 8.035\angle 58.7°\ \Omega$$

To satisfy the 115% margin in Option 1a:

Eq. (7) $$Z_{\sec limit} = \frac{Z_{sec}}{115\%}$$

$$Z_{\sec limit} = \frac{8.035\angle 58.7°\ \Omega}{1.15}$$

$$Z_{\sec limit} = 6.9873\angle 58.7°\ \Omega$$

$$\theta_{transient\ load\ angle} = 58.7°$$

Assume a Mho distance impedance relay with a maximum torque angle (MTA) set at ~~85°,~~ 85° then the maximum allowable impedance reach is:

Eq. (8) $$Z_{max} < \frac{|Z_{\sec limit}|}{\cos(\theta_{MTA} - \theta_{transient\ load\ angle})}$$

$$Z_{max} < \frac{6.9873\ \Omega}{\cos(85.0° - 58.7°)}$$

$$Z_{max} < \frac{6.9873\ \Omega}{0.896}$$

$$Z_{max} < 7.793\angle 85.0°\ \Omega$$

Example Calculations: Options 1b and 7b

Option 1b represents a more complex, more precise calculation for synchronous generators applying a phase distance relay (e.g., 21) directional toward the Transmission system. This option requires calculating low-side voltage taking into account voltage drop across the GSU transformer. Similarly these calculations may be applied to Option 7b for GSU transformers applying a phase distance relay (e.g., 21) directional toward the Transmission system.

Real Power output (P):

Eq. (9) $$P = GEN_{Synch_nameplate} \times pf$$

$$P = 903\ MVA\ \times 0.85$$

$$P = 767.6\ MW$$

Reactive Power output (Q):

Eq. (10) $$Q = 150\% \times P$$

$$Q = 1.50 \times 767.6\ MW$$

$$Q = 1151.3\ Mvar$$

Convert Real Power, Reactive Power, and transformer reactance to per unit values on a 767.6 MVA base (MVA_{base}):

Real Power output (P):

Eq. (11) $$P_{pu} = \frac{P_{Synch_reported}}{MVA_{base}}$$

$$P_{pu} = \frac{700.0\ MW}{767.6\ MVA}$$

$$P_{pu} = 0.91\ p.u.$$

Reactive Power output (Q):

Eq. (12) $$Q_{pu} = \frac{Q}{MVA_{base}}$$

$$Q_{pu} = \frac{1151.3\ Mvar}{767.6\ MVA}$$

$$Q_{pu} = 1.5\ p.u.$$

Example Calculations: Options 1b and 7b

Transformer impedance (X_{pu}):

Eq. (13) $$X_{pu} = X_{GSU(old)} \times \left(\frac{MVA_{base}}{MVA_{GSU}}\right)$$

$$X_{pu} = 12.14\% \times \left(\frac{767.6\ MVA}{903\ MVA}\right)$$

$$X_{pu} = 0.1032\ p.u.$$

Using the formula below; calculate the low-side GSU transformer voltage ($V_{low\text{-}side}$) using 0.85 p.u. high-side voltage ($V_{high\text{-}side}$). ~~Estimate~~Assume initial low-side voltage to be 0.95 p.u. and repeat the calculation as necessary until $V_{low\text{-}side}$ converges. A convergence of less than one percent (<1%) between iterations is considered sufficient:

Eq. (14) $$\theta_{low-side} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times |X_{pu}|)}{(|V_{low-side}| \times |V_{high-side}|)}\right]$$

$$\theta_{low-side} = \sin^{-1}\left[\frac{(0.91 \times 0.1032)}{(0.95 \times 0.85)}\right]$$

$$\theta_{low-side} = 6.7°$$

Eq. (15)

~~Eq. (15)~~ $$|V_{low-side}| = \frac{|V_{high-side}| \times \cos(\theta_{low-side}) \pm \sqrt{|V_{high-side}|^2 \times \cos^2(\theta_{low-side}) + 4 \times Q_{pu} \times}}{2}$$

Deleted Cells

$$|V_{low-side}| = \frac{|0.85| \times \cos(6.7°) \pm \sqrt{|0.85|^2 \times \cos^2(6.7°) + 4 \times 1.5 \times 0.1032}}{2}$$

$$|V_{low-side}| = \frac{|0.85| \times 0.9931 \pm \sqrt{0.7225 \times 0.9864 + 0.6192}}{2}$$

$$|V_{low-side}| = \frac{0.8441 \pm 1.1541}{2}$$

$$|V_{low-side}| = 0.9991\ p.u.$$

Example Calculations: Options 1b and 7b

Use the new estimated $V_{low\text{-}side}$ value of 0.9991 per unit for the second iteration:

Eq. (16) $$\theta_{low-side} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times |X_{pu}|)}{(|V_{low-side}| \times [V_{high-side}])}\right]$$

$$\theta_{low-side} = \sin^{-1}\left[\frac{(0.91 \times 0.1032)}{(0.9991 \times 0.85)}\right]$$

$$\theta_{low-side} = 6.3°$$

Eq. (17)

~~Eq. (17)~~ $$|V_{low-side}| = \frac{|V_{high-side}| \times \cos(\theta_{low-side}) \pm \sqrt{|V_{high-side}|^2 \times \cos^2(\theta_{low-side}) + 4 \times Q_{pu} \times}}{2}$$

Deleted Cells

$$|V_{low-side}| = \frac{|0.85| \times \cos(6.3°) \pm \sqrt{|0.85|^2 \times \cos^2(6.3°) + 4 \times 1.5 \times 0.1032}}{2}$$

$$|V_{low-side}| = \frac{|0.85| \times 0.9940 \pm \sqrt{0.7225 \times 0.9880 + 0.6192}}{2}$$

$$|V_{low-side}| = \frac{0.8449 \pm 1.1546}{2}$$

$$|V_{low-side}| = 0.9998\ p.u.$$

To account for system high-side nominal voltage and the transformer tap ratio:

Eq. (18) $$V_{bus} = |V_{low-side}| \times V_{nom} \times GSU_{ratio}$$

$$V_{bus} = 0.9998\ p.u. \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346.5\ kV}\right)$$

$$V_{bus} = 21.90\ kV$$

Apparent power (S):

Eq. (19) $$S = P_{Synch_reported} + jQ$$

$$S = 700.0\ MW + j1151.3\ Mvar$$

$$S = 1347.4\angle 58.7°\ MVA$$

Example Calculations: Options 1b and 7b

Primary impedance (Z_{pri}):

Eq. (20) $$Z_{pri} = \frac{V_{bus}^2}{S^*}$$

$$Z_{pri} = \frac{(21.90\ kV)^2}{1347.4\angle -58.7°\ MVA}$$

$$Z_{pri} = 0.356\angle 58.7°\ \Omega$$

Secondary impedance (Z_{sec}):

Eq. (21) $$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{CT_{ratio}}{PT_{ratio}}$$

$$Z_{sec} = 0.356\angle 58.7°\ \Omega \times \frac{\frac{25000}{5}}{\frac{200}{1}}$$

$$Z_{sec} = 0.356\angle 58.7°\ \Omega \times 25$$

$$Z_{sec} = 8.900\angle 58.7°\ \Omega$$

To satisfy the 115% margin in Options 1b and 7b:

Eq. (22) $$Z_{\sec limit} = \frac{Z_{sec}}{115\%}$$

$$Z_{\sec limit} = \frac{8.900\angle 58.7°\ \Omega}{1.15}$$

$$Z_{\sec limit} = 7.74\angle 58.7°\ \Omega$$

$$\theta_{transient\ load\ angle} = 58.7°$$

Assume a Mho distance impedance relay with a maximum torque angle (MTA) set at ~~85°,~~85°, then the maximum allowable impedance reach is:

Eq. (23) $$Z_{max} < \frac{|Z_{\sec limit}|}{\cos(\theta_{MTA} - \theta_{transient\ load\ angle})}$$

$$Z_{max} < \frac{7.74\ \Omega}{\cos(85.0° - 58.7°)}$$

Example Calculations: Options 1b and 7b

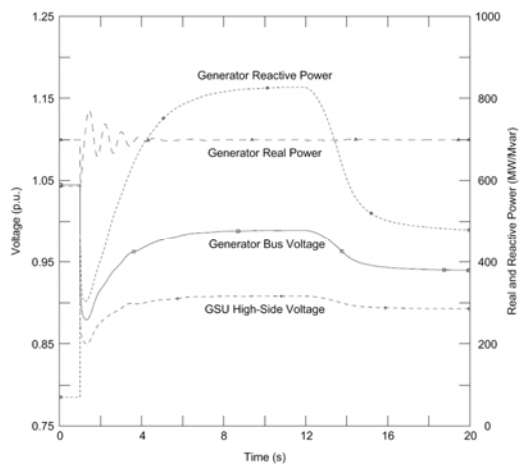
$$Z_{max} < \frac{7.74\ \Omega}{0.8965}$$

$$Z_{max} < \ 8.633\angle 85.0°\ \Omega$$

Example Calculations: Options 1c and 7c

Option 1c represents a more involved, more precise setting of the impedance element. This option requires determining maximum generator Reactive Power output during field-forcing and the corresponding generator bus voltage. Once these values are determined, the remainder of the calculation is the same as Options 1a and 1b.

The generator Reactive Power and generator bus voltage are determined by simulation. The maximum Reactive Power output on the low-side of the GSU transformer during field-forcing is used as this value will correspond to the lowest apparent impedance. The corresponding generator bus voltage is also used in the calculation. Note that although the excitation limiter reduces the field, the duration of the Reactive Power output achieved for this condition is sufficient to operate a phase distance relay.



~~The generator Reactive Power and generator bus voltage are determined by simulation. The maximum Reactive Power output on the low-side of the GSU transformer during field-forcing is used as this value will correspond to the lowest apparent impedance. The corresponding generator bus voltage is also used in the calculation. Note that although the excitation limiter reduces the field, the duration of the Reactive Power output achieved for this condition is sufficient to operate a phase distance relay.~~

In this simulation the following values are derived:

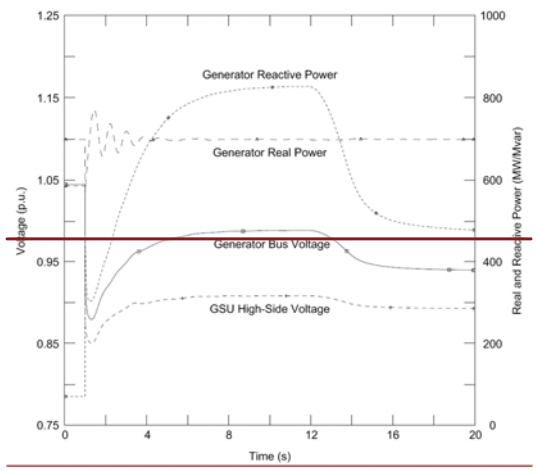
$$Q = 827.4\ Mvar$$

$$V_{bus_simulated} = 0.989 \times V_{gen_nom} = 21.76\ kV$$

Example Calculations: Options 1c and 7c

The other value required is the Real Power output which is modeled in the simulation at 100% of the gross MW capability reported to the Transmission Planner. In this case:

$$P_{Synch_reported} = 700.0\ MW$$



Apparent power (S):

Eq. (24) $$S = P_{Synch_reported} + jQ$$

$$S = 700.0\ MW + j827.4\ Mvar$$

$$S = 1083.8\angle 49.8°\ MVA$$

Primary impedance (Z_{pri}):

Eq. (25) $$Z_{pri} = \frac{V_{bus_simulated}^2}{S^*}$$

$$Z_{pri} = \frac{(21.76\ kV)^2}{1083.8\angle -49.8°\ MVA}$$

$$Z_{pri} = 0.437\angle 49.8°\ \Omega$$

Example Calculations: Options 1c and 7c

Secondary impedance (Z_{sec}):

Eq. (26) $$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{CT_{ratio}}{PT_{ratio}}$$

$$Z_{sec} = 0.437\angle 49.8° \ \Omega \times \frac{\frac{25000}{5}}{\frac{200}{1}}$$

$$Z_{sec} = 0.437\angle 49.8° \ \Omega \times 25$$

$$Z_{sec} = 10.92\angle 49.8° \ \Omega$$

To satisfy the 115% margin in the requirement in Options 1c and 7c:

Eq. (27) $$Z_{\sec limit} = \frac{Z_{sec}}{115\%}$$

$$Z_{\sec limit} = \frac{10.92\angle 49.8° \ \Omega}{1.15}$$

$$Z_{\sec limit} = 9.50\angle 49.8° \ \Omega$$

$$\theta_{transient\ load\ angle} = 49.8°$$

Assume a Mho distance impedance relay with a maximum torque angle (MTA) set at 85˚, then the maximum allowable impedance reach is:

Eq. (28) $$Z_{max} < \frac{|Z_{\sec limit}|}{\cos(\theta_{MTA} - \theta_{transient\ load\ angle})}$$

$$Z_{max} < \frac{9.50 \ \Omega}{\cos(85.0^{\circ} - 49.8°)}$$

$$Z_{max} < \frac{9.50 \ \Omega}{0.8171}$$

$$Z_{max} < \ 11.63\angle 85.0° \ \Omega$$

Example Calculations: Option 2a

Option 2a represents the simplest calculation for synchronous generators applying a phase ~~time~~ overcurrent (e.g., 50, 51, or 51V-R – voltage restrained) ~~voltage restrained~~ relay:

Real Power output (P):

Eq. (29) $$P = GEN_{Synch_nameplate} \times pf$$

$$P = 903\ MVA\ \times 0.85$$

$$P = 767.6\ MW$$

Reactive Power output (Q):

Eq. (30) $$Q = 150\% \times P$$

$$Q = 1.50 \times 767.6\ MW$$

$$Q = 1151.3\ Mvar$$

Option 2a, Table 1 – Bus Voltage, calls for a 0.95 per unit of the high-side nominal voltage for the generator bus voltage (V_{gen}):

Eq. (31) $$V_{gen} = 0.95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{ratio}$$

$$V_{gen} = 0.95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346.5\ kV}\right)$$

$$V_{gen} = 20.81\ kV$$

Apparent power (S):

Eq. (32) $$S = P_{Synch_reported} + jQ$$

$$S = 700.0\ MW + j1151.3\ Mvar$$

$$S = 1347.4\angle 58.7°\ MVA$$

Primary current (I_{pri}):

Eq. (33) $$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$

$$I_{pri} = \frac{1347.4\ MVA}{1.73 \times 20.81\ kV}$$

Example Calculations: Option 2a

$$I_{pri} = 37383\ A$$

Secondary current (I_{sec}):

Eq. (34) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{CT_{ratio}}$$

$$I_{sec} = \frac{37383\ A}{\frac{25000}{5}}$$

$$I_{sec} = 7.477\ A$$

To satisfy the 115% margin in Option 2a:

Eq. (35) $$I_{\sec limit} > I_{sec} \times 115\%$$

$$I_{\sec limit} > 7.477\ A \times 1.15$$

$$I_{\sec limit} > 8.598\ A$$

Example Calculations: Option 2b

Option 2b represents a more complex calculation for synchronous generators applying a phase ~~time~~ overcurrent (e.g., 50, 51, or 51V-R – voltage restrained) ~~voltage restrained~~ relay:

Real Power output (P):

Eq. (36) $$P = GEN_{Synch_nameplate} \times pf$$

$$P = 903\ MVA\ \times 0.85$$

$$P = 767.6\ MW$$

Reactive Power output (Q):

Eq. (37) $$Q = 150\% \times P$$

$$Q = 1.50 \times 767.6\ MW$$

$$Q = 1151.3\ Mvar$$

Example Calculations: Option 2b

Convert Real Power, Reactive Power, and transformer reactance to per unit values on 767.6 MVA base (MVA_{base}).

Real Power output (P):

Eq. (38) $$P_{pu} = \frac{P_{Synch_reported}}{MVA_{base}}$$

$$P_{pu} = \frac{700.0\ MW}{767.6\ MVA}$$

$$P_{pu} = 0.91\ p.u.$$

Reactive Power output (Q):

Eq. (39) $$Q_{pu} = \frac{Q}{MVA_{base}}$$

$$Q_{pu} = \frac{1151.3\ Mvar}{767.6\ MVA}$$

$$Q_{pu} = 1.5\ p.u.$$

Transformer impedance:

Eq. (40) $$X_{pu} = X_{GSU(old)} \times \frac{MVA_{base}}{MVA_{GSU}}$$

$$X_{pu} = 12.14\% \times \left(\frac{767.6\ MVA}{903\ MVA}\right)$$

$$X_{pu} = 0.1032\ p.u.$$

Using the formula below; calculate the low-side GSU transformer voltage ($V_{low\text{-}side}$) using 0.85 p.u. high-side voltage ($V_{high\text{-}side}$). ~~Estimate~~ Assume initial low-side voltage to be 0.95 p.u. and repeat the calculation as necessary until $V_{low\text{-}side}$ converges. A convergence of less than one percent (<1%) between iterations is considered sufficient:

Eq. (41) $$\theta_{low-side} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times |X_{pu}|)}{(|V_{low-side}| \times [V_{high-side}])}\right]$$

$$\theta_{low-side} = \sin^{-1}\left[\frac{(0.91 \times 0.1032)}{(0.95 \times 0.85)}\right]$$

Example Calculations: Option 2b

$$\theta_{low-side} = 6.7°$$

Eq. (42)
$$|V_{low-side}| = \frac{|V_{high-side}| \times \cos(\theta_{low-side}) \pm \sqrt{|V_{high-side}|^2 \times \cos^2(\theta_{low-side}) + 4 \times Q_{pu} \times X_{pu}}}{2}$$

$$|V_{low-side}| = \frac{|0.85| \times \cos(6.7°) \pm \sqrt{|0.85|^2 \times \cos^2(6.7°) + 4 \times 1.5 \times 0.1032}}{2}$$

$$|V_{low-side}| = \frac{|0.85| \times 0.9931 \pm \sqrt{0.7225 \times 0.9864 + 0.6192}}{2}$$

$$|V_{low-side}| = \frac{0.8441 \pm 1.1541}{2}$$

$$|V_{low-side}| = 0.9991\ p.u.$$

Use the new estimated $V_{low-side}$ value of 0.9991 per unit for the second iteration:

Eq. (43)
$$\theta_{low-side} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times |X_{pu}|)}{(|V_{low-side}| \times [V_{high-side}])}\right]$$

$$\theta_{low-side} = \sin^{-1}\left[\frac{(0.91 \times 0.1032)}{(0.9991 \times 0.85)}\right]$$

$$\theta_{low-side} = 6.3°$$

Eq. (44)
$$|V_{low-side}| = \frac{|V_{high-side}| \times \cos(\theta_{low-side}) \pm \sqrt{|V_{high-side}|^2 \times \cos^2(\theta_{low-side}) + 4 \times Q_{pu} \times X_{pu}}}{2}$$

$$|V_{low-side}| = \frac{|0.85| \times \cos(6.3°) \pm \sqrt{|0.85|^2 \times \cos^2(6.3°) + 4 \times 1.5 \times 0.1032}}{2}$$

$$|V_{low-side}| = \frac{|0.85| \times 0.9940 \pm \sqrt{0.7225 \times 0.9880 + 0.6192}}{2}$$

$$|V_{low-side}| = \frac{0.8449 \pm 1.1546}{2}$$

$$|V_{low-side}| = 0.9998\ p.u.$$

Example Calculations: Option 2b

To account for system high-side nominal voltage and the transformer tap ratio:

Eq. (45) $$V_{bus} = |V_{low-side}| \times V_{nom} \times GSU_{ratio}$$

$$V_{bus} = 0.9998\, p.u. \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346.5\ kV}\right)$$

$$V_{bus} = 21.90\ kV$$

Apparent power (S):

Eq. (46) $$S = P_{Synch_reported} + jQ$$

$$S = 700.0\ MW + j1151.3\ Mvar$$

$$S = 1347.4\angle 58.7°\ MVA$$

Primary current (I_{pri}):

Eq. (47) $$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{bus}}$$

$$I_{pri} = \frac{1347.4\ MVA}{1.73 \times 21.90\ kV}$$

$$I_{pri} = 35553\ A$$

Secondary current (I_{sec}):

Eq. (48) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{CT_{ratio}}$$

$$I_{sec} = \frac{35553\ A}{\frac{25000}{5}}$$

$$I_{sec} = 7.111\ A$$

To satisfy the 115% margin in Option 2b:

Eq. (49) $$I_{\sec limit} > I_{sec} \times 115\%$$

Example Calculations: Option 2b

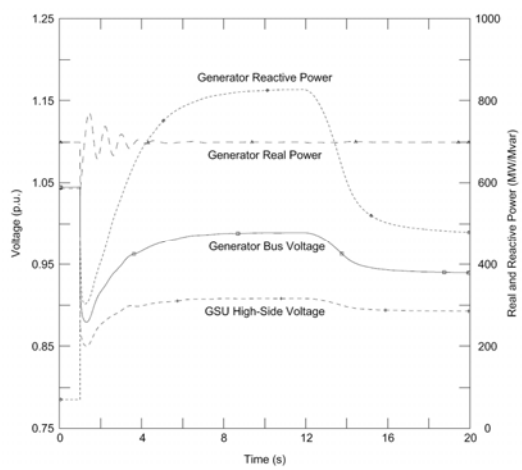
$$I_{\sec limit} > 7.111\ A \times 1.15$$

$$I_{\sec limit} > 8.178\ A$$

Example Calculations: Option 2c

Option 2c represents a more involved, more precise setting of the overcurrent element for the phase time overcurrent (51V-R) voltage restrained relay. This option requires determining maximum generator Reactive Power output during field-forcing and the corresponding generator bus voltage. Once these values are determined, the remainder of the calculation is the same as Options 2a and 2b.

The generator Reactive Power and generator bus voltage are determined by simulation. The maximum Reactive Power output on the low-side of the GSU transformer during field-forcing is used as this value will correspond to the highest current. The corresponding generator bus voltage is also used in the calculation. Note that although the excitation limiter reduces the field, the duration of the Reactive Power output achieved for this condition is sufficient to operate a voltage-restrained phase overcurrent relay.



Example Calculations: Option 2c

~~The generator Reactive Power and generator bus voltage are determined by simulation. The maximum Reactive Power output on the low-side of the GSU transformer during field-forcing is used as this value will correspond to the highest current. The corresponding generator bus voltage is also used in the calculation. Note that although the excitation limiter reduces the field, the duration of the Reactive Power output achieved for this condition is sufficient to operate a voltage-restrained phase overcurrent relay.~~

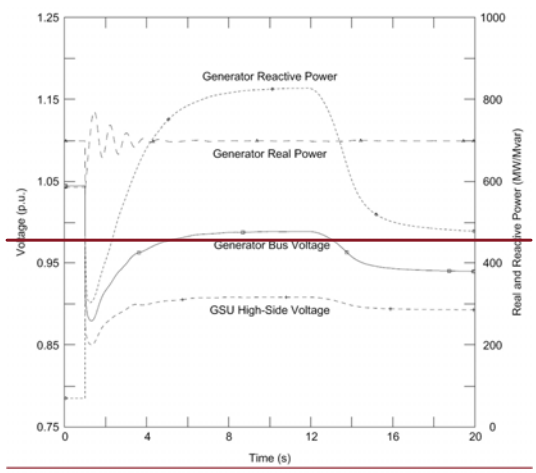
In this simulation the following values are derived:

$$Q = 827.4\ Mvar$$

$$V_{bus_simulated} = 0.989 \times V_{gen_nom} = 21.76\ kV$$

The other value required is the Real Power output which is modeled in the simulation at 100% of the gross MW capability reported to the Transmission Planner. In this case:

$$P_{Synch_reported} = 700.0\ MW$$



Apparent power (S):

Eq. (50) $S = P_{Synch_reported} + jQ$

$$S = 700.0\ MW + j827.4\ Mvar$$

$$S = 1083.8\angle 49.8°\ MVA$$

Example Calculations: Option 2c

Primary current (I_{pri}):

Eq. (51) $$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{bus_simulated}}$$

$$I_{pri} = \frac{1083.8\ MVA}{1.73 \times 21.76\ kV}$$

$$I_{pri} = 28790\ A$$

Secondary current (I_{sec}):

Eq. (52) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{CT_{ratio}}$$

$$I_{sec} = \frac{28790\ A}{\frac{25000}{5}}$$

$$I_{sec} = 5.758\ A$$

To satisfy the 115% margin in Option 2c:

Eq. (53) $$I_{\sec limit} > I_{sec} \times 115\%$$

$$I_{\sec limit} > 5.758\ A \times 1.15$$

$$I_{\sec limit} > 6.622\ A$$

Example Calculations: Options 3 and 6

Option 3 represents the only calculation for synchronous generators applying a phase time overcurrent (e.g., 51V-C) ~~– voltage controlled~~ relay (Enabled to operate as a function of voltage). Similarly, Option 6 uses the same calculation for asynchronous generators.

Options 3 and 6, Table 1 – Bus Voltage, calls for a 1.0 per unit of the high-side nominal voltage for the generator bus voltage (V_{gen}):

Eq. (54) $$V_{gen} = 1.0\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{ratio}$$

$$V_{gen} = 1.0 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346.5\ kV}\right)$$

Example Calculations: Options 3 and 6

$$V_{gen} = 21.9\ kV$$

The voltage setting shall be set less than 75% of the generator bus voltage:

Eq. (55) $V_{setting} < V_{gen} \times 75\%$

$$V_{setting} < 21.9\ kV\ \times 0.75$$

$$V_{setting} < 16.429\ kV$$

Example Calculations: Option 4

This represents the calculation for an asynchronous generator (including inverter-based installations) applying a phase distance relay (e.g., 21) – directional toward the Transmission system.

Real Power output (P):

Eq. (56) $P = GEN_{Asych_nameplate} \times pf$

$$P = 40\ MVA\ \times 0.85$$

$$P = 34.0\ MW$$

Reactive Power output (Q):

Eq. (57) $Q = GEN_{Async_nameplate} \times \sin(\cos^{-1}(pf))$

$$Q = 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0.85))$$

$$Q = 21.1\ Mvar$$

Option 4, Table 1 – Bus Voltage, calls for a 1.0 per unit of the high-side nominal voltage for the generator bus voltage (V_{gen}):

Eq. (58) $V_{gen} = 1.0\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{ratio}$

$$V_{gen} = 1.0 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346.5\ kV}\right)$$

$$V_{gen} = 21.9\ kV$$

Example Calculations: Option 4

Apparent power (S):

Eq. (59) $S = P + jQ$

$$S = 34.0\ MW + j21.1\ Mvar$$

$$S = 40.0\angle 31.8°\ MVA$$

Primary impedance (Z_{pri}):

Eq. (60) $Z_{pri} = \frac{V_{gen}^2}{S^*}$

$$Z_{pri} = \frac{(21.9\ kV)^2}{40.0\angle -31.8°\ MVA}$$

$$Z_{pri} = 11.99\ \angle 31.8°\ \Omega$$

Secondary impedance (Z_{sec}):

Eq. (61) $Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{CT_{Asynch_ratio}}{PT_{ratio}}$

$$Z_{sec} = 11.99\ \angle 31.8°\ \Omega \times \frac{\frac{5000}{5}}{\frac{200}{1}}$$

$$Z_{sec} = 11.99\ \angle 31.8°\ \Omega \times 5$$

$$Z_{sec} = 59.95\ \angle 31.8°\ \Omega$$

To satisfy the 130% margin in Option 4:

Eq. (62) $Z_{\sec limit} = \frac{Z_{sec}}{130\%}$

$$Z_{\sec limit} = \frac{59.95\angle 31.8°\ \Omega}{1.30}$$

$$Z_{\sec limit} = 46.12\angle 31.8°\ \Omega$$

$$\theta_{transient\ load\ angle} = 31.8°$$

Example Calculations: Option 4

Assume a Mho distance impedance relay with a maximum torque angle (MTA) set at 85˚, then the maximum allowable impedance reach is:

Eq. (63) $$Z_{max} < \frac{|Z_{\sec limit}|}{\cos(\theta_{MTA} - \theta_{transient\ load\ angle})}$$

$$Z_{max} < \frac{46.12\ \Omega}{\cos(85.0° - 31.8°)}$$

$$Z_{max} < \frac{46.12\ \Omega}{0.599}$$

$$Z_{max} < 77.0\angle 85.0°\ \Omega$$

Example Calculations: Option 5a

This represents the calculation for three asynchronous generators applying a phase ~~time~~ overcurrent (e.g., 50, 51, or 51V-R) ~~– voltage-restrained~~ relay. In this application it was assumed 20 Mvar of total static compensation was added.

Real Power output (P):

Eq. (64) $$P = 3 \times GEN_{Asynch_nameplate} \times pf$$

$$P = 3 \times 40\ MVA\ \times 0.85$$

$$P = 102.0\ MW$$

Reactive Power output (Q):

Eq. (65) $$Q = MVAR_{static} + MVAR_{gen_static} + \left(3 \times GEN_{Asynch_nameplate} \times \sin(\cos^{-1}(pf))\right)$$

$$Q = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0.85)))$$

$$Q = 83.2\ Mvar$$

Option 5, Table 1 – Bus Voltage, calls for a 1.0 per unit of the high-side nominal voltage for the generator bus voltage (V_{gen}):

Eq. (66) $$V_{gen} = 1.0\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{ratio}$$

Example Calculations: Option 5a

$$V_{gen} = 1.0 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346.5\ kV}\right)$$

$$V_{gen} = 21.9\ kV$$

Apparent power (S):

Eq. (67) $$S = P + jQ$$

$$S = 102.0\ MW + j83.2\ Mvar$$

$$S = 131.6\angle 39.2°\ MVA$$

Primary current (I_{pri}):

Eq. (68) $$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$

$$I_{pri} = \frac{131.6\angle -39.2°\ MVA}{1.73 \times 21.9\ kV}$$

$$I_{pri} = 3473\angle -39.2°\ A$$

Secondary current (I_{sec}):

Eq. (69) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{CT_{Asynch_ratio}}$$

$$I_{sec} = \frac{3473\angle -39.2°\ A}{\frac{5000}{5}}$$

$$I_{sec} = 3.473\angle -39.2°\ A$$

To satisfy the 130% margin in Option 5a:

Eq. (70) $$I_{\sec limit} > I_{sec} \times 130\%$$

$$I_{\sec limit} > 3.473\angle -39.2°\ A \times 1.30$$

$$I_{\sec limit} > 4.52\angle -39.2°\ A$$

Example Calculations: Option 5b

Similarly to Option 5a, this example represents the calculation for three asynchronous generators applying a phase overcurrent (e.g., 50, 51, or 51V-R) relay. In this application it was assumed that 20 Mvar of total static compensation was added.

Real Power output (P):

Eq. (71) $$P = 3 \times GEN_{Asynch_nameplate} \times pf$$

$$P = 3 \times 40\ MVA\ \times 0.85$$

$$P = 102.0\ MW$$

Reactive Power output (Q):

Eq. (72) $$Q = MVAR_{static} + MVAR_{gen_static} + \left(3 \times GEN_{Asynch_nameplate} \times \sin(\cos^{-1}(pf))\right)$$

$$Q = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0.85)))$$

$$Q = 83.2\ Mvar$$

Option 5b, Table 1 – Bus Voltage, calls for a 1.0 per unit of the high-side nominal voltage for the generator bus voltage (V_{gen}):

Eq. (73) $$V_{gen} = 1.0\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{ratio}$$

$$V_{gen} = 1.0 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346.5\ kV}\right)$$

$$V_{gen} = 21.9\ kV$$

Apparent power (S):

Eq. (74) $$S = P + jQ$$

$$S = 102.0\ MW + j83.2\ Mvar$$

$$S = 131.6\angle 39.2°\ MVA$$

Primary current (I_{pri}):

Eq. (75) $$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$

~~Example Calculations: Option 5b~~

$$I_{pri} = \frac{131.6\angle -39.2°\ MVA}{1.73 \times 21.9\ kV}$$

$$I_{pri} = 3473\angle -39.2°\ A$$

Secondary current (I_{sec}):

Eq. (76) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{CT_{Asynch_ratio}}$$

$$I_{sec} = \frac{3473\angle -39.2°\ A}{\frac{5000}{5}}$$

$$I_{sec} = 3.473\angle -39.2°\ A$$

To satisfy Option 5b, the lower tolerance of the overcurrent element tripping characteristic shall not infringe upon the resource capability (including the Mvar output of the resource and any static or dynamic reactive power devices) See Figure A for more details.

Example Calculations: Options 7a and 10

~~This~~ These examples represent~~s~~ the calculation for a mixture of asynchronous (i.e., Option 10) and synchronous (i.e., Option 7a) generation (including inverter-based installations) applying a phase distance relay (e.g., 21) – directional toward the Transmission system. In this application it was assumed 20 Mvar of total static compensation was added.

Synchronous Generation (Option 7a)

~~Real Power output (P_{sync}):~~

Real Power output (P_{sync}):

Eq. (~~71~~77) $$P_{Synch} = GEN_{Synch_nameplate} \times pf$$

$$P_{Synch} = 903\ MVA \times 0.85$$

$$P_{Synch} = 767.6\ MW$$

Example Calculations: Options 7a and 10

Reactive Power output (Q_{synch}):

Eq. (~~72~~78) $$Q_{Synch} = 150\% \times P_{Synch}$$

$$Q_{Synch} = 1.50 \times 767.6\ MW$$

$$Q_{Synch} = 1151.3\ MW$$

Apparent power (S_{Synch}):

Eq. (~~73~~79) $$S_{Synch} = P_{Synch_reported} + jQ_{Synch}$$

$$S_{Synch} = 700.0\ MW + j1151.3\ Mvar$$

Asynchronous Generation (Option 10)

~~Real Power output (P_{Asynch}):~~

Real Power output (P_{Asynch}):

Eq. (~~74~~80) $$P_{Asynch} = 3 \times GEN_{Asynch_nameplate} \times pf$$

$$P_{Asynch} = 3 \times 40\ MVA\ \times 0.85$$

$$P_{Asynch} = 102.0\ MW$$

Reactive Power output (Q_{Asynch}):

Eq. (~~75~~81) $$Q_{Asynch} = MVAR_{static} + MVAR_{gen_static} + \left(3 \times GEN_{Asynch_nameplate} \times \sin(\cos^{-1}(pf))\right)$$

$$Q_{Asynch} = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0.85)))$$

$$Q_{Asynch} = 83.2\ Mvar$$

Apparent power (S_{Asynch}):

Eq. (~~76~~82) $$S_{Asynch} = P_{Asynch} + jQ_{Asynch}$$

$$S_{Asynch} = 102.0\ MW + j83.2\ Mvar$$

Example Calculations: Options 7a and 10

Options 7a and 10, Table 1 – Bus Voltage, Option 7a specifies 0.95 per unit of the high-side nominal voltage for the generator bus voltage and Option 10 specifies 1.0 per unit of the high-side nominal voltage for generator bus voltage. Due to the presence of the synchronous generator, the 0.95 per unit bus voltage will be used as (V_{gen}) as it results in the most conservative voltage:

Eq. (~~77~~83)
$$V_{gen} = 0.95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{ratio}$$

$$V_{gen} = 0.95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346.5\ kV}\right)$$

$$V_{gen} = 20.81\ kV$$

Apparent power (S) accounted for 115% margin requirement for a synchronous generator and 130% margin requirement for an asynchronous generator:

Eq. (~~78~~84)
$$S = 115\% \times \left(P_{Synch_reported} + jQ_{Synch}\right) + 130\% \times \left(P_{Asynch} + jQ_{Asynch}\right)$$

$$S = 1.15 \times (700.0\ MW + j1151.3\ Mvar) + 1.30 \times (102.0\ MW + j83.2\ Mvar)$$

$$S = 1711.8\ \angle 56.8°\ MVA$$

Primary impedance (Z_{pri}):

Eq. (~~79~~85)
$$Z_{pri} = \frac{V_{gen}^2}{S^*}$$

$$Z_{pri} = \frac{(20.81\ kV)^2}{1711.8\angle -56.8°\ MVA}$$

$$Z_{pri} = 0.2527\angle 56.8°\ \Omega$$

Secondary impedance (Z_{sec}):

Eq. (~~80~~86)
$$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{CT_{ratio}}{PT_{ratio}}$$

$$Z_{sec} = 0.2527\angle 56.8°\ \Omega \times \frac{\frac{25000}{5}}{\frac{200}{1}}$$

$$Z_{sec} = 0.2527\angle 56.8°\ \Omega \times 25$$

Example Calculations: Options 7a and 10

$$Z_{sec} = 6.32\angle 56.8°\ \Omega$$

No additional margin is needed~~; therefore, the margin is 100%~~ because the synchronous apparent power has been multiplied by 1.15 (115%) and the asynchronous apparent power has been multiplied by 1.30 (130%) in Equation ~~85~~ 84 to satisfy the margin requirements in Options 7a and 10:

Eq. (~~81~~87)
$$Z_{\sec limit} = \frac{Z_{sec}}{100\%}$$

$$Z_{\sec limit} = \frac{6.32\ \angle 56.8°\ \Omega}{1.00}$$

$$Z_{\sec limit} = 6.32\ \angle 56.8°\ \Omega$$

$$\theta_{transient\ load\ angle} = 56.8°$$

Assume a Mho distance impedance relay with a maximum torque angle (MTA) set at 85˚, then the maximum allowable impedance reach is:

Eq. (~~82~~88)
$$Z_{max} < \frac{|Z_{\sec limit}|}{\cos(\theta_{MTA} - \theta_{transient\ load\ angle})}$$

$$Z_{max} < \frac{6.32\ \Omega}{\cos(85.0° - 56.8°)}$$

$$Z_{max} < \frac{6.32\ \Omega}{0.881}$$

$$Z_{max} < 7.17\angle 85.0°\ \Omega$$

Example Calculations: Options 8a and 9a

Options 8a and 9a represent~~s~~ the simplest calculation for synchronous generators applying a phase time overcurrent (e.g., 50, 51, or 67) relay. The following uses the $GEN_{Synch_nameplate}$ value to represent an "aggregate" value to illustrate the option:

Real Power output (P):

Eq. (~~83~~89)
$$P = GEN_{Synch_nameplate} \times pf$$

Example Calculations: Options 8a and 9a

$$P = 903\ MVA\ \times 0.85$$

$$P = 767.6\ MW$$

Reactive Power output (Q):

Eq. (~~84~~90) $$Q = 150\% \times P$$

$$Q = 1.50 \times 767.6\ MW$$

$$Q = 1151.3\ Mvar$$

Options 8a and 9a, Table 1 – Bus Voltage, calls for a generator bus voltage corresponding to 0.95 per unit of the high-side nominal voltage times the turns ratio of the generator step-up transformer generator bus voltage (V_{gen}):

Eq. (~~85~~91) $$V_{gen} = 0.95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{ratio}$$

$$V_{gen} = 0.95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346.5\ kV}\right)$$

$$V_{gen} = 20.81\ kV$$

Apparent power (S):

Eq. (~~86~~92) $$S = P_{Synch_reported} + jQ$$

$$S = 700.0\ MW + j1151.3\ Mvar$$

$$S = 1347.4\angle 58.7°\ MVA$$

Primary current (I_{pri}):

Eq. (~~87~~93) $$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$

$$I_{pri} = \frac{1347.4\ MVA}{1.73 \times 20.81\ kV}$$

$$I_{pri} = 37383\ A$$

Example Calculations: Options 8a and 9a

Secondary current (I_{sec}):

Eq. (~~88~~94)
$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{CT_{ratio}}$$

$$I_{sec} = \frac{37383\ A}{\frac{25000}{5}}$$

$$I_{sec} = 7.477\ A$$

To satisfy the 115% margin in Options 8a and 9a:

Eq. (~~89~~95)
$$I_{\sec limit} > I_{sec} \times 115\%$$

$$I_{\sec limit} > 7.477\ A \times 1.15$$

$$I_{\sec limit} > 8.598\ A$$

Example Calculations: Options 8b and 9b

Options 8b and 9b represent~~s~~ a more ~~complex~~ precise calculation for synchronous generators applying a phase time overcurrent (e.g., 50, 51, or 67) relay. The following uses the $GEN_{Synch_nameplate}$ value to represent an "aggregate" value to illustrate the option:

Real Power output (P):

Eq. (~~90~~96)
$$P = GEN_{Synch_nameplate} \times pf$$

$$P = 903\ MVA\ \times 0.85$$

$$P = 767.6\ MW$$

Reactive Power output (Q):

Eq. (~~91~~97)
$$Q = 150\% \times P$$

$$Q = 1.50 \times 767.6\ MW$$

$$Q = 1151.3\ Mvar$$

Example Calculations: Options 8b and 9b

Convert Real Power, Reactive Power, and transformer reactance to per unit values on 767.6 MVA base (GSU transformer MVA_{base}).

Real Power output (P):

Eq. (~~92~~98)
$$P_{pu} = \frac{P_{Synch_reported}}{MVA_{base}}$$

$$P_{pu} = \frac{700.0\ MW}{767.6\ MVA}$$

$$P_{pu} = 0.91\ p.u.$$

Reactive Power output (Q):

Eq. (~~93~~99)
$$Q_{pu} = \frac{Q}{MVA_{base}}$$

$$Q_{pu} = \frac{1151.3\ Mvar}{767.6\ MVA}$$

$$Q_{pu} = 1.5\ p.u.$$

Transformer impedance:

Eq. (~~94~~100)
$$X_{pu} = X_{GSU(old)} \times \frac{MVA_{base}}{MVA_{GSU}}$$

$$X_{pu} = 12.14\% \times \left(\frac{767.6\ MVA}{903\ MVA}\right)$$

$$X_{pu} = 0.1032\ p.u.$$

Using the formula below; calculate the low-side GSU transformer voltage ($V_{low\text{-}side}$) using 0.85 p.u. high-side voltage ($V_{high\text{-}side}$). ~~Estimate~~ Assume initial low-side voltage to be 0.95 p.u. and repeat the calculation as necessary until $V_{low\text{-}side}$ converges. A convergence of less than one percent (<1%) between iterations is considered sufficient:

Eq. (~~95~~101)
$$\theta_{low-side} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times |X_{pu}|)}{(|V_{low-side}| \times [V_{high-side}])}\right]$$

$$\theta_{low-side} = \sin^{-1}\left[\frac{(0.91 \times 0.1032)}{(0.95 \times 0.85)}\right]$$

Example Calculations: Options 8b and 9b

Eq. (~~96~~102)

$$|V_{low-side}| = \frac{|V_{high-side}| \times \cos(\theta_{low-side}) \pm \sqrt{|V_{high-side}|^2 \times \cos^2(\theta_{low-side}) + 4 \times Q_{pu} \times X_{}}}{2}$$

$$|V_{low-side}| = \frac{|0.85| \times \cos(6.7°) \pm \sqrt{|0.85|^2 \times \cos^2(6.7°) + 4 \times 1.5 \times 0.1032}}{2}$$

$$|V_{low-side}| = \frac{|0.85| \times 0.9931 \pm \sqrt{0.7225 \times 0.9864 + 0.6192}}{2}$$

$$|V_{low-side}| = \frac{0.8441 \pm 1.1541}{2}$$

$$|V_{low-side}| = 0.9991\ p.u.$$

Use the new estimated $V_{low\text{-}side}$ value of 0.9991 per unit for the second iteration:

Eq. (~~97~~103)

$$\theta_{low-side} = \sin^{-1}\left[\frac{(P_{pu} \times |X_{pu}|)}{(|V_{low-side}| \times |V_{high-side}|)}\right]$$

$$\theta_{low-side} = \sin^{-1}\left[\frac{(0.91 \times 0.1032)}{(0.9991 \times 0.85)}\right]$$

$$\theta_{low-side} = 6.3°$$

Eq. (~~98~~104)

$$|V_{low-side}| = \frac{|V_{high-side}| \times \cos(\theta_{low-side}) \pm \sqrt{|V_{high-side}|^2 \times \cos^2(\theta_{low-side}) + 4 \times Q_{pu} \times X_{}}}{2}$$

$$|V_{low-side}| = \frac{|0.85| \times \cos(6.3°) \pm \sqrt{|0.85|^2 \times \cos^2(6.3°) + 4 \times 1.5 \times 0.1032}}{2}$$

$$|V_{low-side}| = \frac{|0.85| \times 0.9940 \pm \sqrt{0.7225 \times 0.9880 + 0.6192}}{2}$$

$$|V_{low-side}| = \frac{0.8449 \pm 1.1546}{2}$$

$$|V_{low-side}| = 0.9998\ p.u.$$

Example Calculations: Options 8b and 9b

To account for system high-side nominal voltage and the transformer tap ratio:

Eq. (~~99~~105)

$$V_{bus} = |V_{low-side}| \times V_{nom} \times GSU_{ratio}$$

$$V_{bus} = 0.9998\ p.u. \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346.5\ kV}\right)$$

$$V_{bus} = 21.90\ kV$$

Apparent power (S):

Eq. (~~100~~106)

$$S = P_{Synch_reported} + jQ$$

$$S = 700.0\ MW + j1151.3\ Mvar$$

$$S = 1347.4\angle 58.7°\ MVA$$

Primary current (I_{pri}):

Eq. (~~101~~107)

$$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{bus}}$$

$$I_{pri} = \frac{1347.4\ MVA}{1.73 \times 21.90\ kV}$$

$$I_{pri} = 35553\ A$$

Secondary current (I_{sec}):

Eq. (~~102~~108)

$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{CT_{ratio}}$$

$$I_{sec} = \frac{35553\ A}{\frac{25000}{5}}$$

$$I_{sec} = 7.111\ A$$

Example Calculations: Options 8b and 9b

To satisfy the 115% margin in Options 8b and 9b:

Eq. (~~103~~109)

$$I_{\sec limit} > I_{sec} \times 115\%$$

$$I_{\sec limit} > 7.111\ A \times 1.15$$

$$I_{\sec limit} > 8.178\ A$$

Example Calculations: Options 8a, 9a, 11, and 12

This example represent~~s~~ the calculation for a mixture of asynchronous and synchronous generators applying a phase ~~time~~ overcurrent (e.g., 50, 51, or 67) relays. In this application it was assumed 20 Mvar of total static compensation was added. The current transformers (CT) are located on the low-side of the GSU transformer.

Synchronous Generation (Options 8a and 9a)

~~Real Power output (P_{Synch}):~~

Real Power output (P_{Synch}):

Eq. (~~104~~110)

$$P_{Synch} = GEN_{Synch_nameplate} \times pf$$

$$P_{Synch} = 903\ MVA \times .85$$

$$P_{Synch} = 767.6\ MW$$

Reactive Power output (Q_{Synch}):

Eq. (~~105~~111)

$$Q_{Synch} = 150\% \times P_{Synch}$$

$$Q_{Synch} = 1.50 \times 767.6\ MW$$

$$Q_{Synch} = 1151.3\ Mvar$$

Example Calculations: Options 8a, 9a, 11, and 12

Apparent power (S_{Synch}):

Eq. (~~106~~112)
$$S_{Synch} = P_{Synch_reported} + jQ_{Synch}$$

$$S_{Synch} = 700.0\ MW + j1151.3\ Mvar$$

$$S_{Synch} = 1347.4\ \angle 58.7°\ MVA$$

Option 8a, Table 1 – Bus Voltage calls for a 0.95 per unit of the high-side nominal voltage as a basis for generator bus voltage (V_{gen}):

Eq. (~~107~~113)
$$V_{gen} = 0.95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{ratio}$$

$$V_{gen} = 0.95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346.5\ kV}\right)$$

$$V_{gen} = 20.81\ kV$$

Primary current ($I_{pri\text{-}sync}$):

Eq. (~~108~~114)
$$I_{pri-sync} = \frac{115\% \times S^*_{Synch}}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$

$$I_{pri-sync} = \frac{1.15 \times (1347.4\ \angle -58.7°\ MVA)}{1.73 \times 20.81\ kV}$$

$$I_{pri-sync} = 43061\ \angle -58.7°\ A$$

Asynchronous Generation (Options 11 and 12)

~~Real Power output (P_{Asynch}):~~

Real Power output (P_{Asynch}):

Eq. (~~109~~115)
$$P_{Asynch} = 3 \times GEN_{Asynch_nameplate} \times pf$$

$$P_{Asynch} = 3 \times 40\ MVA \times 0.85$$

$$P_{Asynch} = 102.0\ MW$$

Example Calculations: Options 8a, 9a, 11, and 12

Reactive Power output (Q_{Asynch}):

Eq. (~~110~~116)
$$Q_{Asynch} = MVAR_{static} + MVAR_{gen_static} + GEN_{Asynch_nameplate} \times \sin(\cos^{-1}(pf))$$

$$Q_{Asynch} = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0.85)))$$

$$Q_{Asynch} = 83.2\ Mvar$$

Option 11, Table 1 – Bus Voltage, calls for a 1.0 per unit of the high-side nominal voltage for the generator bus voltage (V_{gen}), however due to the presence of synchronous generator 0.95 per unit bus voltage will be used:

Eq. (~~111~~117)
$$V_{gen} = 0.95\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{ratio}$$

$$V_{gen} = 0.95 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346.5\ kV}\right)$$

$$V_{gen} = 20.81\ kV$$

Apparent power (S_{Asynch}):

Eq. (~~112~~118)
$$S_{Asynch} = 130\% \times (P_{Asynch} + jQ_{Asynch})$$

$$S_{Asynch} = 1.30 \times (102.0\ MW + j83.2\ Mvar)$$

$$S_{Asynch} = 171.1\ \angle 39.2°\ MVA$$

Primary current ($I_{pri\text{-}async}$):

Eq. (~~113~~119)
$$I_{pri-async} = \frac{S_{Asych}}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$

$$I_{pri-async} = \frac{171.1\ \angle -39.2°\ MVA}{1.73 \times 20.81\ kV}$$

$$I_{pri-async} = 4755\ \angle -39.2°\ A$$

Secondary current (I_{sec}):

Eq. (~~114~~120)
$$I_{sec} = \frac{I_{pri-sync}}{CT_{ratio}} + \frac{I_{pri-async}}{CT_{ratio}}$$

Example Calculations: Options 8a, 9a, 11, and 12

$$I_{sec} = \frac{43061 \angle -58.7° \, A}{\frac{25000}{5}} + \frac{4755 \angle -39.2° \, A}{\frac{25000}{5}}$$

$$I_{sec} = 9.514 \angle -56.8° \, A$$

No additional margin is needed~~; therefore, the margin is 100%~~ because the synchronous apparent power has been multiplied by 1.15 (115%) in Equation ~~94~~ 114 and the asynchronous apparent power has been multiplied by 1.30 (130%) in Equation ~~98~~118:

Eq. (~~115~~121)
$$I_{\sec limit} > I_{sec} \times 100\%$$

$$I_{\sec limit} > 9.514 \angle -56.8° \, A \times 1.00$$

$$I_{\sec limit} > 9.514 \angle -56.8° \, A$$

Example Calculations: Options 8c and 9c

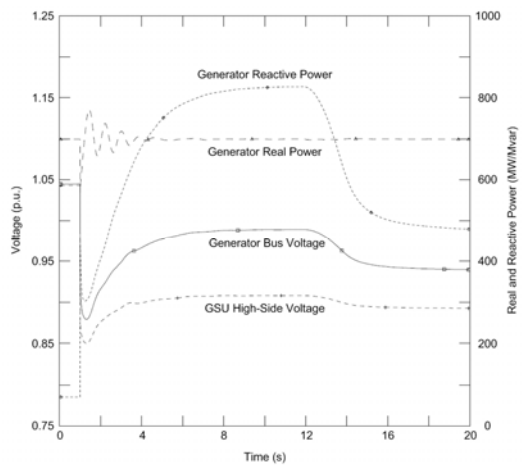
Formatted Table

This example uses Option 15b as a simulation example for a synchronous generator applying a phase ~~time~~ overcurrent relay~~.~~ (e.g., 50, 51, or 67). In this application the same synchronous generator is modeled as for Options 1c, 2c, and 7c. The CTs are located on the low-side of the GSU transformer.

The generator Reactive Power and generator bus voltage are determined by simulation. The maximum Reactive Power output on the low-side of the GSU transformer, during field-forcing, is used ~~as~~since this value will correspond to the highest current. The corresponding generator bus voltage is also used in the calculation. Note that although the excitation limiter reduces the field, the duration of the Reactive Power output achieved for this condition is sufficient to operate a phase overcurrent relay.

Example Calculations: Options 8c and 9c

Formatted Table



In this simulation the following values are derived:

Formatted Table

$$Q = 827.4\ Mvar$$

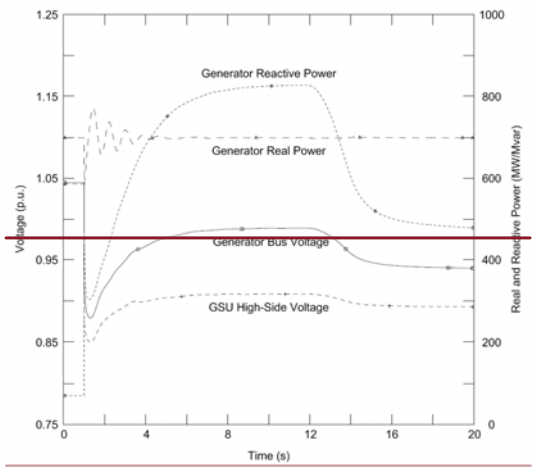
$$V_{bus_simulated} = 0.989 \times V_{gen} = 21.76\ kV$$

The other value required is the Real Power output which is modeled in the simulation at 100% of the gross MW capability reported to the Transmission Planner. In this case:

$$P_{reported} = 700.0\ MW$$

Example Calculations: Options 8c and 9c

Formatted Table



Apparent power (S):

Eq. (~~116~~122)
$$S = P_{Synch_reported} + jQ$$

$$S = 700.0\ MW + j827.4\ Mvar$$

$$S = 1083.8\angle 49.8°$$

Primary current (I_{pri}):

Eq. (~~117~~123)
$$I_{pri} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{bus_simulated}}$$

$$I_{pri} = \frac{1083.8\ MVA}{1.73 \times 21.76\ kV}$$

$$I_{pri} = 28790\ A$$

Secondary current (I_{sec}):

Eq. (~~118~~124)
$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{CT_{ratio}}$$

$$I_{sec} = \frac{28790\ A}{\frac{25000}{5}}$$

Example Calculations: Options 8c and 9c

Formatted Table

$$I_{sec} = 5.758\ A$$

To satisfy the 115% margin in Options 8c and 9c:

Eq. (~~119~~125)

$$I_{\sec limit} > I_{sec} \times 115\%$$

$$I_{\sec limit} > 5.758\ A \times 1.15$$

$$I_{\sec limit} > 6.622\ A$$

Example Calculations: Option10

This examples represents the calculation for three asynchronous generators (including inverter-based installations) applying a phase distance relay (e.g., 21) – directional toward the Transmission system. In this application it was assumed 20 Mvar of total static compensation was added.

Real Power output (P):

Eq. (~~120~~126)

$$P = 3 \times GEN_{Asych_nameplate} \times pf$$

$$P = 3 \times 40\ MVA\ \times 0.85$$

$$P = 102.0\ MW$$

Reactive Power output (Q):

Eq. (~~121~~127)

$$Q = MVAR_{static} + MVAR_{gen_static} + \left(3 \times GEN_{Asynch_nameplate} \times \sin(\cos^{-1}(pf))\right)$$

$$Q = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0.85)))$$

$$Q = 83.2\ Mvar$$

Option 10, Table 1 – Bus Voltage, calls for a 1.0 per unit of the high-side nominal voltage for the generator bus voltage (V_{gen}):

Eq. (~~122~~128)

$$V_{gen} = 1.0\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{ratio}$$

Example Calculations: Option10

$$V_{gen} = 1.0 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346.5\ kV}\right)$$

$$V_{gen} = 21.9\ kV$$

Apparent power (S):

Eq. (~~123~~129) $$S = P + jQ$$

$$S = 102.0\ MW + j83.2\ Mvar$$

$$S = 131.6\angle 39.2°\ MVA$$

Primary impedance (Z_{pri}):

Eq. (~~124~~130) $$Z_{pri} = \frac{V_{gen}^2}{S^*}$$

$$Z_{pri} = \frac{(21.9\ kV)^2}{131.6\angle -39.2°\ MVA}$$

$$Z_{pri} = 3.644\ \angle 39.2°\ \Omega$$

Secondary impedance (Z_{sec}):

Eq. (~~125~~131) $$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{CT_{Asynch_ratio}}{PT_{ratio}}$$

$$Z_{sec} = 3.644\ \angle 39.2°\ \Omega \times \frac{\frac{5000}{5}}{\frac{200}{1}}$$

$$Z_{sec} = 3.644\ \angle 39.2°\ \Omega \times 5$$

$$Z_{sec} = 18.22\ \angle 39.2°\ \Omega$$

To satisfy the 130% margin in Option 10:

Eq. (~~126~~132) $$Z_{sec\,limit} = \frac{Z_{sec}}{130\%}$$

$$Z_{sec\,limit} = \frac{18.22\angle 39.2°\ \Omega}{1.30}$$

$$Z_{sec\,limit} = 14.02\angle 39.2°\ \Omega$$

Example Calculations: Option10

$$\theta_{transient\ load\ angle} = 39.2°$$

Assume a Mho distance impedance relay with a maximum torque angle (MTA) set at 85˚, then the maximum allowable impedance reach is:

Eq. (~~127~~133)
$$Z_{max} < \frac{|Z_{\sec limit}|}{\cos(\theta_{MTA} - \theta_{transient\ load\ angle})}$$

$$Z_{max} < \frac{14.02\ \Omega}{\cos(85.0° - 39.2°)}$$

$$Z_{max} < \frac{14.02\ \Omega}{0.6972}$$

$$Z_{max} < 20.11\angle 85.0°\ \Omega$$

Example Calculations: Options 11 and 12

Option 11 represents the calculation for a GSU transformer applying a phase ~~time~~ overcurrent (e.g., 50 or 51) relay connected to three asynchronous generators. Similarly, these calculations can be applied to Option 12 for a phase directional ~~time~~ overcurrent relay (e.g., 67) directional toward the Transmission system. In this application it was assumed 20 Mvar of total static compensation was added.

Real Power output (P):

Eq. (~~128~~134)
$$P = 3 \times GEN_{Asynch_nameplate} \times pf$$

$$P = 3 \times 40\ MVA\ \times 0.85$$

$$P = 102.0\ MW$$

Reactive Power output (Q):

Eq. (~~129~~135)
$$Q = MVAR_{static} + MVAR_{gen_static} + \left(3 \times GEN_{Asynch_nameplate} \times \sin(\cos^{-1}(pf))\right)$$

$$Q = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0.85)))$$

$$Q = 83.2\ Mvar$$

Example Calculations: Options 11 and 12

Options 11 and 12, Table 1 – Bus Voltage, calls for a 1.0 per unit of the high-side nominal voltage for the generator bus voltage (V_{gen}):

Eq. (~~130~~136)
$$V_{gen} = 1.0\ p.u. \times V_{nom} \times GSU_{ratio}$$

$$V_{gen} = 1.0 \times 345\ kV \times \left(\frac{22\ kV}{346.5\ kV}\right)$$

$$V_{gen} = 21.9\ kV$$

Apparent power (S):

Eq. (~~131~~137)
$$S = P + jQ$$

$$S = 102.0\ MW + j83.2\ Mvar$$

$$S = 131.6\ \angle 39.2°\ MVA$$

Primary current (I_{pri}):

Eq. (~~132~~138)
$$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{gen}}$$

$$I_{pri} = \frac{131.6\ \angle -39.2°\ MVA}{1.73 \times 21.9\ kV}$$

$$I_{pri} = 3473\angle -39.2°\ A$$

Secondary current (I_{sec}):

Eq. (~~133~~139)
$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{CT_{Asynch_ratio}}$$

$$I_{sec} = \frac{3473\angle -39.2°\ A}{\frac{5000}{5}}$$

$$I_{sec} = 3.473\angle -39.2°\ A$$

To satisfy the 130% margin in Options 11 and12:

Eq. (~~134~~140)
$$I_{\sec limit} > I_{sec} \times 130\%$$

Example Calculations: Options 11 and 12

$$I_{\sec limit} > 3.473\angle -39.2° \, A \times 1.30$$

$$I_{\sec limit} > 4.515\angle -39.2° \, A$$

Example Calculations: Options 13a and 13b

Option 13a for the UAT assumes ~~that~~ the maximum nameplate rating of the winding is utilized for the purposes of the calculations and the appropriate voltage. Similarly, Option 13b uses the measured current while operating at the maximum gross MW capability reported to the Transmission Planner.

Primary current (I_{pri}):

Eq. (~~135~~141)
$$I_{pri} = \frac{UAT_{nameplate}}{\sqrt{3} \times V_{UAT}}$$

$$I_{pri} = \frac{60 \, MVA}{1.73 \times 13.8 \, kV}$$

$$I_{pri} = 2510.2 \, A$$

Secondary current (I_{sec}):

Eq. (~~136~~142)
$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{CT_{UAT}}$$

$$I_{sec} = \frac{2510.2 \, A}{\frac{5000}{5}}$$

$$I_{sec} = 2.51 \text{ A}$$

To satisfy the 150% margin in Options 13a:

Eq. (~~137~~143)
$$I_{\sec limit} > I_{sec} \times 150\%$$

$$I_{\sec limit} > 2.51 \, A \times 1.50$$

$$I_{\sec limit} > 3.77 \, A$$

Example Calculations: Option 14a

Option 14a represents the calculation for ~~a synchronous generation~~relays installed on the high-side of the GSU transformer, including relays installed on the remote end of line, for Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant that connected to synchronous generation. In this example, the Element is ~~applying~~protected by a phase distance (e.g., 21) relay directional toward the Transmission system. The CTs are located on the high-side of the GSU transformer.

Real Power output (P):

Eq. (~~138~~144)
$$P = GEN_{Synch_nameplate} \times pf$$

$$P = 903\ MVA\ \times 0.85$$

$$P = 767.6\ MW$$

Reactive Power output (Q):

Eq. (~~139~~145)
$$Q = 120\% \times P$$

$$Q = 1.20 \times 767.6\ MW$$

$$Q = 921.1\ Mvar$$

Option 14a, Table 1 – Bus Voltage, calls for a 0.85 per unit of the ~~high-side~~line nominal voltage for the GSU transformer voltage (V_{nom}):

Eq. (~~140~~146)
$$V_{bus} = 0.85\ p.u. \times V_{nom}$$

$$V_{gen} = 0.85 \times 345\ kV$$

$$V_{gen} = 293.25\ kV$$

Apparent power (S):

Eq. (~~141~~147)
$$S = P_{Synch_reported} + jQ$$

$$S = 700.0\ MW + j921.1\ Mvar$$

$$S = 1157.0\angle 52.77°\ MVA$$

Example Calculations: Option 14a

$$\theta_{transient\ load\ angle} = 52.77°$$

Primary impedance (Z_{pri}):

Eq. (~~142~~148)
$$Z_{pri} = \frac{V_{bus}^2}{S^*}$$

$$Z_{pri} = \frac{(293.25\ kV)^2}{1157.0\angle -52.77°\ MVA}$$

$$Z_{pri} = 74.335\angle 52.77°\ \Omega$$

Secondary impedance (Z_{sec}):

Eq. (~~143~~149)
$$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{CT_{ratio_hv}}{PT_{ratio_hv}}$$

$$Z_{sec} = 74.335\angle 52.77°\ \Omega \times \frac{\frac{2000}{5}}{\frac{2000}{1}}$$

$$Z_{sec} = 74.335\angle 52.77°\ \Omega \times 0.2$$

$$Z_{sec} = 14.867\angle 52.77°\ \Omega$$

To satisfy the 115% margin in Option 14a:

Eq. (~~144~~150)
$$Z_{\sec limit} = \frac{Z_{sec}}{115\%}$$

$$Z_{\sec limit} = \frac{14.867\angle 52.77°\ \Omega}{1.15}$$

$$Z_{\sec limit} = 12.928\angle 52.77°\ \Omega$$

$$\theta_{transient\ load\ angle} = 52.77°$$

Assume a Mho distance impedance relay with a maximum torque angle (MTA) set at 85˚, then the maximum allowable impedance reach is:

Eq. (~~145~~151)
$$Z_{max} < \frac{|Z_{\sec limit}|}{\cos(\theta_{MTA} - \theta_{transient\ load\ angle})}$$

$$Z_{max} < \frac{12.928\ \Omega}{\cos(85.0° - 52.77°)}$$

Example Calculations: Option 14a

$$Z_{max} < \frac{12.928\ \Omega}{0.846}$$

$$Z_{max} < \ 15.283\angle 85.0°\ \Omega$$

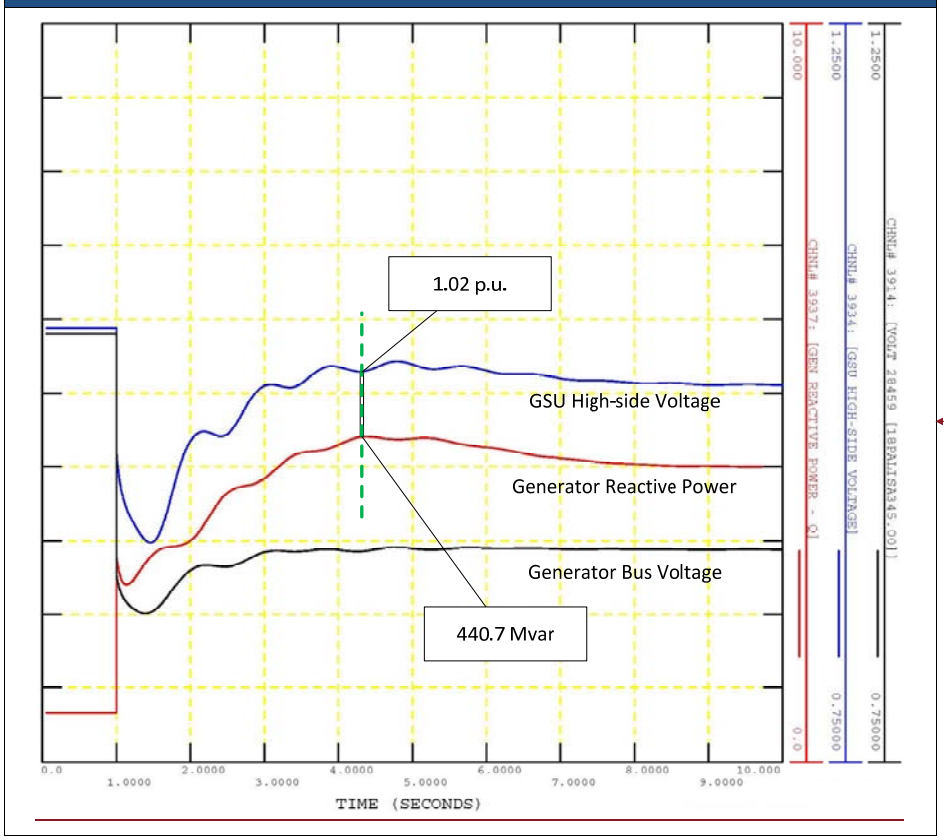
Example Calculations: Option 14b

Option 14b represents the simulation for ~~a synchronous generation~~relays installed on the high-side of the GSU transformer, including relays installed on the remote end of line, for Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant ~~that~~connected to synchronous generation. In this example, the Element is ~~applying~~protected by a phase distance (e.g., 21) relay directional toward the Transmission system. The CTs are located on the high-side of the GSU transformer.

Relays installed on the high-side of the GSU transformer, including relays installed on the remote end of line, simulation is used to determine the simulated line voltage at the relay location coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing in response to a 0.85 per unit of the line nominal voltage at the remote end of the line prior to field-forcing. This is achieved by modeling a shunt at the remote end (i.e., at the Transmission system) of the line during simulation.

The maximum Reactive Power flow and ~~high-side bus voltage~~coincident voltage for both the high-side of the GSU transformer and remote end of the line are determined by simulation. The maximum Reactive Power output on the high-side of the GSU transformer and remote end of the line during field-forcing is used as ~~this value~~these values will correspond to the lowest apparent impedance~~.~~ at the relay location. The corresponding ~~high-side bus~~simulated voltage is also used in the calculation. Note that although the excitation limiter reduces the field, the duration of the Reactive Power output achieved for this condition is sufficient to operate a phase distance relay.

Example Calculations: Option 14b



~~The Reactive Power flow and high-side bus voltage are determined by simulation. The maximum Reactive Power output on the high-side of the GSU transformer during field-forcing is used as this value will correspond to the lowest apparent impedance. The corresponding high-side bus voltage is also used in the calculation. Note that although the excitation limiter reduces the field, the duration of the Reactive Power output achieved for this condition is sufficient to operate a phase distance relay.~~

In this simulation the following values are derived:

$$Q = 703.6\ Mvar$$

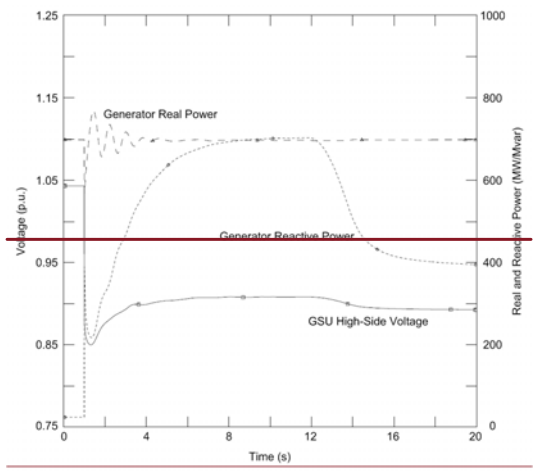
$$V_{bus} = 0.908 \times V_{nom} = 313.3\ kV$$

Formatted Table

Example Calculations: Option 14b

The other value required is the Real Power output which is modeled in the simulation at 100% of the gross MW capability reported to the Transmission Planner. In this case:

$$P_{reported} = 700.0\ MW$$



Apparent power (S):

Eq. (~~146~~152) $$S = P_{Synch_reported} + jQ$$

$$S = 700.0\ MW + j703.6\ Mvar$$

$$S = 992.5\angle 45.1°\ MVA$$

$$\theta_{transient\ load\ angle} = 45.1°$$

Primary impedance (Z_{pri}):

Eq. (~~147~~153) $$Z_{pri} = \frac{V_{bus}^2}{S*}$$

$$Z_{pri} = \frac{(313.3\ kV)^2}{992.5\angle -45.1°\ MVA}$$

$$Z_{pri} = 98.90\angle 45.1°\ \Omega$$

Example Calculations: Option 14b

Secondary impedance (Z_{sec}):

Eq. (~~148~~154)
$$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{CT_{ratio_hv}}{PT_{ratio_hv}}$$

$$Z_{sec} = 98.90\angle 45.1° \, \Omega \times \frac{\frac{2000}{5}}{\frac{2000}{1}}$$

$$Z_{sec} = 98.90\angle 45.1° \, \Omega \times 0.2$$

$$Z_{sec} = 19.78\angle 45.1° \, \Omega$$

To satisfy the 115% margin in Option 14b:

Eq. (~~149~~155)
$$Z_{\sec limit} = \frac{Z_{sec}}{115\%}$$

$$Z_{\sec limit} = \frac{19.78\angle 45.1° \, \Omega}{1.15}$$

$$Z_{\sec limit} = 17.20\angle 45.1° \, \Omega$$

$$\theta_{transient\ load\ angle} = 45.1°$$

Assume a Mho distance impedance relay with a maximum torque angle (MTA) set at 85˚, then the maximum allowable impedance reach is:

Eq. (~~150~~156)
$$Z_{max} < \frac{|Z_{\sec limit}|}{\cos(\theta_{MTA} - \theta_{transient\ load\ angle})}$$

$$Z_{max} < \frac{17.20 \, \Omega}{\cos(85.0° - 45.1°)}$$

$$Z_{max} < \frac{17.20 \, \Omega}{0.767}$$

$$Z_{max} < 22.42\angle 85.0° \, \Omega$$

Example Calculations: Options 15a and 16a

Options 15a and 16a represent the calculation for ~~a synchronous generation~~relay installed on the high-side of the GSU transformer, including relays installed at the remote end of the line, for Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant~~.~~ connected to synchronous generation.

Option 15a represents applying a phase time overcurrent relay (e.g., 51) and/or ~~Phase~~phase instantaneous overcurrent supervisory elements (e.g., 50) associated with current-based, communication-assisted schemes where the scheme is capable of tripping for loss of communications ~~—~~installed on the high-side of the GSU transformer~~.~~, including relays installed at the remote end of the line.

Option 16a represents applying a phase directional ~~time overcurrent relay or Phase directional~~instantaneous overcurrent supervisory ~~elements (~~element (e.g., 67) associated with current-based, communication-assisted schemes where the scheme is capable of tripping for loss of communications ~~—~~directional toward the Transmission system~~–~~ installed on the high-side of the GSU and at the remote end of the line and/or a phase time directional overcurrent relay (e.g., 67) directional toward the Transmission system installed on the high-side of the GSU transformer, including relays installed at the remote end of the line.

~~This example uses Option 15a as an example, where PTs and CTs are located in the high-side of the GSU transformer.~~Example calculations are provided for the case, where potential transformers (PT) and current transformers (CT) are located at the high-side of the GSU transformer and the 0.85 per unit of the line nominal voltage at the high-side of the GSU transformer. Example calculations are also provided for the case where PTs and CTs are located at the remote end of the line and the 0.85 per unit of the line nominal voltage will be at the remote bus location.

Calculations at the high-side of the GSU transformer.

Real Power output (P):

Eq. (~~151~~157)
$$P = GEN_{Synch_nameplate} \times pf$$

$$P = 903\ MVA\ \times 0.85$$

$$P = 767.6\ MW$$

Reactive Power output (Q):

Eq. (~~152~~158)
$$Q = 120\% \times P$$

$$Q = 1.20 \times 767.6\ MW$$

Example Calculations: Options 15a and 16a

$$Q = 921.12\ Mvar$$

Option 15a, Table 1 – Bus Voltage, calls for a 0.85 per unit of the high-side nominal voltage:

Formatted Table

Eq. (~~153~~159)

$$V_{bus} = 0.85\ p.u. \times V_{nom}$$

$$V_{bus} = 0.85 \times 345\ kV$$

$$V_{bus} = 293.25\ kV$$

Apparent power (S):

Eq. (~~154~~160)

$$S = P_{Synch_reported} + jQ$$

$$S = 700.0\ MW + j921.12\ Mvar$$

$$S = 1157\angle 52.8°\ MVA$$

Primary current (I_{pri}):

Eq. (~~155~~161)

$$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{bus}}$$

$$I_{pri} = \frac{1157\angle -52.8°\ MVA}{1.73 \times 293.25\ kV}$$

$$I_{pri} = 2280.6\angle -52.8°\ A$$

Secondary current (I_{sec}):

Eq. (~~156~~162)

$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{CT_{ratio_hv}}$$

$$I_{sec} = \frac{2280.6\angle -52.8°\ A}{\frac{2000}{5}}$$

$$I_{sec} = 5.701\ \angle -52.8°\ A$$

To satisfy the 115% margin in Options 15a and 15b:

Formatted Table

Eq. (~~157~~163)

$$I_{\sec limit} > I_{sec} \times 115\%$$

Example Calculations: Options 15a and 16a

$$I_{\sec limit} > 5.701 \angle -52.8° \, A \times 1.15$$

$$I_{\sec limit} > 6.56 \angle -52.8° \, A$$

Calculations at the remote end of the line from the plant.

Formatted Table

Real Power output (P):

Eq. (164) $P = GEN_{Synch_nameplate} \times pf$

$$P = 903 \, MVA \times 0.85$$

$$P = 767.6 \, MW$$

Reactive Power output (Q):

Eq. (165) $Q = 120\% \times P$

$$Q = 1.20 \times 767.6 \, MW$$

$$Q = 921.12 \, Mvar$$

Option 15a and 16a, Table 1 – Bus Voltage, calls for a 0.85 per unit of the line nominal voltage at the relay location, in this example the relay location is at the remote substation bus.

Eq. (166) $V_{bus_remote_substation} = 0.85 \, p.u. \times V_{nom}$

$$V_{bus_remote_substation} = 0.85 \times 345 \, kV$$

$$V_{bus_remote_substation} = 293.25 \, kV$$

Apparent power (S):

Eq. (167) $S = P_{Synch_reported} + jQ$

$$S = 700.0 \, MW + j921.12 \, Mvar$$

$$S = 1157 \angle 52.8° \, MVA$$

Primary current (I_{pri}):

Eq. (168) $$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{bus_remote_substation}}$$

Example Calculations: Options 15a and 16a

$$I_{pri} = \frac{1157\angle -52.8°\ MVA}{1.73 \times 293.25\ kV}$$

$$I_{pri} = 2280.6\angle -52.8°\ A$$

Secondary current (I_{sec}):

Eq. (169) $$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{CT_{CT_{ratio_remote_bus}}}$$

$$I_{sec} = \frac{2280.6\angle -52.8°\ A}{\frac{2000}{5}}$$

$$I_{sec} = 5.701\ \angle -52.8°\ A$$

To satisfy the 115% margin in Options 15a and 16a:

Eq. (170) $$I_{\sec limit} > I_{sec} \times 115\%$$

$$I_{\sec limit} > 5.701\ \angle -52.8°\ A \times 1.15$$

$$I_{\sec limit} > 6.56\ \angle -52.8°\ A$$

Example Calculations: Options 15b and 16b

Options 15b and 16b represent the calculation for ~~a synchronous generation~~relays installed on the high-side of the GSU transformer, including relays installed at the remote end of the line, for Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant~~.~~ connected to synchronous generation.

Option 15b represents applying a phase time overcurrent relay (e.g., 51) and/or ~~Phase~~phase instantaneous overcurrent supervisory elements (e.g., 50) associated with current-based, communication-assisted schemes where the scheme is capable of tripping for loss of communications ~~—~~installed on the high-side of the GSU transformer~~.~~, including relays at the remote end of the line.

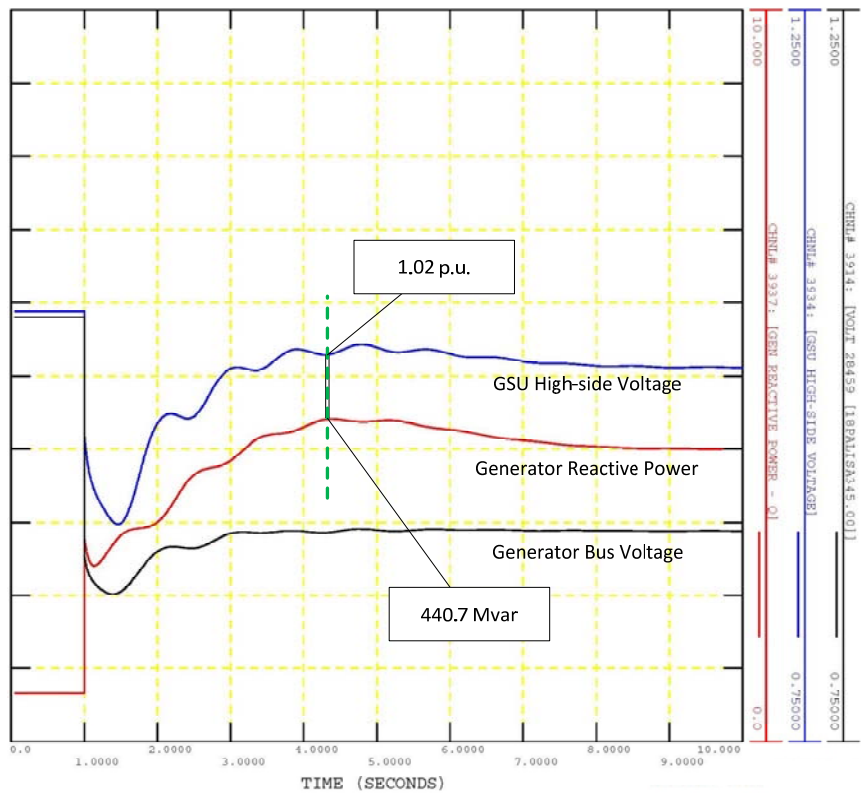
Option 16b represents applying a phase directional ~~time overcurrent relay or Phase directional~~instantaneous overcurrent supervisory ~~elements (~~element (e.g., 67) associated with current-based, communication-assisted schemes where the scheme is capable of tripping for loss of communications ~~—~~directional toward the Transmission system~~–~~ and/or a phase directional time overcurrent relay (e.g., 67) directional toward the Transmission system installed on the high-side of the GSU, including relays at the remote end of the line.

~~This example uses Option 15b as a simulation example, where PTs and CTs are located in the high-side of the GSU transformer.~~

Example calculations are provided for the case where relays are installed on the high-side of the GSU transformer, including relays installed on the remote end of line. Simulation is used to determine the line voltage at the relay location coincident with the highest Reactive Power output achieved during field-forcing in response to a 0.85 per unit of the line nominal voltage at the remote end of the line prior to field-forcing. This is achieved by modeling a shunt at the remote end (i.e., at the Transmission system) of the line during simulation.

The maximum Reactive Power flow and coincident voltage for both the high-side ~~bus voltage~~of the GSU transformer and remote end of the line are determined by simulation. The maximum Reactive Power output on the high-side of the GSU transformer and remote end of the line during field-forcing is used as ~~this value~~these values will correspond to the lowest apparent impedance~~.~~ at the relay location. The corresponding ~~high-side bus~~simulated voltage is also used in the calculation. Note that although the excitation limiter reduces the field, the duration of the Reactive Power output achieved for this condition is sufficient to operate a phase overcurrent relay.

Example Calculations: Options 15b and 16b



~~The Reactive Power flow and high-side bus voltage are determined by simulation. The maximum Reactive Power output on the high-side of the GSU transformer during field-forcing is used as this value will correspond to the lowest apparent impedance. The corresponding high-side bus voltage is also used in the calculation. Note that although the excitation limiter reduces the field, the duration of the Reactive Power output achieved for this condition is sufficient to operate a phase overcurrent relay.~~

In this simulation the following values are derived:

$$Q = 703.6\ Mvar$$

$$V_{bus_simulated} = 0.908 \times V_{nom} = 313.3\ kV$$

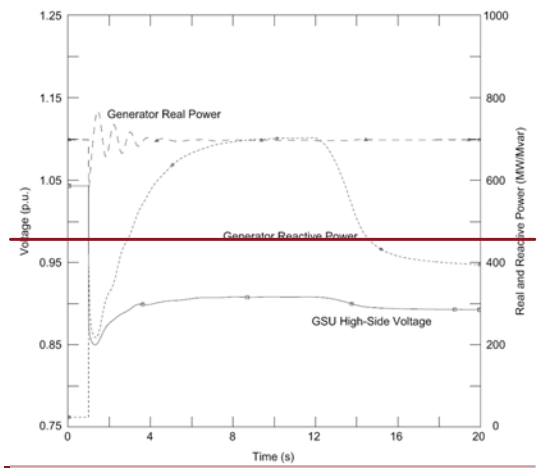
Formatted: Centered

Formatted Table

Example Calculations: Options 15b and 16b

The other value required is the Real Power output which is modeled in the simulation at 100% of the gross MW capability reported to the Transmission Planner. In this case:

$$P_{reported} = 700.0\ MW$$



Apparent power (S):

Eq. (~~158~~171) $$S = P_{Synch_reported} + jQ$$

$$S = 700.0\ MW + j703.6\ Mvar$$

$$S = 992.5\angle 45.1°\ MVA$$

Primary current (I_{pri}):

Eq. (~~159~~172) $$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{bus_simulated}}$$

$$I_{pri} = \frac{992.5\angle -45.1°\ MVA}{1.73 \times 313.3\ kV}$$

$$I_{pri} = 1831.2\angle -45.1°\ A$$

Example Calculations: Options 15b and 16b

Secondary current (I_{sec}):

Eq. (~~160~~173)
$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{CT_{ratio_hv}}$$

$$I_{sec} = \frac{1831.2\angle -45.1°\ A}{\frac{2000}{5}}$$

$$I_{sec} = 4.578\ \angle -45.1°\ A$$

To satisfy the 115% margin in Options 15b and 16b:

Eq. (~~161~~174)
$$I_{\sec limit} > I_{sec} \times 115\%$$

$$I_{\sec limit} > 4.578\ \angle -45.1°\ A \times 1.15$$

$$I_{\sec limit} > 5.265\ \angle -45.1°\ A$$

Example Calculations: Option 17

Option 17 represents the calculation for three asynchronous generation Elements that connect a GSU transformer to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant that is applying a phase distance relay (21) - directional toward the Transmission system. In this application it was assumed 20 Mvar of total static compensation was added.

Real Power output (P):

Eq. (~~162~~175)
$$P_{Asynch} = 3 \times GEN_{Asynch_nameplate} \times pf$$

$$P_{Asynch} = 3 \times 40\ MVA\ \times 0.85$$

$$P_{Asynch} = 102.0\ MW$$

Reactive Power output (Q):

Eq. (~~163~~176)
$$Q_{Asynch} = MVAR_{static} + MVAR_{gen_static} + \left(3 \times GEN_{Asynch_nameplate} \times \sin(\cos^{-1}(pf))\right)$$

Example Calculations: Option 17

$$Q_{Asynch} = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0.85)))$$

$$Q_{Asynch} = 83.2\ Mvar$$

Option 17, Table 1 – Bus Voltage, calls for a 1.0 per unit of the high-side nominal voltage for the bus voltage (V_{bus}):

Eq. (~~164~~177) $$V_{bus} = 1.0\ p.u. \times V_{nom}$$

$$V_{gen} = 1.0 \times 345\ kV$$

$$V_{gen} = 345.0\ kV$$

Apparent power (S):

Eq. (~~165~~178) $$S = P + jQ$$

$$S = 102.0\ MW + j83.2\ Mvar$$

$$S = 131.6\angle 39.2°\ MVA$$

Primary impedance (Z_{pri}):

Eq. (~~166~~179) $$Z_{pri} = \frac{V_{bus}^2}{S^*}$$

$$Z_{pri} = \frac{(345.0\ kV)^2}{131.6\angle -39.2°\ MVA}$$

$$Z_{pri} = 904.4\angle 39.2°\ \Omega$$

Secondary impedance (Z_{sec}):

Eq. (~~167~~180) $$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{CT_{Asynch_ratio_hv}}{PT_{ratio_hv}}$$

$$Z_{sec} = 904.4\angle 39.2°\ \Omega \times \frac{\frac{300}{5}}{\frac{2000}{1}}$$

$$Z_{sec} = 904.4\angle 39.2°\ \Omega \times 0.03$$

$$Z_{sec} = 27.13\angle 39.2°\ \Omega$$

Example Calculations: Option 17

To satisfy the 130% margin in Option 17:

Eq. (~~168~~181)
$$Z_{\sec limit} = \frac{Z_{sec}}{130\%}$$

$$Z_{\sec limit} = \frac{27.13\angle 39.2°\ \Omega}{1.30}$$

$$Z_{\sec limit} = 20.869\angle 39.2°\ \Omega$$

$$\theta_{transient\ load\ angle} = 39.2°$$

Assume a Mho distance impedance relay with a maximum torque angle (MTA) set at 85˚, and then the maximum allowable impedance reach is:

Eq. (~~169~~182)
$$Z_{max} < \frac{|Z_{\sec limit}|}{\cos(\theta_{MTA} - \theta_{transient\ load\ angle})}$$

$$Z_{max} < \frac{20.869\ \Omega}{\cos(85.0° - 39.2°)}$$

$$Z_{max} < \frac{20.869\ \Omega}{0.697}$$

$$Z_{max} < 29.941\angle 85.0°\ \Omega$$

Example Calculations: Options 18 and 19

Option 18 represents the calculation for ~~three generation Elements that connect a~~ relays on relays installed on the high-side of the GSU transformer, including relays installed on the remote end of line, for Elements that connect a GSU transformer for three asynchronous generators to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant ~~that is~~ .

Option 18 represents applying a phase time overcurrent (e.g., 51) ~~relay connected to three asynchronous generators.~~ and/or phase instantaneous overcurrent supervisory elements (e.g., 50) associated with current-based, communication-assisted schemes where the scheme is capable of tripping for loss of communications installed on the high-side of the GSU transformer, including relays at the remote end of the line.

Similarly, Option 19 may also be applied here for the phase directional ~~time~~ overcurrent relays (e.g., 67) directional toward the Transmission system for Elements that connect a GSU transformer, including relays at the remote end of the line to the Transmission system that

Example Calculations: Options 18 and 19

are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant. In this application it was assumed 20 Mvar of total static compensation was added.

Real Power output (P):

Eq. (~~170~~183)
$$P = 3 \times GEN_{Asych_nameplate} \times pf$$

$$P = 3 \times 40\ MVA\ \times 0.85$$

$$P = 102.0\ MW$$

Reactive Power output (Q):

Eq. (~~171~~184)
$$Q = MVAR_{static} + MVAR_{gen_static} + \left(3 \times GEN_{Asynch_nameplate} \times \sin(\cos^{-1}(pf))\right)$$

$$Q = 15\ Mvar + 5\ Mvar + (3 \times 40\ MVA \times \sin(\cos^{-1}(0.85)))$$

$$Q = 83.2\ Mvar$$

Options 18 and 19, Table 1 – Bus Voltage, calls for a 1.0 per unit of the high-side nominal voltage (V_{bus}):

Eq. (~~172~~185)
$$V_{nom} = 1.0\ p.u. \times V_{nom}$$

$$V_{bus} = 1.0 \times 345\ kV$$

$$V_{bus} = 345\ kV$$

Apparent power (S):

Eq. (~~173~~186)
$$S = P + jQ$$

$$S = 102.0\ MW + j83.2\ Mvar$$

$$S = 131.6\angle 39.2°\ MVA$$

Primary current (I_{pri}):

Eq. (~~174~~187)
$$I_{pri} = \frac{S^*}{\sqrt{3} \times V_{bus}}$$

Example Calculations: Options 18 and 19

$$I_{pri} = \frac{131.6\angle -39.2°\ MVA}{1.73 \times 345\ kV}$$

$$I_{pri} = 220.5\ \angle -39.2° A$$

Secondary current (I_{sec}):

Eq. (~~175~~188)
$$I_{sec} = \frac{I_{pri}}{CT_{Asynch_ratio_hv}}$$

$$I_{sec} = \frac{220.5\angle -39.2°\ A}{\frac{300}{5}}$$

$$I_{sec} = 3.675\angle -39.2°\ A$$

To satisfy the 130% margin in Options 18 and 19:

Eq. (~~176~~189)
$$I_{\sec limit} > I_{sec} \times 130\%$$

$$I_{\sec limit} > 3.675\angle -39.2°\ A \times 1.30$$

$$I_{\sec limit} > 4.778\angle -39.2°\ A$$

End of calculations

Rationale~~:~~

During development of this standard, text boxes were embedded within the standard to explain the rationale for various parts of the standard. Upon BOT approval, the text from the rationale text boxes was moved to this section.

Rationale for R1~~:~~

Requirement R1 is a risk-based requirement that requires the responsible entity to be aware of each protective relay subject to the standard and applies an appropriate setting based on its calculations or simulation for the conditions established in Attachment 1.

The criteria established in Attachment 1 represent short-duration conditions during which generation Facilities are capable of providing system reactive resources, and for which generation Facilities have been historically recorded to disconnect, causing events to become more severe.

The term, “while maintaining reliable fault protection” in Requirement R1 describes that the responsible entity is to comply with this standard while achieving their desired protection goals. Refer to the Guidelines and Technical Basis, Introduction, for more information.