

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Applied Protective Relaying, Westinghouse Electric Corporation, 1979.

Burdy, John. *Loss-of-excitation Protection for Synchronous Generators GER-3183*, General Electric Company.

IEEE Power System Relaying Committee WG D6. *Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines*, juillet 2005 : <http://www.pes-psrc.org/Reports/Power%20Swing%20and%20OOS%20Considerations%20on%20Transmission%20Lines%20F..pdf>.

Kimbark Edward Wilson. *Power System Stability, Volume II: Power Circuit Breakers and Protective Relays*, publié par John Wiley and Sons, 1950.

Kundur, Prabha. *Power System Stability and Control*, 1994, Palo Alto: EPRI, McGraw Hill, Inc.

Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC. *Protection System Response to Power Swings*, août 2013 : http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf.

Reimert, Donald. *Protective Relaying for Power Generation Systems*, 2006, Boca Raton, CRC Press.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouveau document

1 18 March 17, 2016

Tableau 2 : Exemple de calcul (point 1 sur la lentille)

	$E_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_S = 132\,791 \angle 120^\circ V$
Éq. (7)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_R = 132,791 \angle 0^\circ V$
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).	
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \, \Omega$ $Z_L = 4 + j20 \, \Omega$ $Z_R = 4 + j20 \, \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \, \Omega$
Impédance totale entre les groupes de production.	
Éq. (8)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \, \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega)}{((4 + j20) \, \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega)}$
	$Z_{total} = 4 + j20 \, \Omega$
Impédance totale du réseau.	
Éq. (9)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$
	$Z_{sys} = (2 + j10) \, \Omega + (4 + j20) \, \Omega + (4 + j20) \, \Omega$
	$Z_{sys} = 10 + j50 \, \Omega$
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.	
Éq. (10)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 120^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{(10 + j50) \, \Omega}$
	$I_{sys} = 4\,511 \angle 71,3^\circ A$
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (11)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 4\,511 \angle 71,3^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega}{(4 + j20) \, \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega}$
	$I_L = 4\,511 \angle 71,3^\circ A$

Embrave
intégré

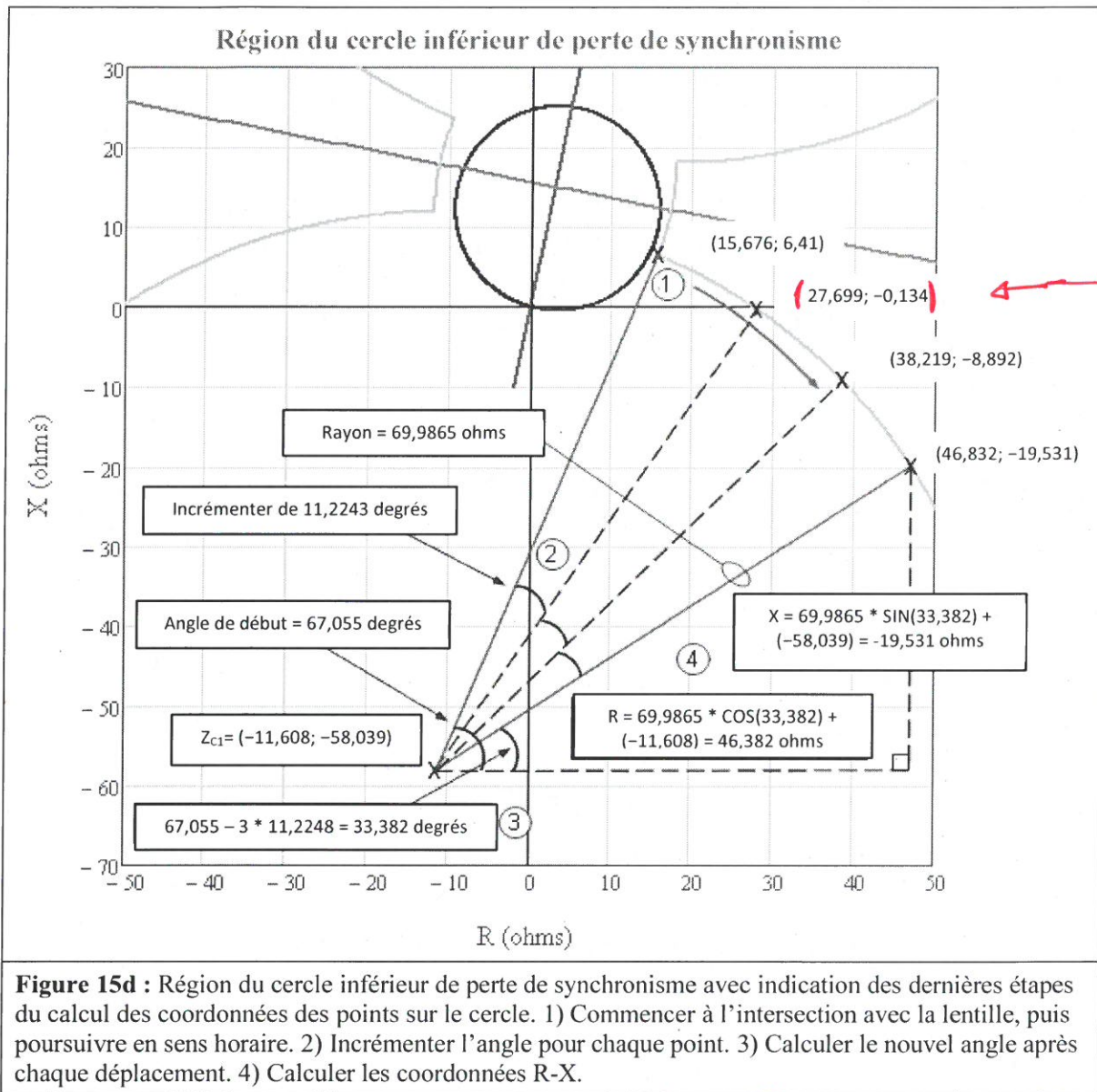


Embrun
virgule



Tableau 2 : Exemple de calcul (point 1 sur la lentille)	
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (12)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$
	$V_S = 132\,791 \angle 120^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 4\,511 \angle 71,3^\circ A]$
	$V_S = 95\,757 \angle 106,1^\circ V$
L'impédance vue par le relais au point Z_L .	
Éq. (13)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{95\,757 \angle 106,1^\circ V}{4\,511 \angle 71,3^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = 17,434 + j12,113 \Omega$

Tableau 3 : Exemple de calcul (point 2 sur la lentille)	
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le deuxième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source inégales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base) ; la tension côté générateur (E_S) équivaut à 70 % de la tension côté récepteur (E_R) et est en avance de 120 degrés sur celle-ci. Voir les figures 3 et 4.	
Éq. (14)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}} \times 70 \%$
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}} \times 0,70$
	$E_S = 92\,953,7 \angle 120^\circ V$
Éq. (15)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_R = 132\,791 \angle 0^\circ V$
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).	
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$ $Z_L = 4 + j20 \Omega$ $Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$
Impédance totale entre les groupes de production.	
Éq. (16)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$



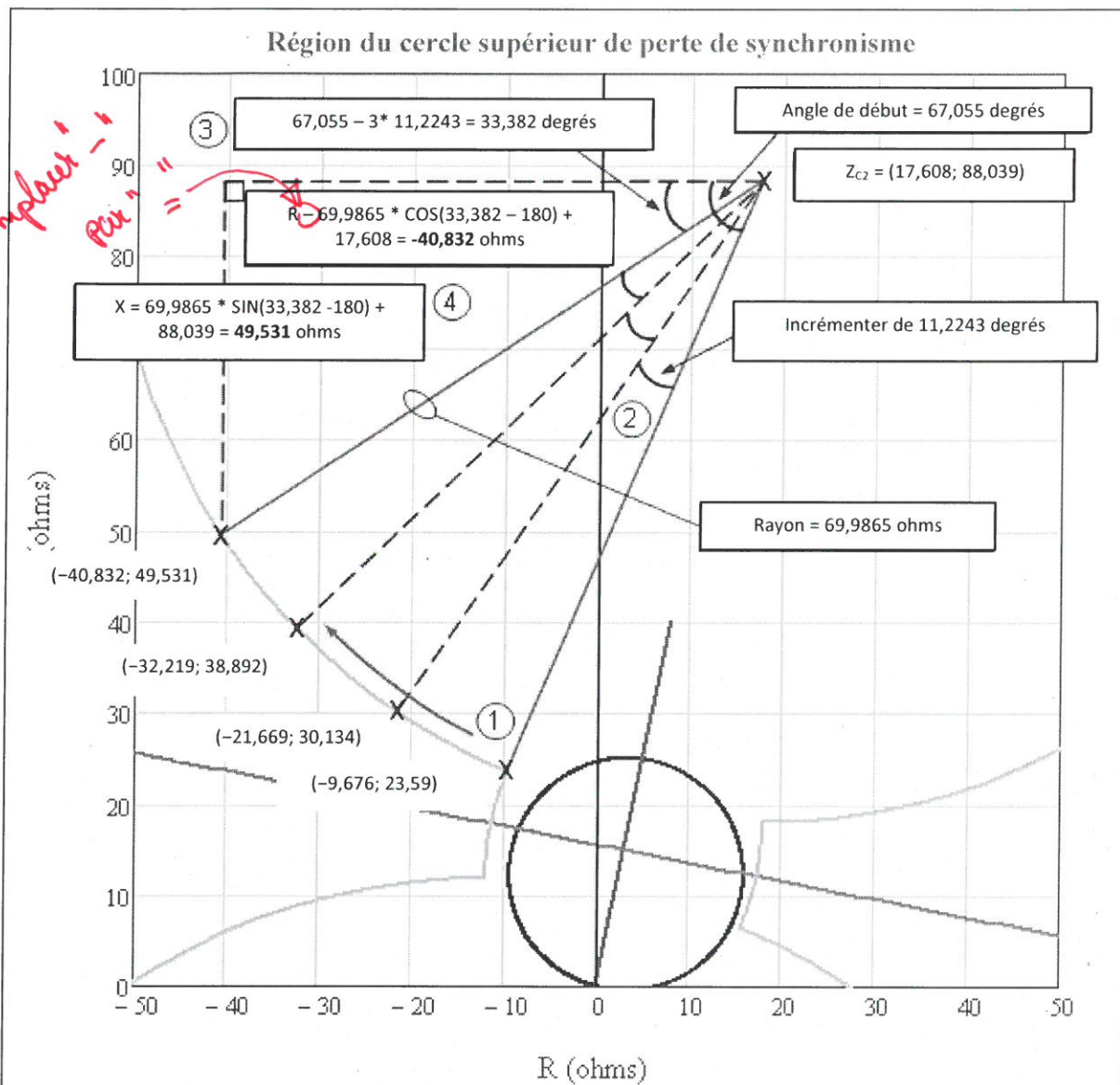


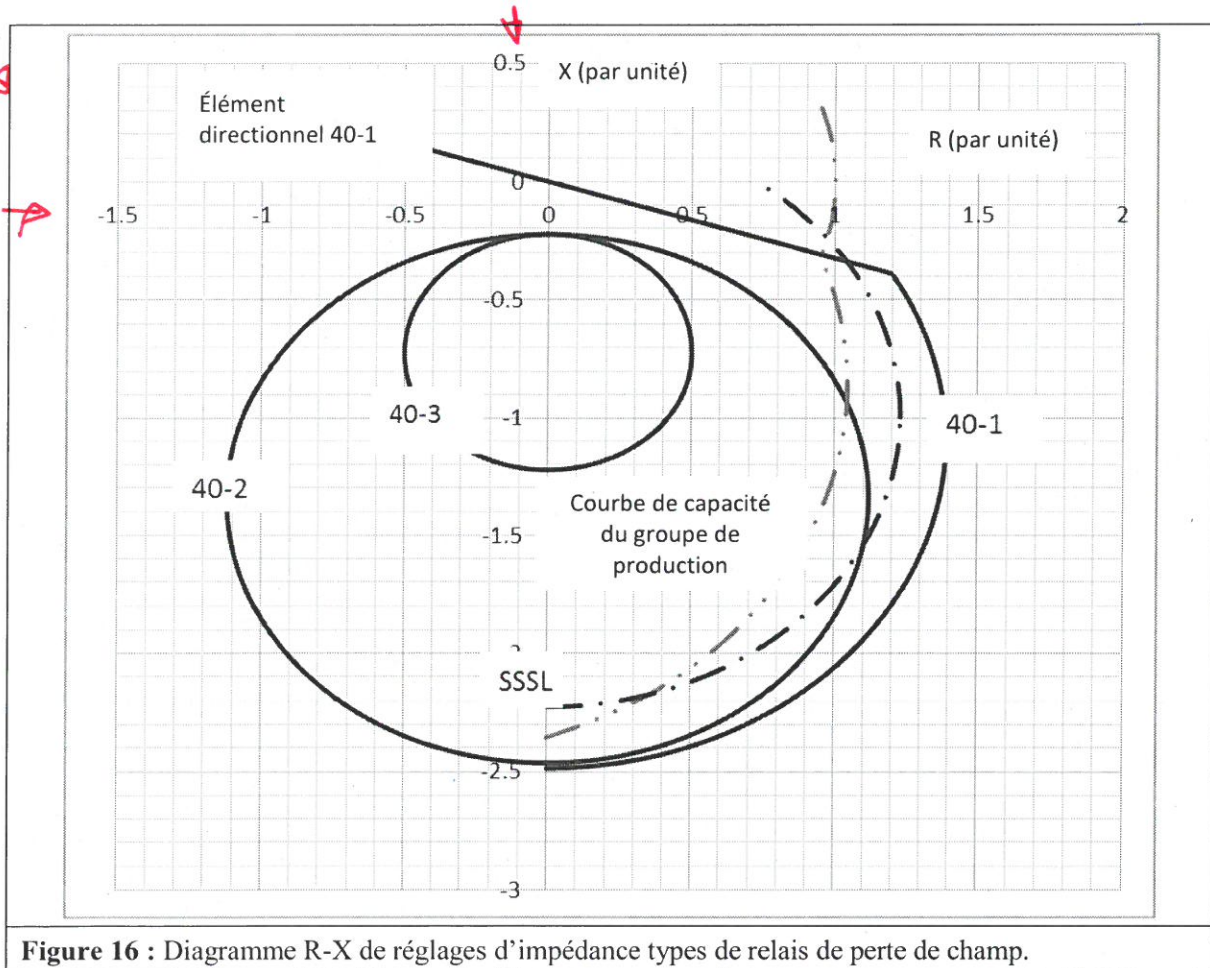
Figure 15h : Région du cercle supérieur de perte de synchronisme avec indication des dernières étapes du calcul des coordonnées des points sur le cercle. 1) Commencer à l'intersection avec la lentille, puis poursuivre en sens horaire. 2) Incrémenter l'angle pour chaque point. 3) Calculer le nouvel angle après chaque déplacement. 4) Calculer les coordonnées R-X.

PRC-026-1 – Directives d'application

admissible de l'équipement, leur temporisation est largement supérieure à 15 cycles pour les niveaux de courant observés pendant une oscillation de puissance.

Les relais à maximum de courant à déclenchement instantané, à temporisation inverse et à temporisation fixe, si leur la temporisation est inférieure à 15 cycles pour les niveaux de courant observés pendant une oscillation de puissance, sont visés par la présente norme et doivent être évalués pour chaque *élément* désigné.

La fonction de protection de groupe de production contre la perte de champ est assurée par des relais d'impédance reliés aux bornes du groupe. Les réglages sont appliqués de manière à protéger le groupe de production contre une perte partielle ou totale de l'excitation dans toutes les conditions de charge du groupe et, en même temps, de manière à ne pas entraîner le déclenchement en cas d'oscillation de puissance stable. La probabilité que le relais de perte de champ se déclenche pendant une oscillation de puissance est plus élevée lorsque le régulateur automatique de tension est en mode manuel plutôt qu'en mode automatique²³. La figure 16 présente le diagramme R-X des caractéristiques de relais de perte de champ qui s'étendent généralement jusqu'à trois zones de protection.



23. John Burdy. *Loss-of-excitation Protection for Synchronous Generators GER-3183*, General Electric Company.

Remplacer "." par "," partout

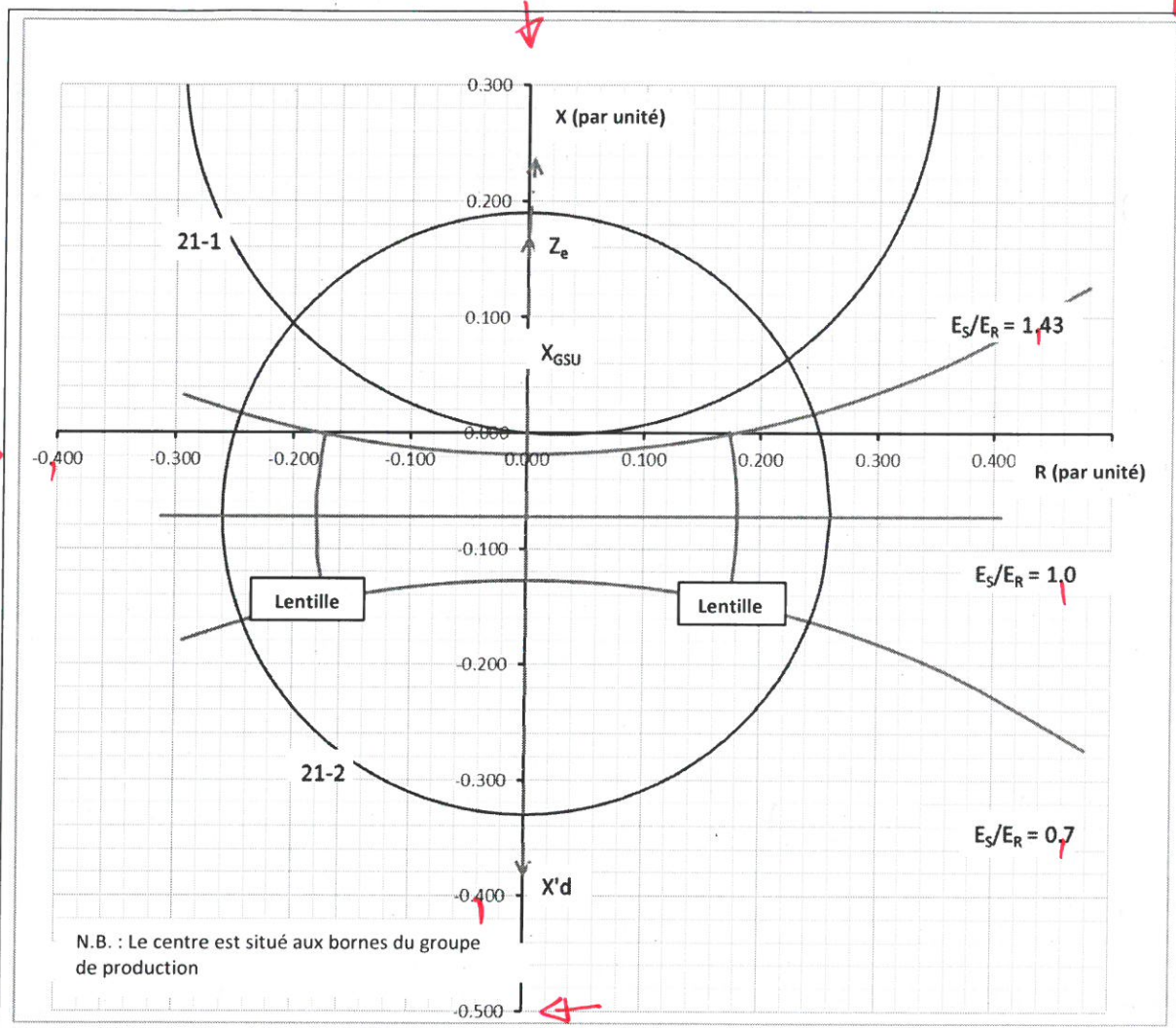


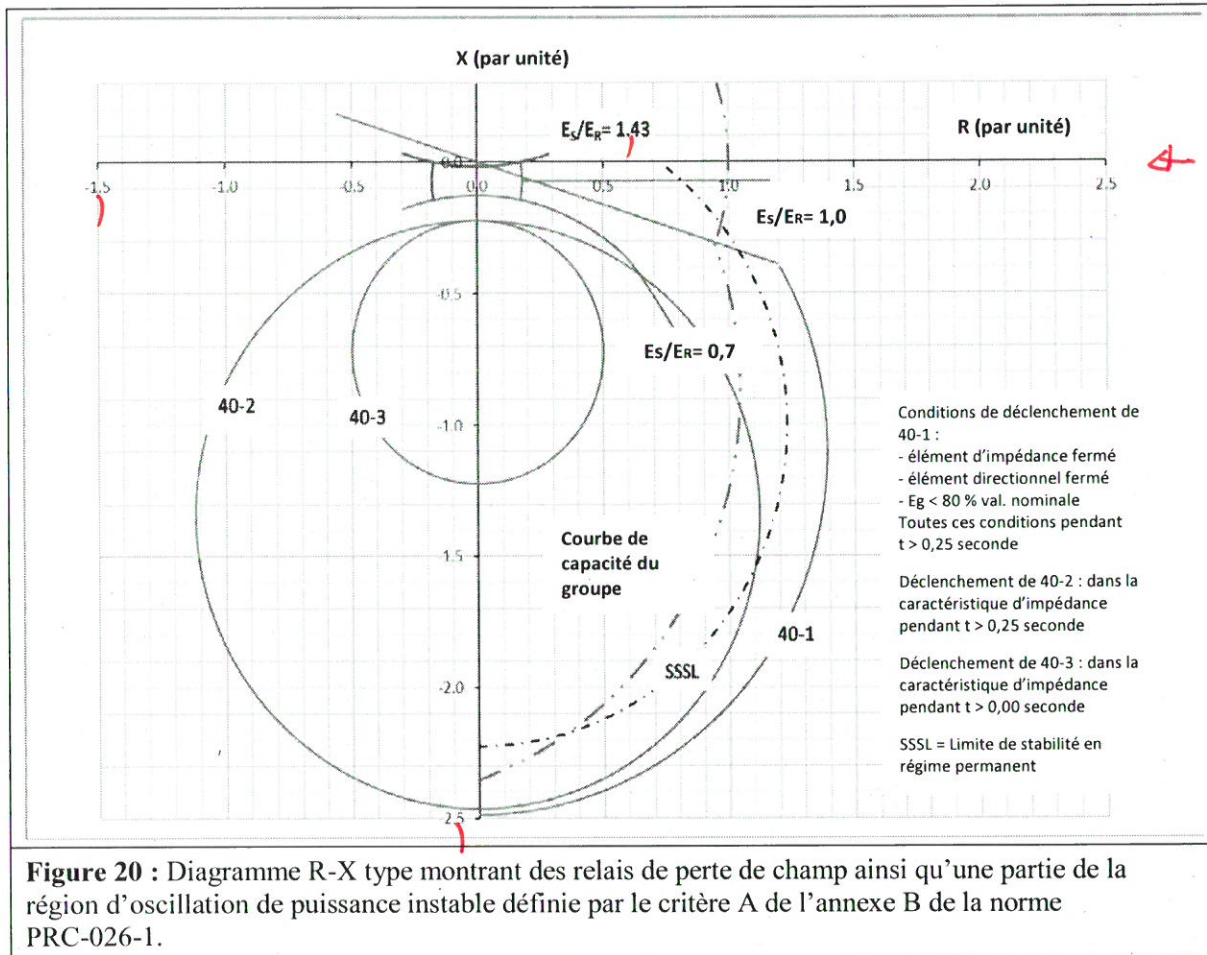
Figure 19 : Diagramme d'impédance d'oscillation de puissance pour les relais d'impédance dans une installation de production.

Directive concernant les relais de perte de champ

Dans le diagramme R-X de la figure 20, les caractéristiques des relais de perte de champ 40-1 et 40-2 sont situées dans la région où une oscillation de puissance stable peut entraîner le fonctionnement du relais. Le relais de protection 40-1 serait exclu s'il avait une temporisation intentionnelle d'au moins 15 cycles ; il en va de même pour le relais 40-2. Par exemple, si le relais 40-1 a une temporisation de 1 seconde et si le relais 40-2 a une temporisation de 0,25 seconde, ils seront tous deux exclus et le propriétaire d'installation de production sera exempté de toute obligation en vertu de la présente norme relativement à ces relais. Quant à la caractéristique du relais de perte de champ 40-3, elle est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable. Dans ce cas, le propriétaire peut sélectionner un déclenchement rapide pour l'élément d'impédance du relais 40-3.

Remplacer " " par " , " partout

PRC-026-1 – Directives d'application



Relais instantanés à maximum de courant

Comme dans l'exemple de calcul de surintensité de ligne de transport du tableau 14, le réglage minimal des relais instantanés à maximum de courant est établi par le critère B de l'annexe B de la norme PRC-026-1. L'équation qui s'applique est la suivante :

Éq. (110)
$$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$$

Comme l'indique le tableau 15 des réglages de relais, le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production et sa valeur d'excitation est de 5,0 par unité. Le courant maximal admissible se calcule comme suit :

$$I_{sys} = \frac{(1,05 \angle 120^\circ - 1,05 \angle 0^\circ)}{0,6239 \angle 90^\circ} p.u.$$

$$I_{sys} = \frac{1,819 \angle 150^\circ}{0,6239 \angle 90^\circ} p.u.$$

$$I_{sys} = 2,91 \angle 60^\circ p.u.$$

Le réglage de phase instantané de 5,0 par unité est supérieur à la valeur calculée de 2,91 par unité pour le courant de réseau ; il répond donc au critère B de l'annexe B de la norme PRC-026-1.