

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR ET DU DISTRIBUTEUR  
AUX ENGAGEMENTS NUMÉROS 1 À 4 DE LA RÉGIE DE  
L'ÉNERGIE (LA « RÉGIE »)**



**Engagement n<sup>o</sup> 1**

*Utilisation de la capacité du futur poste Le Corbusier pour alimenter une charge près du métro Montmorency, hypothèse des travaux et des coûts estimés pour l'alimentation.*

**Réponse à l'engagement n<sup>o</sup> 1 :**

- 1            **Le Distributeur comprend de cet engagement que la Régie souhaite avoir une idée**  
2            **de travaux qui permettraient d'alimenter une charge près du métro Montmorency**  
3            **lorsque le poste Le Corbusier sera en service.**
- 4            **Le Distributeur rappelle que la mise en service du poste Le Corbusier a comme**  
5            **objectif de soulager les postes environnants. De ce fait, il est déjà prévu dans les**  
6            **coûts du projet des actions permettant de soulager le poste Renaud afin que cette**  
7            **capacité ainsi libérée puisse servir à alimenter des secteurs près du métro**  
8            **Montmorency.**
- 9            **Le scénario prévu, lequel s'avère le plus simple, consiste à construire une**  
10           **nouvelle ligne provenant du poste Le Corbusier. Celle-ci servira à reprendre toute**  
11           **la charge de la ligne REN 252. Ensuite, le départ ainsi libéré au poste Renaud**  
12           **pourra servir pour alimenter des secteurs près du métro Montmorency.**
- 13           **Comme indiqué plus avant, ces travaux prévus pour reprendre la charge de la**  
14           **ligne REN 252 consistent notamment en la construction de canalisations, d'une**  
15           **liaison aérosouterraine et d'un nouveau câble provenant du poste Le Corbusier**  
16           **pour raccorder la ligne REN 252.**
- 17           **Les coûts additionnels pour alimenter le secteur près du métro Montmorency à**  
18           **partir du poste Renaud ont quant à eux été évalués à 74 k\$. Ils représentent**  
19           **l'utilisation d'un nouveau câble à partir du poste Renaud pour alimenter le secteur**  
20           **visé. La ligne REN 252 reprendra des charges des lignes REN 251 et REN 246 qui**  
21           **alimentent le secteur du métro Montmorency. 7 MVA seront repris de la ligne**  
22           **REN 251 et 7,3 MVA de la ligne REN 246. Une capacité totale de 14,3 MVA sera**  
23           **donc libérée dans le secteur du métro Montmorency.**



## Engagement n<sup>o</sup> 2

Fournir les données ayant permis de calculer la capacité disponible par secteur de la zone d'étude.

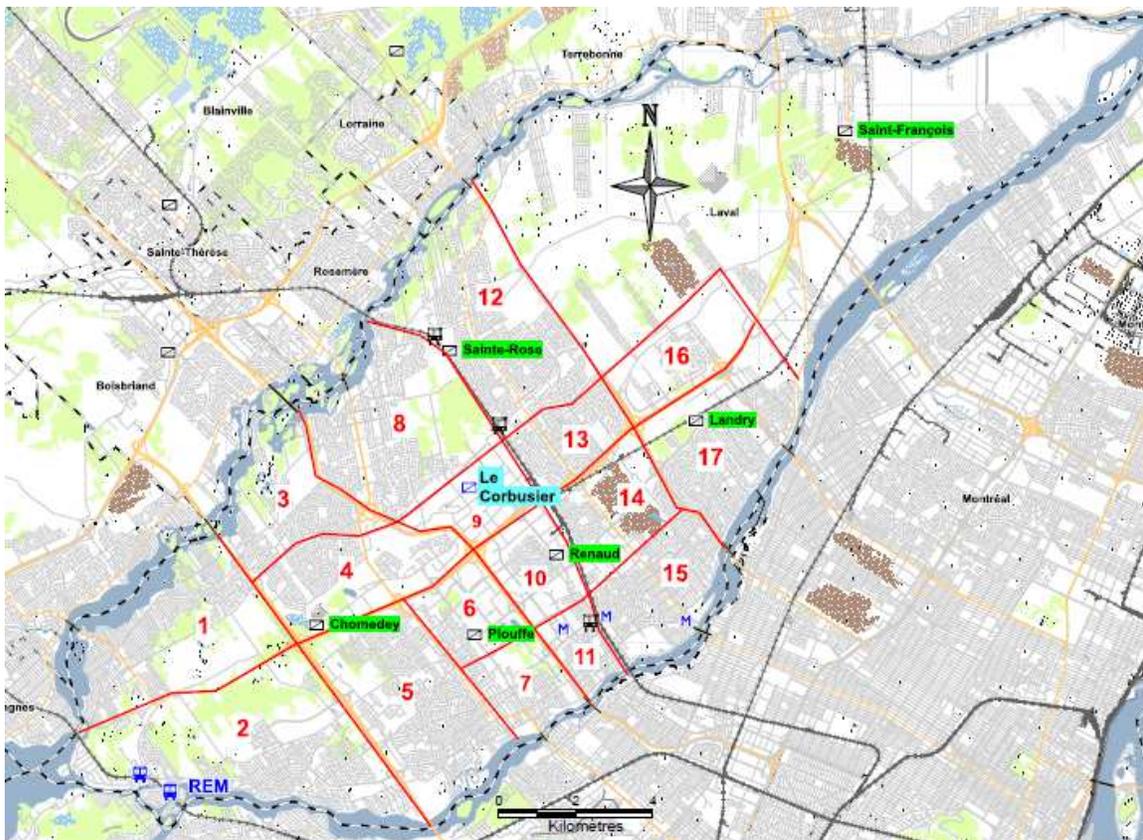
### Réponse à l'engagement n<sup>o</sup> 2 :

1 La démarche ayant permis de calculer la capacité disponible par secteur de la zone  
2 d'étude comporte six (6) étapes :

- 3 • Étape 1 : Le Distributeur a procédé à une segmentation de la zone  
4 d'influence des cinq postes en 17 secteurs<sup>1</sup> en se basant sur les différentes  
5 barrières physiques du territoire (axes routiers majeurs et chemin de fer) ;

6 La figure E-2 présente la numérotation des secteurs de la zone d'étude.

**FIGURE E-2 :**  
Numérotation des secteurs de la zone d'étude



- 7 • Étape 2 : Le Distributeur a par la suite déterminé la charge moyenne des

<sup>1</sup> Chiffres indiqués en rouge sur la figure E-2.

1 lignes dans chacun des secteurs à la pointe 2022-2023 en tenant compte  
 2 de l'évolution projetée du réseau entre l'hiver 2017-2018 et l'hiver  
 3 2022-2023. Les départs de ligne réservés pour des projets majeurs sont  
 4 considérés à 0 MVA.

5 Les valeurs des charges prévues par ligne utilisées aux fins de  
 6 détermination de la charge moyenne sont présentées au tableau E-2A  
 7 suivant :

**TABLEAU E-2A :**  
**Charges prévues en 2022-2023 en tenant compte de l'évolution du réseau**

SECTEUR	LIGNE	CHARGE POINTE 2022-2023 (kVa)
1	CHO_223	14749,8
1	CHO_248	10115,1
1	CHO_249	11691,1
1	CHO_251	14181,6
1	CHO_256	12973,2
1	CHO_258	10380,8
1	CHO_260	15320,4
2	CHO_227	13689,0
2	CHO_231	17273,1
2	CHO_232	17587,6
2	CHO_239	15218,9
2	CHO_240	11737,9
2	CHO_242	18130,8
2	CHO_244	13047,9
2	CHO_252	13654,0
2	CHO_253	12571,4
2	CHO_261	10609,1
2	CHO_265	0,0
2	CHO_266	0,0
2	CHO_267	0,0
3	CHO_225	10563,8
3	CHO_246	13966,6
3	CHO_262	16009,2

4	CHO_222	6554,0
4	CHO_224	14190,1
4	CHO_235	12660,8
4	CHO_236	12964,1
4	CHO_259	13489,8
4	CHO_263	14890,9
4	CHO_268	0,0
5	CHO_228	12420,4
5	CHO_234	13726,1
5	CHO_238	10844,7
5	CHO_241	13698,9
5	CHO_243	16198,7
5	CHO_250	15869,4
5	CHO_254	13591,1
5	CHO_255	9821,3
5	PLF_243	13144,4
5	PLF_252	13664,4
5	PLF_265	18099,0
5	PLF_272	12821,9
5	PLF_273	12547,3
6	CHO_226	7070,4
6	PLF_255 (omission par erreur dans le calcul mais n'affecte pas significativement les résultats dans l'étude)	13500
6	PLF_256	13272,1
6	PLF_263	12310,5
6	PLF_266	13244,9
6	PLF_276	0,0
6	PLF_285	12492,8
6	PLF_246	0,0
7	PLF_241	6458,3
7	PLF_242	15101,0
7	PLF_251	16498,9
7	PLF_253	7237,9
7	PLF_264	8304,2
7	PLF_271	9477,2

7	PLF_274	13305,2
7	PLF_275	10440,3
7	PLF_286	8371,2
8	CHO_230	10801,5
8	CHO_247	12276,1
8	CHO_264	15660,1
8	ROS_230	13151,5
8	ROS_233	10050,8
8	ROS_234	9641,5
8	ROS_235	10934,4
8	ROS_237	11443,9
8	ROS_242	7058,9
9	REN_242	13834,3
9	REN_243	13484,3
9	REN_252	7991,0
9	REN_253	11259,4
9	REN_262	14011,7
9	REN_272	17029,2
10	PLF_254	9094,6
10	REN_261	13063,2
10	REN_265	11602,3
11	PLF_261	0,0
11	PLF_262	18116,8
11	REN_246	15029,7
11	REN_251	12248,8
11	REN_254	14939,7
11	REN_274	18000,0
12	LAN_266	18225,4
12	ROS_222	16847,0
12	ROS_223	11543,1
12	ROS_224	6804,2
12	ROS_226 (omis, projet en cours)	0
12	ROS_227	3115,2
12	ROS_228	12637,5
12	ROS_231	12224,5
12	ROS_232	15632,2
12	ROS_238	13498,9
12	ROS_239	9729,8
12	ROS_241	10500,7
12	ROS_243	11488,4

13	LAN_246	12980,0
13	LAN_251	11100,7
13	LAN_252	17311,4
13	LAN_272	13659,6
13	LAN_273	9674,9
13	REN_263	15351,3
14	REN_276	13785,4
15	LAN_261	13113,9
15	LAN_262	14038,6
15	LAN_264	13523,5
15	REN_241	9900,5
15	REN_244	16549,5
15	REN_245	11294,6
15	REN_255	18064,2
15	REN_256	13130,8
15	REN_264	14725,3
15	REN_266	15261,8
15	REN_271	16031,0
15	REN_275	10873,6
16	LAN_253	15528,3
16	LAN_256	13770,0
16	LAN_276	12962,6
16	LAN_263	0,0
16	LAN_283	0,0
17	LAN_241	10013,4
17	LAN_242	12141,4
17	LAN_244	11300,5
17	LAN_245	12128,3
17	LAN_254	12535,5
17	LAN_255	11412,1
17	LAN_265	9681,3
17	LAN_271	10288,5
17	LAN_274	16943,9
17	LAN_275	11734,3
17	LAN_284	10551,7

- 1           • **Étape 3 : Le Distributeur détermine la capacité totale restante en 2022-2023,**  
 2           **soit 114 MVA :**

POSTE	CLT	CHARGE POINTE 2022- 2023 (MVA)	CAPACITÉ DISPONBLE
Chomedey	528	499	29
Ste-Rose	193	184	9
Renaud	295	289	6
Landry	300	266	34
Plouffe	300	265	36
Capacité totale	1 616	1 503	114

- 3           • **Étape 4 : Le Distributeur a ensuite déterminé la capacité limite de**  
 4           **transformation par ligne pour l'ensemble des lignes de la zone d'étude :**  
 5           **somme des cinq CLT des postes divisée par le nombre de lignes actives**  
 6           **(excluant les lignes des condensateurs, de relève et du métro), ce qui**  
 7           **donne une valeur de référence 12,3 MVA par ligne ;**
- 8           • **Étape 5 : Pour chaque secteur, le Distributeur calcule l'écart entre la valeur**  
 9           **de référence de 12,3 MVA par ligne déterminée à l'étape 4 et la moyenne de**  
 10          **la charge par ligne à la pointe 2022-2023 (obtenue à l'étape 2). Lorsque cet**  
 11          **écart est négatif, la valeur est égale à 0 ;**
- 12          • **Étape 6 : La capacité totale disponible par secteur est obtenue en**  
 13          **multipliant le résultat de l'étape 5 par le nombre de lignes du secteur.**

14          **Le tableau E-2B suivant présente la capacité totale disponible par secteur.**

**TABLEAU E-2B :**  
**Calcul de la capacité disponible par secteur**

Numéro du secteur	Nombre de lignes	Charge moyenne (MVA) par ligne	Capacité disponible par ligne (MVA)	Capacité disponible totale (MVA)
1	7	12,77	0	0
2	13	11,04	1,3	16,38
3	3	13,51	0	0
4	7	10,68	1,6	11,35
5	13	13,57	0	0
6	7	8,34	4	27,71
7	9	10,58	1,7	15,51
8	9	11,22	1,1	9,68
9	6	12,93	0	0
10	3	11,25	1	3,14
11	6	13,06	0	0
12	12	11,85	0,4	5,35
13	6	13,35	0	0
14	1	13,79	0	0
15	12	13,88	0	0
16	5	8,45	3,8	19,24
17	11	11,70	0,6	6,57



**Engagement n<sup>o</sup> 3**

Déposer, si elle existe, une norme corporative relativement à la protection des départs de lignes pour des postes qui seraient ajustés à six cents ampères (600 A).

**Réponse à l'engagement n<sup>o</sup> 3 :**

1            **La section 9 de la méthode A.61.3-02 établit les critères pour l'ajustement des**  
2            **réglages de protection de départ de ligne. Les valeurs de réglage sont suggérées**  
3            **plus particulièrement dans l'annexe B.**

4            **Le Distributeur souligne que les réglages des postes Renaud, Chomedey et**  
5            **Sainte-Rose sont déjà à 660 ou 672 ampères.**

6            **La méthode A.5-06 permet quant à elle de déterminer la charge admissible des**  
7            **lignes du réseau de distribution.**

8            **Ces encadrements, que le planificateur doit suivre, permettent de concevoir un**  
9            **réseau sécuritaire et fiable qui permet de répondre à la demande des clients.**

10           **Les méthodes A.61.3-02 et A.5-06 sont déposées au soutien de la présente pièce**  
11           **respectivement comme annexe A et B.**



#### **Engagement n<sup>o</sup> 4**

Valider que le tableau R-3.1 transmis dans le cadre de la demande de renseignements numéro 4 de la Régie est bien complet.

#### **Réponse à l'engagement n<sup>o</sup> 4 :**

1           **Le Distributeur le confirme. Les lignes se retrouvant dans le tableau R-3.1 sont**  
2           **effectivement les lignes actives sous charge de la zone d'étude.**

3           **Voici d'autres informations relatives aux départs de lignes :**

4           **Poste Sainte-Rose :**

- 5           • **Départs utilisés pour la relève de câble ou des condensateurs : ROS 225,**  
6           **ROS 229, ROS 236 et ROS 240.**
- 7           • **Départ réservé pour des projets majeurs à venir : ROS 226.**

8           **Poste Plouffe :**

- 9           • **Départs utilisés pour la relève de câble ou des condensateurs : PLF 231,**  
10           **PLF 232, PLF 233, PLF 234, PLF 235, PLF 236 et PLF 245.**
- 11           • **Départs ajoutés en 2017 et mis en service dans le cadre de projets : PLF 256,**  
12           **PLF 266 et PLF 286.**
- 13           • **Départs réservés pour des projets majeurs à venir : PLF 261 et PLF 276.**

14           **Poste Chomedey :**

- 15           • **Départs utilisés pour la relève de câble ou des condensateurs : CHO 221,**  
16           **CHO 233, CHO 245, CHO 257, CHO 229 et CHO 237.**
- 17           • **Départs réservés pour des projets majeurs à venir : CHO 265, CHO 266,**  
18           **CHO 267 et CHO 268.**

19           **Poste Landry :**

- 20           • **Départs utilisés pour la relève de câble ou des condensateurs : LAN 231,**  
21           **LAN 232, LAN 294, LAN 235 et LAN 236.**
- 22           • **Départs réservés pour des projets majeurs à venir : LAN 263 et LAN 283.**

23           **Poste Renaud**

- 24           • **Départs utilisés pour la relève de câble ou des condensateurs : REN 231,**  
25           **REN 232, REN 233, REN 234, REN 235 et REN 236.**



**ANNEXE A :  
MÉTHODE A.61.3-02**



titre		numéro	
<b>Mise en application des principes de protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités</b>		A.61.3-02	
		page 1 de 62	
		révision de la version de	
date d'entrée en vigueur		2011-06	
préparé par	vérifié par	validé par	recommandé par
Julie Labelle-Morrison, ing. Orientations technologiques et Réseau d'experts protection	 Révision linguistique	 Bruno Houle, chef Orientations technologiques	 Denis Chartrand, chef Orientations du réseau
		date 24/05/2011	date 26/05
unités intéressées	sceau d'ingénieur	approuvé par	date
Toutes les unités de la vice-présidence Réseau de distribution		 Antonio Pinho, directeur Gestion de l'actif	2011/05/30

## SOMMAIRE

	Titre	Page
1	<b>OBJET</b> .....	4
2	<b>DOMAINE D'APPLICATION</b> .....	4
3	<b>PORTÉE</b> .....	4
4	<b>MEMBRES DU RÉSEAU D'EXPERTS PROTECTION</b> .....	4
5	<b>DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE</b> .....	4
6	<b>DÉFINITIONS</b> .....	5
7	<b>ACRONYMES</b> .....	6
8	<b>MÉTHODOLOGIE</b> .....	8
8.1	<b>Cueillette des informations</b> .....	8
8.2	<b>Analyse du réseau</b> .....	9
8.3	<b>Élaboration des réglages</b> .....	10
9	<b>RÉGLAGES DU DISJONCTEUR DE DÉPART DE LIGNE</b> .....	10
9.1	<b>Détermination des seuils de mise au travail et de la temporisation de phase et de neutre</b> .....	10
9.1.1	<b>Protection de phase (51PH)</b> .....	11
9.1.2	<b>Protections de neutre (51NR et 51NL)</b> .....	12
9.1.3	<b>Éléments instantanés (50 PH et 50N)</b> .....	13
9.2	<b>Automatismes de réenclenchement</b> .....	15
9.2.1	<b>Nombre de réenclenchements</b> .....	15
9.2.2	<b>Intervalles de réenclenchement (T1, T2 et T3)</b> .....	17
9.2.3	<b>Temporisation de réinitialisation de l'automatisme de réenclenchement (TREA)</b> .....	18
9.2.4	<b>Autres commandes associées à l'automatisme de réenclenchement</b> .....	19
9.3	<b>CONDITIONS PARTICULIÈRES</b> .....	19
9.3.1	<b>Coordination séquentielle</b> .....	19
9.3.2	<b>Déclenchement par sympathie</b> .....	21

numéro		A.61.3-02	
page	2	de	62

9.3.3	Calcul de l'énergie lors d'un défaut d'arc sur les interrupteurs sous enveloppe (CS) et les interrupteurs isolés sous enveloppe (CSI) .....	21
9.4	Autres fonctions .....	23
9.4.1	Protection temporisée de phase à temps défini (51T) .....	23
9.4.2	Temporisation d'anti-pompage (TAP) .....	23
9.4.3	Temporisation de blocage des neutres rapides (TBNR) .....	24
9.4.4	Temporisation de blocage du réenclencheur (TBR) .....	24
9.4.5	Temporisation de défaillance de disjoncteur (TD) .....	25
9.4.6	Temporisation de défaillance de déclenchement par protection (TDDP).....	25
9.4.7	Localisation de défaut (LOCAL) .....	25
9.4.8	Longueur de la ligne (LL) .....	25
9.4.9	Fonction DHI (défaut haute impédance) .....	26
9.4.10	Hausse des seuils en mode reprise de charge (51PHL et 51NL) .....	27
10	RÉGLAGES DU DISJONCTEUR EN LIGNE .....	28
10.1	Détermination des seuils de mise au travail et de la temporisation de phase et de neutre.....	28
10.1.1	Protection de phase (51PHR/51PHL).....	28
10.1.2	Protection de neutre (51NR/51NL).....	29
10.1.3	Déclenchement instantané.....	29
10.1.4	Modification des courbes temps-courant.....	29
10.2	Automatismes de réenclenchement .....	32
10.2.1	Nombre de réenclenchements .....	32
10.2.2	Intervalles de réenclenchement (T1, T2 et T3).....	32
10.2.3	Temps de rappel après un réenclenchement automatique (RTAR).....	33
10.3	Coordination séquentielle.....	33
10.4	Autres fonctions .....	33
10.4.1	Verrouillage par fort courant .....	33
10.4.2	Reprise de charge non diversifiée.....	34
10.4.3	Protection de neutre sensible (SEF) .....	34
10.4.4	Attente d'alimentation du circuit de fermeture(CPWT).....	35
10.4.5	Temps de rappel après verrouillage.....	35
10.4.6	Protection de sous-fréquence .....	36
10.4.7	Préséance au déclenchement de neutre.....	37
10.4.8	Caractéristiques de l'installation .....	37
11	CHOIX DU CALIBRE DU FUSIBLE .....	37
12	CRITÈRES DE COORDINATION DE LA PROTECTION .....	37
12.1.1	Coordination entre fusibles .....	38
12.1.2	Coordination fusible-disjoncteur .....	39
12.1.3	Coordination entre disjoncteurs .....	40
13	RESPONSABLE DE L'IMPLANTATION.....	40
14	RESPONSABLES DE L'APPLICATION.....	41
15	RESPONSABLE DU SUIVI DE L'APPLICATION .....	41

numéro		<b>A.61.3-02</b>	
page	<b>3</b>	de	<b>62</b>

## ANNEXES

<b>A - Exemple typique de réglage de la protection d'une ligne.....</b>	<b>42</b>
<b>B - Profils de ligneS.....</b>	<b>49</b>
<b>C - Tableau de conversion des courbes du SEL-351 et F4C .....</b>	<b>61</b>
<b>D - Paramètres de simulation à utiliser pour calculer les courants de court-circuit .....</b>	<b>62</b>

## LISTE DES FIGURES

<b>Figure 1: Schéma regroupant les données nécessaires à l'étude de protection .....</b>	<b>9</b>
<b>Figure 2: Ligne mixte.....</b>	<b>14</b>
<b>Figure 3: Ligne mixte avec un client MT .....</b>	<b>15</b>
<b>Figure 4: Temps de réarmement d'un relais numérique .....</b>	<b>18</b>
<b>Figure 5: Fonctionnement de la coordination séquentielle .....</b>	<b>20</b>
<b>Figure 6: Fonctionnement de la temporisation d'anti-pompage (TAP) pour une séquence 1R-2L .....</b>	<b>24</b>
<b>Figure 7: Effet du temps de réponse minimum sur la courbe de protection.....</b>	<b>30</b>
<b>Figure 8: Effet du multiplicateur sur la courbe de protection.....</b>	<b>31</b>
<b>Figure 9: Effet de la constante de temps sur la courbe de protection.....</b>	<b>32</b>
<b>Figure 10: Défaut pendant et après le temps de rappel après verrouillage.....</b>	<b>36</b>
<b>Figure 11: Temps d'opération d'un disjoncteur .....</b>	<b>38</b>
<b>Figure 12: Coordination entre deux fusibles .....</b>	<b>38</b>
<b>Figure 13: Coordination entre la courbe lente (PHL) d'un disjoncteur et d'un fusible.</b>	<b>39</b>
<b>Figure 14: Coordination entre deux disjoncteurs (DJ1 poste et DJ2 ligne) .....</b>	<b>40</b>
<b>Figure 15: Réseau en configuration normale .....</b>	<b>43</b>
<b>Figure 16: Réseau en configuration relève .....</b>	<b>45</b>
<b>Figure 17: Courbes de protection du profil 1.....</b>	<b>43</b>
<b>Figure 18: Courbes de protection du profil 2.....</b>	<b>57</b>
<b>Figure 19: Courbes de protection du profil 3.....</b>	<b>60</b>

## LISTE DES TABLEAUX

<b>Tableau I: Relais déclenchant à 110 % du seuil de l'élément 51 de phase et de neutre .....</b>	<b>11</b>
<b>Tableau II: Indice de sensibilité (en %) des différents relais de protection instantanée (50) .....</b>	<b>14</b>
<b>Tableau III: Limite énergétique des interrupteurs.....</b>	<b>22</b>
<b>Tableau de conversion entre les courbes du SEL-351 et du F4C .....</b>	<b>61</b>

## 1 OBJET

La présente méthode a pour objet d'indiquer la marche à suivre pour appliquer les principes et critères énoncés dans la norme A.61.3-01 *Protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités*. Elle décrit comment régler les dispositifs de protection convenant à la majorité des lignes de distribution, certains réglages adaptés à des situations particulières ainsi que le choix des seuils, des temporisations et des autres fonctions permettant la coordination entre les appareils de protection.

## 2 DOMAINE D'APPLICATION

Cette méthode s'applique à tous les systèmes de protection des réseaux moyenne tension d'Hydro-Québec, sauf aux réseaux autonomes de faible puissance.

## 3 PORTÉE

Cette méthode s'adresse à tout le personnel de la vice-présidence Réseau de distribution qui a pour fonction de planifier et d'appliquer la protection sur le réseau de distribution.

## 4 MEMBRES DU RÉSEAU D'EXPERTS PROTECTION

Les personnes suivantes ont contribué à l'élaboration de la présente méthode sectorielle :

Richard Belles-Isles, Plan de réseau Nord-Est;  
Alain Dubuc, Soutien à la stratégie d'exploitation;  
Daniel Chabot, Plan de réseau Montréal;  
Simon Ghazal, Plan de réseau Montréal;  
Mathieu Huard, Plan de réseau Montmorency;  
Julie Labelle-Morrison, Orientations du réseau;  
Alain Lacroix, Plan de réseau Montmorency;  
René Martin, Plan de réseau Laurentides;  
Jean-Luc Roy, Plan de réseau Richelieu;  
Georges Simard, Orientations du réseau;  
Yvan Simard, Apprentissage et développement technique HQD Réseau;  
Serge St-Antoine, Orientations du réseau.

## 5 DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE

Les documents ayant servi de référence dans l'élaboration de la présente méthode sont les suivants :

- norme A.5-04 *Architecture du réseau de distribution*, Hydro-Québec Distribution, 01-2006;
- norme A.61.3-01 *Protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités*, Hydro-Québec Distribution, 01-2009;

numéro	
A.61.3-02	
page	5 de 62

- dossier 1600-00/60-80.1, *Comportement des appareils de manœuvres et accessoires de sécurité face aux énergies de défaut disponibles en réseau et Gestion du risque face aux dangers d'origine électrique et au confinement de l'énergie*, Hydro-Québec Distribution, 03-2008;
- rapport 30076-07-01, *Confinement de l'énergie de défaut*, Hydro-Québec Distribution, 10-2007;
- notice technique CEPA SEL-9996, Schweitzer Engineering Laboratories, 2007;
- notice technique SEL-351-RHQ, Schweitzer Engineering Laboratories, 2005;
- formation 22011019, *Assurer la protection du réseau de distribution*, Hydro-Québec Distribution, révision 09-2009;
- norme 02-1010 du volume B.41.21, *Chambres de raccordement - Structures de raccordement*, Hydro-Québec Distribution 03-2008;
- ANSI/IEEE C 37.2: IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers, 1991;
- bulletin technique 30012-11-004-B, *Facteur de sécurité à utiliser pour l'évaluation de l'énergie déagée lors d'un défaut d'interrupteur*, 02-2011;
- *Caractéristiques électriques générales de référence, Étude de réseau et critère de performance*, Planification des actifs et Affaires réglementaires, TransÉnergie, 12-2010.

## 6 DÉFINITIONS

**Appareil à risque:** Appareil ou équipement qui, dans certaines conditions<sup>1</sup> risque de ne pas confiner l'énergie. Cette situation se produit lorsque l'énergie de défaut est plus élevée que la limite énergétique de l'appareil. Certains appareils en réseaux peuvent ne pas résister à un défaut interne, ce qui entraîne une possibilité de rupture de l'appareil due à un non-confinement de celui-ci.

**Appareil de protection:** Appareil servant à protéger, de façon sûre, rapide et sélective, les installations électriques contre les surcharges, les courts-circuits et les courants de défaut.

**Défaut:** Situation de défectuosité du réseau de distribution menant à un court-circuit monophasé, biphasé ou triphasé impliquant ou non le sol et/ou le conducteur de neutre. Exemples de situations : contournement d'isolateur, contact de conducteur avec une branche et contact entre deux conducteur.

**Défaut phase-neutre :** Défaut causant un court-circuit entre un ou deux conducteurs de phase et le conducteur de neutre (défaut franc) ou la terre (défaut résistif). La « terre » est ici le sol ou tout objet en contact avec le sol. Les défauts de cette nature sont les défauts francs phase-neutre et phase-phase-neutre et les défauts résistifs de neutre phase-terre ou phase-phase-terre.

**Défaut phase-phase :** Défaut causant un court-circuit franc entre deux conducteurs (défaut phase-phase) ou trois conducteurs (défaut triphasé) avec ou sans contact avec le neutre, le sol ou tout objet en contact avec le sol. Les défauts de cette nature sont les défauts phase-phase et triphasé. Les défauts phase-phase-neutre et phase-phase-terre sont à la fois des défauts de phase et de neutre.

<sup>1</sup> Voir le document de référence *Comportement des appareils de manœuvres et accessoires de sécurité face aux énergies de défaut disponibles en réseau et Gestion du risque face aux dangers d'origine électrique et au confinement de l'énergie*, pour la liste des conditions.

**Disjoncteur:** Appareil de coupure pouvant interrompre des courts-circuits sur le réseau.

**Disjoncteur à réenclenchement automatique (disjoncteur réenclencheur):** Disjoncteur qui ouvre le circuit lors de l'apparition d'un défaut et le referme de nouveau selon une séquence prééglée.

**Interrupteur à commande automatique (ICA):** Interrupteur qui fonctionne en coordination avec les déclenchements du disjoncteur en amont. Il est programmé pour ouvrir pendant que le disjoncteur en amont est ouvert. Dans ce mode, indépendamment de ses caractéristiques nominales, il n'interrompt donc pas de courant de défaut.

**Intervalle de réenclenchement:** Intervalle de temps entre l'ouverture et la refermeture du disjoncteur à réenclenchement automatique.

**Réenclenchement définitif:** Situation où le disjoncteur se referme et que le défaut n'est plus présent sur la ligne.

**Réenclencheur:** Dispositif qui permet le déclenchement et l'enclenchement du disjoncteur selon la séquence prééglée. Ce dispositif peut être électromécanique dans les plus vieilles installations, électronique ou numérique.

**Relais:** Appareil contenant les réglages de protection (seuils, temporisation, etc.) qui surveille l'intensité du courant et qui commande le déclenchement du disjoncteur lorsque la valeur atteint le seuil prééglé. Les relais sont désignés par des codes spécifiés dans la norme IEEE-C37.2. Les relais utilisés à Hydro-Québec sont de type électromécaniques, électroniques ou, pour les plus récents, numériques (microprocesseurs). Les relais récents combinent plusieurs fonctions pouvant être mises ou non en circuit.

**Temporisation:** Fonction qui est activée dans certaines conditions et qui calcule un temps prééglé avant d'activer une autre fonction.

**Zone de protection:** Ensemble du réseau MT dont les défauts sont couverts par un appareil de protection donnée.

## 7 ACRONYMES

**CEPA:** Commande et protection d'artère

**CHI:** Client heure interrompu

**CMT:** Client moyenne tension

**CRÉ:** Capacité réelle des équipements

**DJ:** Disjoncteur

numéro	
A.61.3-02	
page	7 de 62

**LL:** Longueur de la ligne

**LOCAL:** Localisation de défaut

**NDR:** Nombre de déclenchements permis par la courbe rapide

**NF :** Normalement fermé

**NL:** Neutre lent.

**NO :** Normalement ouvert

**NR:** Neutre rapide

**PHL:** Phase lente

**PHR:** Phase rapide

**RT:** Nombre total de réenclenchements

**SEL-351:** Type de relais de ligne de la compagnie Schweitzer

**SEL-9996:** Type de relais en départ de ligne de la compagnie Schweitzer

**TAP:** Temporisation d'anti-pompage

**TBNR:** Temporisation bloquant le signal de protection 51 NR

**TBR:** Temporisation bloquant l'initiation de l'automatisme de réenclenchement

**TD:** Temporisation de défaillance de disjoncteur

**TDDP:** Temporisation pour la défaillance de déclenchement par protection

**TREA:** Temporisation de réinitialisation de l'automatisme de réenclenchement

numéro	
A.61.3-02	
page	8 de 62

## 8 MÉTHODOLOGIE

Dans le cadre de son travail, le planificateur est amené à définir les systèmes de protection des lignes afin de respecter les principes et critères définis dans les normes A.61.3-01 et A.5-04 *Architecture du réseau de distribution*. Les trois principales étapes menant à la mise en place des systèmes de protection moyenne tension sont la cueillette d'information, l'analyse du réseau à protéger et l'établissement des réglages. La présente section définit ces trois étapes.

### 8.1 Cueillette des informations

Les informations<sup>2</sup> suivantes doivent être recueillies:

- le courant de court-circuit triphasé maximum au poste en considérant une exploitation du poste en configuration normale et en considérant les transferts de charge possibles au moyen des points de manœuvres stratégiques;
- le courant de court-circuit phase-terre minimum avec impédance ( $Z_f = 13,3$  ohms) en bout de réseau en considérant une exploitation du poste en configuration normale et en considérant les transferts de charge possibles au moyen des points de manœuvres stratégiques;
- le courant de court-circuit biphasé minimum en configuration normale et en relève (selon les points de manœuvre stratégiques);
- les courants de court-circuit maximum triphasés et phase-neutre à la liaison aérosouterraine et/ou au dispositif de protection de deuxième zone et/ou au CMT, s'ils se trouvent sur une portion souterraine située le plus près électriquement du disjoncteur de départ de ligne (pour le réglage des instantanées des disjoncteurs de départ de ligne);
- les réglages des relais de protection au poste et en ligne;
- les blocs de charge et leur répartition, les points de manœuvres stratégiques, la relève de blocs, en considérant une croissance prévue de la charge;
- l'équipement le plus limitatif (inductance, câble, conducteur de faible capacité, etc.);
- les courants de court-circuit disponibles triphasés et francs phase-neutre des lignes en configuration normale et en configuration de relève (avec les points de manœuvre stratégiques) servant à calculer le confinement d'énergie à l'interrupteur souterrain (appareils à risque, interrupteurs sous enveloppe ou interrupteur isolé sous enveloppe);
- les facteurs qualitatifs particuliers, tels que la présence de clients sensibles, l'environnement (forêt, milieu salin), le type de réseau (rural, urbain, aérien, souterrain, etc.);
- les statistiques ou analyses de pannes (réalisée par Plan de maintenance);
- la présence de production décentralisée;
- les installations à fort appel de courant (ex.: moteurs, banc de condensateurs, courant de magnétisation des transformateurs, etc.).

Ensuite, il faut établir un schéma unifilaire de la protection existante et positionner les éléments identifiés précédemment comme dans le schéma de la figure 1.

<sup>2</sup> Tous les courant de court-circuit demandés dans cette section doivent être préalablement validés au poste (données transmises par TransÉnergie). Le logiciel de simulation peut ensuite être utilisé pour recueillir les niveaux de court-circuit minimum et maximum (se référer à l'annexe A4 pour les paramètres de simulation).

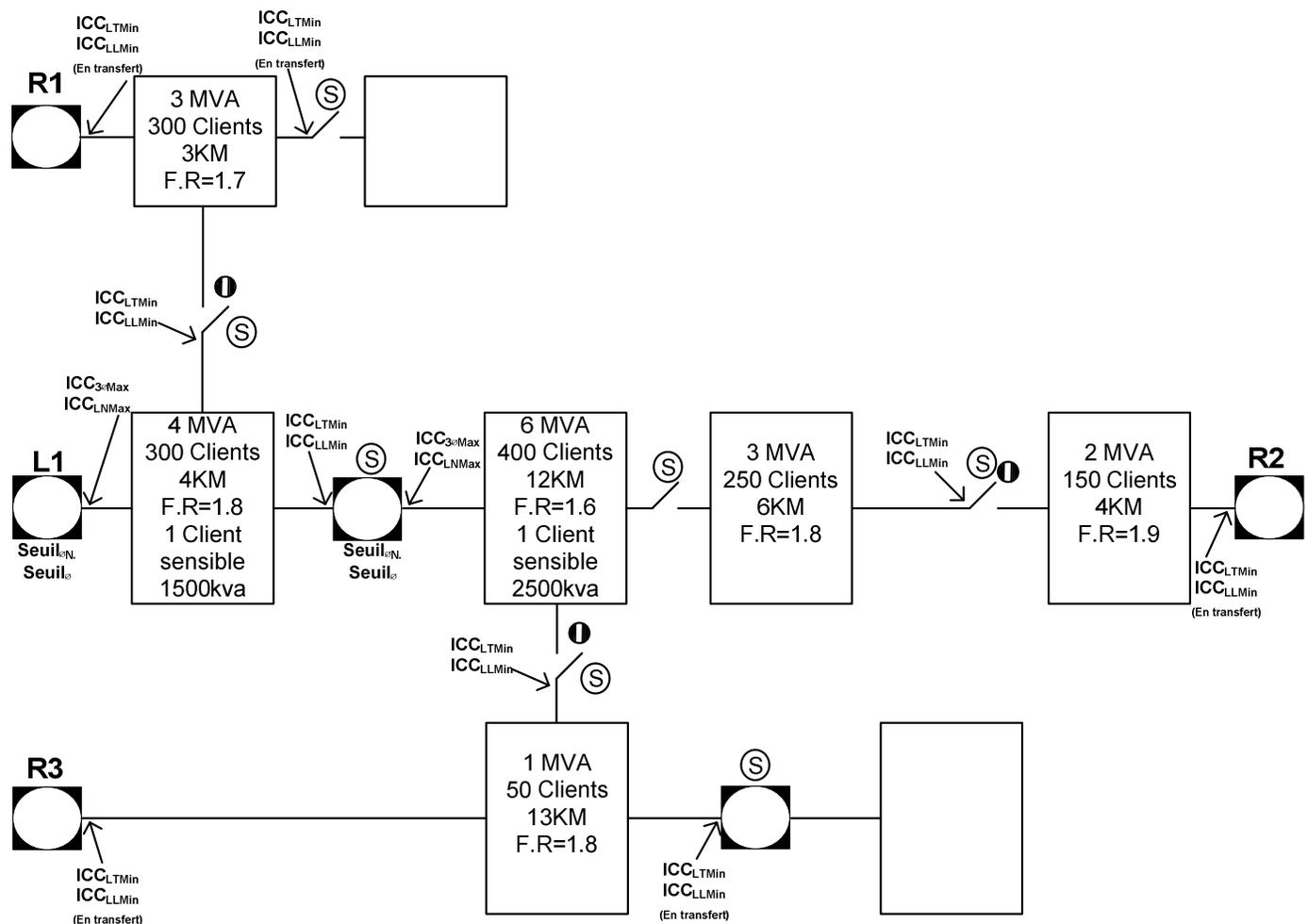
numéro		<b>A.61.3-02</b>	
page	<b>9</b>	de	<b>62</b>

## 8.2 Analyse du réseau

On doit déterminer la nécessité d'ajouter ou de déplacer des équipements de protection en conformité avec la norme d'architecture A.5-04.

Les critères à considérer sont :

- les critères de fiabilité établis dans la norme d'architecture;
- la sensibilité des clients (ex.: processus ne pouvant être interrompu sans conséquence importante);
- le principe de redondance des protections;
- la couverture du défaut minimum;
- l'accès aux équipements (ex.: présence de traverse de rivière, de ligne inaccessible, etc.);
- la charge;
- la localisation des points de manœuvre stratégiques.



**Figure 1: Schéma regroupant les données nécessaires à l'étude de protection**

numéro	A.61.3-02		
page	10	de	62

### 8.3 Élaboration des réglages

Le réglage d'un appareil doit permettre de :

- respecter les critères de planification en vigueur en considérant un facteur de 10 % pour tenir compte de la tolérance de la protection;
- respecter les valeurs de CRÉ de l'équipement le plus limitatif ainsi que le courant admissible du disjoncteur;
- accepter le plus grand déséquilibre causé par l'ouverture d'un appareil de protection monophasé sur la ligne en configuration normale ou sur le bloc en reprise, en considérant un facteur de 10 % pour tenir compte de la tolérance de la protection. Cette situation est généralement causée par l'ouverture du fusible le plus chargé situé en aval sur la phase la moins chargée;
- couvrir le défaut minimal de la zone de protection en tenant compte d'un facteur de sécurité de 20 %<sup>3</sup> en configuration normale et en configuration de relèvement (transferts selon les points de manœuvres stratégiques), en assurant une redondance des zones de protection en configuration normale seulement;
- protéger les appareils à risque (appareils pouvant comporter des risques de non-confinement), les interrupteurs sous enveloppe (CS) et les interrupteurs isolés sous enveloppe (CSI) en condition normale et en relèvement avec les points de manœuvre stratégiques;
- permettre la coordination entre les appareils de protection en amont et en aval.

Pour y arriver, le planificateur doit évaluer:

- les seuils de mise au travail et la temporisation des éléments de surintensité (sections 9.1 et 10.1);
- la nécessité du réenclenchement (sections 9.2 et 10.2);
- la nécessité de la coordination séquentielle (sections 9.3.1 et 10.3.);
- la nécessité d'un élément instantané (50) (section 9.1.3 et 10.1.3);
- l'énergie dégagée lors d'un défaut se produisant à l'intérieur d'un interrupteur souterrain.

Les fonctions les plus utilisées pour les disjoncteurs de départ de ligne et pour les disjoncteurs en ligne sont traitées dans cette méthode. Un exemple pour expliquer l'utilisation des fonctions est présenté à l'annexe A. Par la suite, trois profils de ligne ont été identifiés à l'annexe B avec des propositions de réglages associés à chacun des profils. Les réglages proposés à l'annexe B sont basés sur le relais CEPA de nouvelle génération (SEL-9996) pour les disjoncteurs de départ de ligne et sur le relais SEL-351R pour les disjoncteurs en ligne.

## 9 RÉGLAGES DU DISJONCTEUR DE DÉPART DE LIGNE

### 9.1 Détermination des seuils de mise au travail et de la temporisation de phase et de neutre

La protection temporisée peut être rapide ou lente et elle est activée par la détection d'un défaut par les relais de surintensité de phase ou de neutre. Pour spécifier les réglages de protection, il faut donc spécifier les seuils (prises) de réglage selon les déclenchements de phase et de neutre désirés pour

<sup>3</sup> Voir norme A.61.3-01.

indiquer au relais l'intensité à partir de laquelle le réseau doit être protégé. De même, il faut spécifier les temporisations (cadrans) à appliquer.

Il faut aussi tenir compte des équipements en poste (inductance, transformateur de poste) et de la coordination avec les protections situées en amont. Cette dernière vérification est assurée par l'unité Réglages, Services Techniques de TransÉnergie qui approuve les réglages.

Pour déterminer le seuil de mise au travail pour l'élément 51 de phase et de neutre de certains relais pour le courant de défaut minimum, une attention particulière doit être portée aux relais énumérés, dans le tableau ci-dessous puisque ceux-ci déclenchent à 110 % de la valeur de leur seuil.

**Tableau I - Relais déclenchant à 110 % du seuil de l'élément 51 de phase et de neutre**

<b>Relais</b>
CEPA SNEMO
SPAS-111-2H
SPAS-211-2H
SPAS-311-2H
TMAS-111-2H
TMAS-211-2H
TMAS-211-H
TMAS-311-2H
TMAS-311-H
TMAS-322-2H

### 9.1.1 Protection de phase (51PH)

#### 9.1.1.1 Seuil de mise au travail de phase

Les protections de surintensité de phase permettent de détecter autant les défauts de phase que les défauts de neutre et certains défauts de terre. Cependant, pour les défauts de neutre, elles sont en course avec la protection de neutre.

Le seuil du relais de phase (51 PH) doit être plus élevé que celui du neutre (51N).

Le seuil de déclenchement de phase (51PH) doit permettre de :

- couvrir le défaut phase-phase minimal de la zone de protection en tenant compte d'un facteur de sécurité de 20 %<sup>4</sup>;
- respecter les critères de planification en vigueur en considérant un facteur de 10 % pour tenir compte de la tolérance de la protection. Les valeurs de CRÉ<sup>5</sup> de l'équipement en ligne le plus limitatif ainsi que le courant admissible du disjoncteur doivent aussi être considérés.

<sup>4</sup> Voir norme A.61.3-01, section 7.3.2

numéro	<b>A.61.3-02</b>		
page	<b>12</b>	de	<b>62</b>

### 9.1.1.2 Temporisisation de phase lente à temps inverse (51PHT)

La courbe lente de phase permet au fusible situé entre le défaut et le disjoncteur de brûler et d'isoler une portion plus restreinte de la ligne et ainsi affecter moins de clients. C'est pour cette raison que la temporisation doit être plus lente que le temps maximum de fusion du plus fort fusible à protéger en aval, en tenant compte d'un facteur de sécurité de 75 % appliqué sur la courbe de détection lente du neutre.

Pour les appareils à risque ou les interrupteurs sous enveloppe (CS), le réglage de la temporisation doit limiter l'énergie maximale triphasée en dessous de leur limite énergétique en configuration normale et en configuration de relève (avec les points de manœuvre stratégiques).

### 9.1.1.3 Surintensité de phase rapide à temps défini (51PR)

Actuellement, ce paramètre est *Hors circuit* jusqu'à ce qu'un encadrement soit émis précisant comment utiliser cette fonction.

Ce paramètre est mis en circuit seulement lorsque la fonction retenue est activée. Suite au déclenchement, aucun réenclenchement n'est permis.

## 9.1.2 Protections de neutre (51NR et 51NL)

### 9.1.2.1 Seuil de mise au travail de neutre

Les protections de neutre permettent de détecter les courants anormalement élevés causés par un déséquilibre entre les phases, les défauts phase-neutre (ou phase-terre) et phase-phase à la terre.

Le seuil de déclenchement de neutre (51NR et 51NL) doit:

- être plus petit ou égal au courant de défaut minimum de neutre de sa zone de protection (en considérant la redondance avec le disjoncteur en aval), en tenant compte d'un facteur de sécurité de 20 %<sup>6</sup>;
- respecter les critères de planification en vigueur en ajoutant un facteur de 10 % pour tenir compte de la tolérance de la protection. Les valeurs de CRÉ<sup>7</sup> de l'équipement en ligne le plus limitatif ainsi que le courant admissible du disjoncteur doivent être considérés;
- accepter le plus grand déséquilibre causé par l'ouverture d'un appareil de protection monophasé sur la ligne en configuration normale ou sur le bloc en reprise, en considérant un facteur de 10 % pour tenir compte de la tolérance de la protection. Cette situation est généralement causée par l'ouverture du fusible le plus chargé situé en aval sur la phase la moins chargée.

Le réglage du seuil du relais de neutre rapide (51 NR) est réglé généralement plus bas que la courbe lente de neutre.

<sup>5</sup> Se référer au document CEGR pour les équipements en poste et aux spécifications techniques (STEDR) pour les équipements en réseau

<sup>6</sup> Voir norme A.61.3-01.

<sup>7</sup> Se référer au document CEGR pour les équipements en poste et aux spécifications techniques (STEDR) pour les équipements en réseau.

numéro	<b>A.61.3-02</b>		
page	<b>13</b>	de	<b>62</b>

### 9.1.2.2 *Temporisation de surintensité de neutre lent à temps inverse (51NLT)*

La temporisation doit être plus lente que le temps maximum de fusion du plus fort fusible à protéger en aval, en tenant compte d'un facteur de sécurité de 75 % appliqué sur la courbe de détection lente du neutre.

### 9.1.2.3 *Temporisation de surintensité de neutre rapide à temps inverse (51NRT)*

La temporisation de neutre rapide vise principalement à sauvegarder le maximum de fusible lors de défaut fugitif. Pour jouer son rôle sur les disjoncteurs avec réenclenchement, cette protection doit, dans la mesure du possible, être plus rapide que 75 % du temps minimal de fusion du fusible sur la plage de défaut considérée.

Dans la mesure du possible, la temporisation de la protection de neutre rapide ne doit pas être trop sensible pour ne pas déclencher par sympathie (section 9.3.2).

### 9.1.3 *Éléments instantanés (50 PH et 50N)*

La protection instantanée est utilisée principalement pour éviter le réenclenchement lors de défauts dans la section souterraine de départ d'une ligne mixte (comprenant une section souterraine et une section aérienne), puisque ceux-ci ne sont jamais de nature fugitive. De cette façon, on minimise l'énergie dégagée à l'endroit du défaut, ce qui diminue les possibilités de bris en cascade des autres câbles situés à proximité.

Pour les départs de lignes souterraines, le seuil de l'instantané doit être réglé en tenant compte de l'asymétrie et en calculant le courant de court-circuit maximum de neutre et de phase et ce, afin de ne pas déclencher par l'élément instantané pour un défaut se trouvant dans la partie aérienne de la ligne ou dans la partie souterraine couverte par un autre élément de protection. L'ajustement de la protection instantanée doit tenir compte du rapport X/R et du type de relais «50», ce qui donnera l'indice de sensibilité (IS) moyen du relais. Comme cette protection agit dans les premiers cycles du défaut, le relais doit lire un courant affecté par une asymétrie plus ou moins importante selon la nature inductive du réseau et le moment où survient le défaut. Rappelons que l'asymétrie est maximale quand le défaut survient lorsque la tension est minimale. Le tableau II donne l'indice de sensibilité en fonction du relais utilisé.

**Tableau II - Indice de sensibilité (en %) des différents relais de protection instantanée (50)**

Rapport X/R	5	10
CO-9	87 %	83 %
IAC-53B	82 %	76 %
TMAS 111-2H	85 %	84 %
TMAS 211-2H	87 %	85 %
TMAS 322-2H	87 %	85 %
SPAS(CEPA) 111-2H	75 %	67 %
SPAS(CEPA) 211-2H	75 %	67 %
RXIDF-2H	82 %	81 %
S-1000 (SNÉMO)	71 %	64 %
SEL-9995	91 %	88 %
ABB	N/A	96 %
SEL-9996	N/A	95,2 %

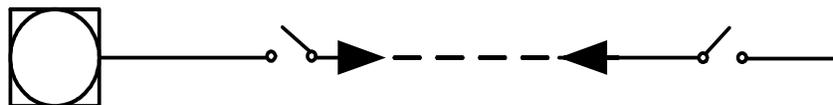
Afin de permettre le réenclenchement dans la portion aérienne seulement, le seuil de mise au travail de l'élément instantané de phase et de neutre devra être réglé à la valeur maximale du courant de court-circuit à la liaison aérosouterraine. De plus, cette valeur devra être divisée par l'indice de sensibilité du relais associé (voir tableau II).

Le réglage du relais de la protection instantanée s'établit à l'aide de la formule suivante:

$$I_{\text{réglage-50}} = \frac{I_{\text{CC-Max-Tête-câble}}}{IS}$$

où :  $I_{\text{réglage-50}}$ : Courant de réglage de l'instantanée  
 $I_{\text{CC-Max-Tête-câble}}$ : Courant de court-circuit maximal tel que déterminé précédemment  
 $IS$  : Indice de sensibilité (voir tableau II)

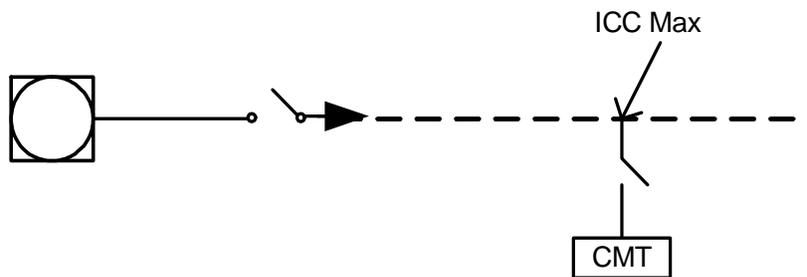
En appliquant cette formule pour régler l'élément instantané, il est possible dans certains cas de réenclencher sur des défauts se trouvant dans le câble. Cette situation peut se produire lorsque l'indice de sensibilité est plus faible ou lorsque la portion souterraine est courte. De cette façon, on évite l'ouverture définitive de la ligne pour des défauts fugitifs se situant dans la partie aérienne de la ligne.



**Figure 2: Ligne mixte**

Pour les lignes avec une portion souterraine courte, le seuil de mise au travail calculé doit être plus petit que le courant de défaut au départ de la ligne pour utiliser la protection instantanée. La protection instantanée peut être utilisée pour limiter l'énergie dégagée lorsqu'on retrouve des appareils à risque, des interrupteurs sous enveloppe ou des interrupteurs isolés sous enveloppe sur la ligne.

Lorsqu'un client moyenne tension (CMT) ou un fusible est raccordé dans la portion souterraine d'une ligne mixte (voir figure 3), la protection instantanée ne doit pas être activée pour un défaut chez le client ou en aval du fusible. Pour ce faire, les seuils de mise au travail de phase et de neutre devront être ajustés en fonction de la valeur du courant de court-circuit maximum de la dérivation du CMT.



**Figure 3: Ligne mixte avec un client MT**

Pour certains réseaux complètement souterrains, la protection instantanée est utilisée pour accélérer la protection contre des défauts de forte intensité. Les défauts sont toujours francs et de forte intensité sur les lignes souterraines puisque ces lignes sont habituellement courtes et constituées de câbles de faible impédance.

## 9.2 Automatismes de réenclenchement

Le réenclenchement est recommandé sur les lignes comportant des portions de réseau aérien avec des sections protégées par fusible. À noter que la validation du confinement de l'énergie devra être effectuée s'il y a présence d'appareil à risque, d'interrupteur sous enveloppe ou d'interrupteur isolé sous enveloppe sur les sections souterraines de ces lignes.

### 9.2.1 Nombre de réenclenchements

Le nombre de déclenchements sur les courbes rapides et le nombre de réenclenchements requis avant verrouillage sont indiqués dans la norme A.61.03-01. La configuration du réseau varie selon:

- son exposition aux défauts fugitifs;
- la présence d'interrupteurs à commande automatique ou d'interrupteurs télécommandés en mode *autosectionneur*;
- la présence d'appareil à risque, d'interrupteur sous enveloppe ou d'interrupteur isolé sous enveloppe;
- la sensibilité des clients.

numéro	
A.61.3-02	
page	16 de 62

### 9.2.1.1 Réseau aérien ou mixte sans appareil à risque, d'interrupteur sous enveloppe et d'interrupteur isolé sous enveloppe

Généralement, la séquence proposée est 1R-2L, ce qui correspond à 1 déclenchement par la courbe rapide, 2 déclenchements par la courbe lente pour un total de 2 réenclenchements (NDR=1, RT=2). La séquence 2R-2L (NDR=2, RT=3) permettra de sauver plus de fusibles dans les zones réputées de grands vents et/ou d'orage<sup>8</sup>. Les 2 déclenchements sur la courbe rapide sont utilisés pour sauver le maximum de fusibles et les 2 déclenchements sur la courbe lente assurent que les fusibles soient brûlés lorsque la coordination n'est pas parfaite entre le fusible et la courbe lente de neutre (NL). Cette séquence est suggérée pour des réseaux mixtes sans interrupteurs souterrains (appareil à risque, interrupteur sous enveloppe et d'interrupteur isolé sous enveloppe), lorsque des fusibles sont brûlés de façon répétitive et inexplicable dans les zones fortement boisées et/ou orageuses.

### 9.2.1.2 Réseau souterrain ou mixte avec appareil à risque

La séquence 1R-1L (1 réenclenchement) est recommandée pour les réseaux mixtes ayant plusieurs câbles dans une chambre de raccordement (exemple: plus de 5 câbles dans une chambre de raccordement) ou en présence d'appareils à risque (le confinement de l'énergie doit être validé pour les appareils à risque) et ce, afin de limiter l'énergie dégagée. L'énergie cumulée des interrupteurs submersibles au SF<sub>6</sub> lors d'un défaut d'arc interne devra être calculé à l'aide de l'application *Estimation de la pression dans les cuves d'interrupteurs* développée par l'IREQ. Cette application permet de vérifier si les interrupteurs normalement fermés<sup>9</sup> (NF) tels que le Joslyn 3 voies avec hublots, le Joslyn 3 voies avec MALT ou le S&C Vista seront en mesure de bien confiner l'énergie dégagée selon le nombre et l'intervalle des réenclenchements. Pour ce faire, les paramètres à entrer sont les suivants:

- Courant de court-circuit (kA) =  $I_{CC3\phi}$  (kA);
- Durée du défaut =  $\Delta t$  (cycle).

où :  $I_{CC3\phi}$  est le courant pour un défaut triphasé à l'appareil

$\Delta t$  est la durée du défaut provenant du temps de protection (selon la courbe de 51PHL du disjoncteur en amont). La courbe à considérer pour déterminer la durée du défaut est la courbe lente de phase puisqu'un défaut d'arc interne monophasé devient triphasé en ½ cycle.

Si l'interrupteur confine, une séquence (un réenclenchement) sera recommandée et si l'interrupteur ne confine pas, il est possible d'augmenter l'intervalle de réenclenchement afin de laisser plus de temps à l'énergie de se dissiper pour que l'interrupteur puisse confiner. Un facteur de sécurité de 15 % devra être appliqué lors de l'évaluation de l'énergie cumulée et les courants de court-circuit en configuration normale et en configuration de relève (selon les points de manœuvre stratégiques) devront être évalués.

Un temps pour la fermeture des contacts et l'ouverture du disjoncteur doit être ajouté à la courbe de détection du défaut des dispositifs de protection en départ de ligne. Le temps d'opération moyen est de 100 ms (6 cycles) mais il peut varier selon le type de disjoncteur.

<sup>8</sup> Se référer à l'indice de probabilité de foudre dans le SIG

<sup>9</sup> Les interrupteurs normalement ouverts (NO) pourront être validés lorsque l'outil le permettra. Un mandat a été donné à l'IREQ pour intégrer les appareils NO dans l'application.

numéro	<b>A.61.3-02</b>		
page	<b>17</b>	de	<b>62</b>

La protection instantanée peut être utilisée pour accélérer la protection en présence d'appareils à risque pour ainsi limiter l'énergie dégagée.

### 9.2.1.3 Réseau avec interrupteurs à commande automatique

Pour les réseaux où des interrupteurs à commande automatique (ICA)<sup>10</sup> sont installés, le nombre de réenclenchements du disjoncteur doit être coordonné avec les réglages du ou des interrupteurs à commande automatique. L'interrupteur à commande automatique (ICA) ouvre avant la dernière fermeture du disjoncteur. L'avant-dernière fermeture doit s'effectuer sur une courbe lente afin de permettre au fusible, en aval du ICA, d'isoler un défaut permanent. Ceci signifie que la séquence d'opération des disjoncteurs alimentant un ICA doit inclure un minimum de 3 opérations sur la courbe lente.

### 9.2.2 Intervalles de réenclenchement (T1, T2 et T3)

Pour déterminer les réglages des intervalles de réenclenchement, il faut tenir compte du type de réseau à protéger, de la présence d'interrupteurs à commande automatique (ICA) sur la ligne en aval et de la présence de production décentralisée.

Les intervalles de réenclenchement suggérés sont les suivants:

- T1: 5 secondes minimum pour permettre à un éventuel coup de foudre (impulsion initiale et subséquente) de compléter sa décharge et à l'air ionisé de reconstituer sa tenue diélectrique avant la refermeture du disjoncteur;

Note:

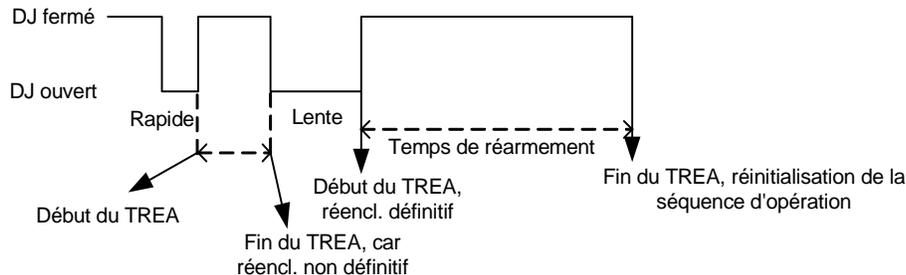
- Pour les zones boisées et/ou orageuses et les réseaux mixtes comportant des appareils à risque, l'intervalle du premier réenclenchement peut être porté à 7 secondes;
  - s'il y a un interrupteur VBM sur la ligne, T1 doit obligatoirement être plus petit que la minuterie d'ouverture du VBM;
  - Dans le cas des réseaux où il y a de la production décentralisée, T1 doit être de 10 secondes minimum. Cela est nécessaire car, suite au déclenchement sur la courbe rapide du disjoncteur en amont, l'installation du producteur se retrouvera en situation temporaire d'îlotage. Il faut alors laisser le temps aux protections de surfréquence ou de sous-fréquence ou de surtension ou de sous-tension du producteur de l'isoler avant que ne survienne le 1<sup>er</sup> réenclenchement.
- T2: 15 secondes;
  - T3: 15 secondes.

Pour certains relais électromécaniques présents en départ de ligne et/ou sur la barre en amont, les intervalles de réenclenchement T2 et T3 peuvent être plus longs que 15 secondes si T1 est de 15 secondes.

<sup>10</sup> Les appareils suivants sont considérés comme des ICA: GW, KES, CES, CRS, VBM.

### 9.2.3 Temporisation de réinitialisation de l'automatisme de réenclenchement (TREA)

La temporisation de réinitialisation de l'automatisme de réenclenchement, aussi appelée *temporisation de réarmement* (TREA), réinitialise les séquences d'opération après un temps défini suite à un réenclenchement définitif de façon à ce qu'il puisse recommencer sa séquence au prochain évènement (voir figure 4). Dans le cas des relais numériques, l'automatisme de réenclenchement, suite à tout réenclenchement définitif, se réinitialise automatiquement après la *temporisation de réarmement* (TREA). La durée du réarmement ne doit pas être trop longue puisque le disjoncteur pourrait se verrouiller en position ouvert dans les cas où il y aurait plusieurs défauts fugitifs dans une courte période de temps (ex.: par temps d'orage).



**Figure 4: Temps de réarmement d'un relais numérique**

Pour certains relais<sup>11</sup>, la temporisation doit être assez longue pour que le disjoncteur puisse faire toutes ses séquences d'opération avant de se réarmer:

$$TREA > T1 + T2 + T3$$

C'est pour cette raison que ce critère doit tout de même être respecté puisqu'il existe encore plusieurs dispositifs qui utilisent ce principe de réarmement.

#### 9.2.3.1 Réseau avec VBM

S'il y a des VBM sur la ligne, on doit s'assurer que les minuteries sont coordonnées avec le temps de réarmement du disjoncteur.

#### 9.2.3.2 Réseau avec un disjoncteur de départ de ligne uniquement

S'il y a un disjoncteur de départ de ligne et aucun disjoncteur en ligne, on recommande un temps de réarmement minimum de 45 secondes.

<sup>11</sup> Comme par exemple pour les relais électromécaniques de départ de ligne et certains disjoncteurs réenclencheurs.

numéro	
A.61.3-02	
page	19 de 62

### 9.2.3.3 Réseau avec disjoncteur en ligne

S'il y a présence de disjoncteur en ligne, un temps de réarmement de 60 secondes (écart de 5 secondes entre chaque disjoncteur) au poste est recommandé. Ce temps permettra d'insérer 3 disjoncteurs en ligne, ce qui couvre la majorité des lignes. Si le réglage des relais du poste ne permet pas de respecter ces conditions, il est possible de tolérer un écart plus petit afin de pouvoir insérer le disjoncteur en ligne et, lors de la révision de la protection, de rétablir l'écart de 5 secondes. De plus, le temps de réarmement d'un disjoncteur en ligne doit être plus court que celui en amont afin qu'il n'y ait pas de lacune de coordination avec les disjoncteurs en ligne lors de défauts fugitifs répétitifs.

### 9.2.4 Autres commandes associées à l'automatisme de réenclenchement

Le paramètre d'activation du réenclenchement par les détecteurs instantanés (43P) conditionne le déclenchement et le réenclenchement lors de défauts détectés par les éléments de surintensités instantanés (50P et 50N). Lorsque le 43P est *Hors circuit* et qu'il y a détection par les éléments de surintensité instantanée, il y aura un déclenchement et aucun réenclenchement. Si le 43P est *En circuit* et qu'il y a détection de défaut par les éléments de surintensité instantanée, le disjoncteur déclenchera et réenclenchera selon le nombre de réenclenchements fixé et le nombre de déclenchements permis sur les courbes rapides (NDR). Il peut y avoir autant de réenclenchements que le nombre total de réenclenchements permis (RT). Normalement, le paramètre 43P est mis *Hors circuit* pour éviter de réenclencher sur des défauts de forte intensité ou sur des défauts de câbles.

Le paramètre de commande de l'automatisme de réenclenchement (43AR) permet d'activer l'automatisme de réenclenchement. Lorsque le réenclenchement est permis sur la ligne, le paramètre 43AR doit être mis *En circuit*.

Pour certains types de relais, l'automatisme de réenclenchement doit être au préalable rendu opérationnel par l'activation *En circuit* du paramètre 43OP. L'automatisme est ainsi rendu disponible pour être mis *En circuit* ou *Hors circuit* par le paramètre 43AR. Normalement, les paramètres 43OP et 43AR sont mis *En circuit* si l'automatisme de réenclenchement est utilisé.

## 9.3 Conditions particulières

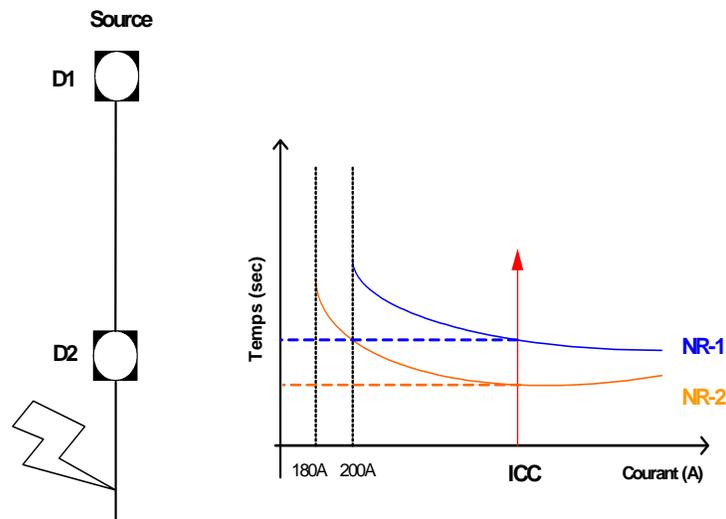
### 9.3.1 Coordination séquentielle

La coordination séquentielle est une fonction qui permet d'éviter le déclenchement sur courbe rapide d'un disjoncteur lors d'un défaut en aval du ou des disjoncteurs sur la ligne. La fonction qui permet l'activation de la coordination séquentielle, s'utilise sur le disjoncteur amont. Pour utiliser la coordination séquentielle, un disjoncteur en ligne doit être situé en aval du disjoncteur de départ de ligne.

L'activation de la fonction 50NC de coordination séquentielle se fait en mettant *En circuit* le paramètre logique 43CO. Le seuil de mise au travail du 50NC doit être ajusté à la même valeur que le seuil de mise au travail de l'élément 51NR du disjoncteur de départ de ligne. Lorsque le paramètre 43CO est *En circuit* et que la mise au travail du 50NC est activée, la séquence de déclenchements se déplace sur les courbes lentes afin de maintenir la coordination avec l'appareil en aval. Pour que la coordination séquentielle fonctionne, les courbes rapides de neutre (NR) des deux disjoncteurs doivent être coordonnées ensemble.

numéro		A.61.3-02	
page	20	de	62

En référence à la figure 5, lorsqu'un défaut survient en aval du disjoncteur en ligne D2, celui-ci est détecté par les disjoncteurs D1 et D2. Avec la coordination séquentielle, le disjoncteur en ligne D2 ouvrira le circuit sur sa courbe rapide (NR-2), ce qui éliminera le défaut alors que le disjoncteur en amont D1, dont la protection rapide (NR-1) est volontairement ajustée plus lente que celle du disjoncteur D2, constatant qu'un défaut est survenu et qu'il a été éliminé (dépassement du seuil de mise au travail et retour du courant sous ce seuil), escamotera sa courbe rapide sans déclenchement. Pour la suite de la séquence, la coordination entre les disjoncteurs D1 et D2 se fera entre leurs courbes lentes. Les clients sensibles<sup>12</sup> ou les clients d'une zone urbaine se situant entre le disjoncteur en amont (D1) et le disjoncteur en aval (D2) seront moins affectés de cette façon, car ils ne subiront pas d'interruption.



**Figure 5: Fonctionnement de la coordination séquentielle**

La fonction de coordination séquentielle peut opérer de façon erratique, notamment lors de défauts fugitifs à répétition (ex. : pendant des orages ou des vents violents). De plus, pour avoir un bon fonctionnement de la coordination séquentielle, la courbe de protection rapide du disjoncteur en amont devra être désensibilisé, ce qui peut compromettre la sauvegarde des fusibles. C'est pour cette raison que la fonction de coordination séquentielle doit être utilisée de façon modérée et prudente.

Dans les situations d'orage ou de vents violents, il peut arriver que des défauts fugitifs surviennent de façon rapprochée. Dans certains cas, ces défauts fugitifs seront détectés par la fonction de coordination séquentielle, qui fera alors incrémenter le compteur d'opérations du réenclencheur. C'est pour cette raison qu'il est recommandé de fixer un minimum de 2 réenclenchements lorsqu'on utilise la coordination séquentielle.

<sup>12</sup> Clients dont les procédés sont difficilement modifiables et risquent d'être perturbés si des creux de tension surviennent ou clients situés sur les lignes les plus pénalisées du territoire.

numéro	
A.61.3-02	
page	21 de 62

### 9.3.2 Déclenchement par sympathie

Le déclenchement par sympathie est une situation où un défaut sur une ligne entraîne non seulement le déclenchement du disjoncteur de ce départ de ligne mais aussi le déclenchement d'un disjoncteur voisin sur la même barre. Cela peut se produire aussi pour un défaut sur la barre du poste auquel cas, un disjoncteur de ligne de cette barre déclenchera en même temps que les disjoncteurs de protection en amont du poste. Cette situation se produit généralement lorsqu'un défaut monophasé de forte intensité survient sur la barre ou près du poste. Ce déclenchement inapproprié d'un disjoncteur voisin est alors causé par les forts courants de déséquilibre survenant au moment de l'écrasement en tension de la phase en défaut. Pour éviter ces situations, la solution la plus appropriée consiste à ne pas ajuster de façon trop sensible les protections de neutre rapide du disjoncteur déclenchant par sympathie.

### 9.3.3 Calcul de l'énergie lors d'un défaut d'arc sur les interrupteurs sous enveloppe (CS) et les interrupteurs isolés sous enveloppe (CSI)

L'interrupteur CS est isolé à l'air et l'interrupteur CSI est isolé au gaz SF<sub>6</sub>. Il est important de calculer l'énergie lors d'un défaut d'arc interne ou lors d'un défaut monophasé sur le raccord en T afin que le temps d'ouverture des courbes de protection soit plus rapide que la limite énergétique des appareils. Un temps pour la fermeture des contacts et l'ouverture du disjoncteur doit être ajouté à la courbe de détection du défaut des dispositifs de protection en départ de ligne. Il peut varier selon le type de disjoncteur, mais le temps d'opération moyen est de 100 ms (6 cycles).

L'énergie d'un défaut d'arc correspond au produit de la tension d'arc, du courant de défaut et de la durée du défaut. Toutefois, comme la tension d'arc est une constante et que le courant d'arc est pratiquement égal au courant de court-circuit franc pour un interrupteur, les limites énergétiques sont calculées pour un court-circuit franc exprimées en kA-cycles.

Un facteur de sécurité de 15 % devra être appliqué lors de l'évaluation de l'énergie et les courants de court-circuit en configuration normale et en configuration de relève (selon les points de manœuvre stratégiques) devront également être évalués.

Les interrupteurs sous enveloppe métallique isolés à l'air (CS) ne cumulent pas d'énergie à chaque réenclenchement. Pour un défaut interne, on considère le courant de court-circuit disponible triphasé et le temps total d'opération de l'élément de protection de phase lente du disjoncteur en amont (51PHL). Ce temps total d'opération inclut un temps de détection du défaut selon la courbe de détection et un temps pour la fermeture des contacts et l'ouverture du disjoncteur. Le temps d'opération moyen pour la fermeture des contacts et l'ouverture du disjoncteur est de 100 ms (6 cycles), mais il peut varier selon le type de disjoncteur.

La formule à utiliser est la suivante:

$$E(kA \bullet cycles) = I_{CC3\phi}(kA) \times \Delta t(cycle)$$

où: E est l'énergie accumulée

$I_{CC3\phi}$  est le courant pour un défaut triphasé à l'appareil

$\Delta t$  est la durée du défaut (selon la courbe de 51PHL du disjoncteur en amont).

Si l'interrupteur CS est un point normalement ouvert (NO), il faut tenir compte, dans le calcul de l'énergie, des courants de court-circuit triphasés et les durées associées et ce, pour les deux lignes.

Les interrupteurs sous enveloppe isolés au SF6 installés en surface (CSI) ne sont pas considérés comme des appareils à risque de défaut interne<sup>13</sup>. Il n'est donc pas nécessaire de vérifier si l'énergie de confinement est respectée pour la partie interne de ces interrupteurs.

Pour vérifier le confinement de l'enveloppe métallique des CSI, on calcule l'énergie d'un défaut monophasé pouvant survenir sur le raccord en T.

La formule à utiliser est la suivante:

$$E(kA \bullet cycles) = I_{CCfranc\_ph-n}(kA) \times \Delta t(cycle)$$

où : E est l'énergie sur un raccord en T d'un interrupteur CSI

$I_{CCfranc\_ph-n}$  est le courant pour un défaut franc phase-neutre en kA à l'appareil

$\Delta t$  est la durée du défaut en cycles (selon la plus lente des courbes 51NL et 51PHL du disjoncteur en amont).

Le tableau III précise les limites énergétiques des interrupteurs CSI et CS pour des défauts internes et des défauts sur les raccords en T.

**Tableau III - Limite énergétique des interrupteurs**

Appareil ou composant	Défaut triphasé	Défaut monophasé
Interrupteur 3 voies MALT	400 kA-cycles	
Interrupteur 2 voies MALT	340 kA-cycles	
Interrupteur Vista	400 kA-cycles	
Interrupteur 3 voies hublot	300 kA-cycles	
Interrupteur sous enveloppe EEI (CS)	300 kA-cycles	
Interrupteur isolé sous enveloppe (CSI)		176 kA-cycles

<sup>13</sup>Voir document de référence *Comportement des appareils de manœuvre et accessoires de sécurité face aux énergies de défaut disponibles en réseau et Gestion du risque face aux dangers d'origine électrique et au confinement de l'énergie.*

## 9.4 Autres fonctions

Cette section explique les principes d'utilisation des principales minuteriers et autres fonctions faisant partie des systèmes actuels de protection de départs de ligne (SEL-9996).

### 9.4.1 Protection temporisée de phase à temps défini (51T)

**Définition:** La protection temporisée à temps défini (51T) sert de protection de secours qui, lorsque initiée, entraîne le déclenchement définitif du disjoncteur. Cette protection a été conçue pour les portions souterraines de réseau ainsi que pour les cas de parallélisme entre deux lignes.

**Principe de fonctionnement:** Elle doit être mise hors circuit ou désensibilisée au maximum dans le cas de certains relais où il n'est pas possible de la mettre hors circuit. Dans cette dernière situation, un réglage trop bas de cette protection pourrait provoquer un déclenchement définitif avant les courbes lentes de neutre ou de phase (51PHL, 51NL), ce qui n'est pas approprié dans le cas d'un défaut fugitif.

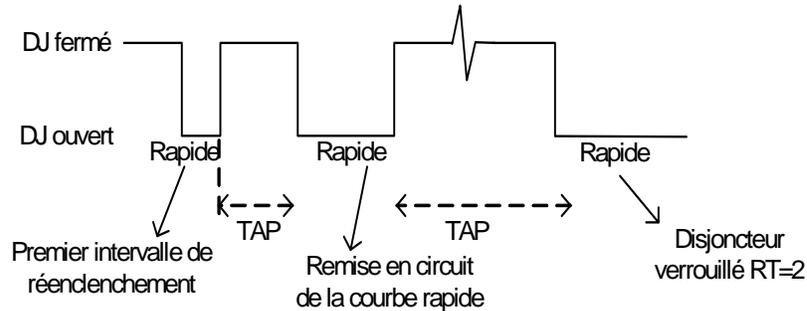
**Valeur suggérée:** *Hors circuit*

### 9.4.2 Temporisation d'anti-pompage (TAP)

**Définition:** L'ajustement du seuil de neutre lent (51NL) est différent de celui du neutre rapide (51NR), ce qui peut causer une problématique dans le cas où un défaut de neutre permanent entre les seuils des protections 51NR et 51NL se produit. Dans cette situation, la protection de neutre rapide détectera le défaut mais celui-ci échappera à la protection de neutre lent. Ainsi, pour le disjoncteur, il y aura refermeture définitive, la minuterie de la temporisation de réinitialisation de l'automatisme de réenclenchement (TREA) démarrera et le disjoncteur se réarmera. Si le défaut est encore présent, le disjoncteur fera à nouveau un déclenchement sur la courbe rapide et ce processus recommencera tant et aussi longtemps que le défaut de cette intensité sera présent (ou qu'une équipe intervienne). Un tel phénomène est appelé « pompage de la protection ». C'est pour éviter cette situation que la temporisation d'anti-pompage a été prévue.

**Principe de fonctionnement:** La protection 51NR détecte le défaut et ensuite, le disjoncteur déclenche une première fois et réenclenche. La minuterie de la temporisation d'anti-pompage (TAP) s'activera dès le réenclenchement. Si ce défaut de faible intensité est permanent ou réapparaît avant l'expiration du délai, celui-ci réactivera la protection de neutre rapide (51NR) un nombre de fois suffisant pour mener l'automatisme de réenclenchement au déclenchement définitif et au verrouillage de l'appareil.

La figure 6 illustre ce fonctionnement avec une séquence de 1R-2L. Il y aura donc 3 déclenchements avant verrouillage ( $RT = 2$ ). Après le premier réenclenchement, la minuterie de la TAP est activée et après l'expiration du délai, une autre courbe rapide sera remise en fonction et ce, jusqu'au nombre de réenclenchements permis. Lorsque ce nombre sera atteint, le disjoncteur ouvrira et se verrouillera.



**Figure 6: Fonctionnement de la temporisation d'anti-pompage (TAP) pour une séquence 1R-2L**

La temporisation d'anti-pompage (TAP) doit être ajustée à une valeur plus faible que le temps de réarmement (TREA) mais pas trop courte pour ne pas causer une grande incoordination avec la courbe lente de neutre (NL). Cette temporisation est équivalente à la temporisation 62 ou 62-1 pour d'autres types de relais.

**Valeur suggérée: 20 secondes (TREA > TAP)**

#### 9.4.3 Temporisation de blocage des neutres rapides (TBNR)

**Définition:** Cette fonction a pour but d'empêcher le disjoncteur de déclencher en raison des forts déséquilibres de courant qu'on peut retrouver lors de la réalimentation des charges (asymétrie, courants de magnétisation des transformateurs, courants de reprise et déséquilibre de charge amplifié). Cette temporisation s'apparente à la temporisation d'enclenchement sur charge non diversifiée (62-2).

**Principe de fonctionnement:** Cette fonction bloque la courbe instantanée de neutre (50NC) et la protection de neutre rapide (51 NR) suite à un enclenchement volontaire, pendant une temporisation de blocage de neutre (TBNR). Cette temporisation est débutée lors d'une fermeture volontaire du disjoncteur.

**Valeur typique: 70 secondes**

#### 9.4.4 Temporisation de blocage du réenclencheur (TBR)

**Définition:** Cette fonction bloque le démarrage du cycle de réenclenchement lors de la fermeture manuelle du disjoncteur de départ de ligne, pendant une temporisation de blocage du réenclencheur (TBR). Elle permet d'éviter d'initier un cycle de réenclenchement sur un réseau en défaut.

**Principe de fonctionnement:** Cette temporisation est activée lors de la fermeture manuelle ou par télécommande du disjoncteur de départ de ligne. Le réenclencheur redevient actif après cette temporisation. Elles s'apparente à la temporisation de blocage du réenclenchement lors d'un enclenchement sur défaut (62-4).

**Valeur typique: 10 secondes**

numéro	A.61.3-02		
page	25	de	62

#### 9.4.5 Temporisation de défaillance de disjoncteur (TD)

**Définition:** Cette fonction surveille la réception du signal de fermeture du disjoncteur suite à une commande de réenclenchement ou d'enclenchement volontaire.

**Principe de fonctionnement:** La temporisation débute dès l'envoi de la commande et après un temps de temporisation de défaillance de disjoncteur (TD). Si le disjoncteur n'a toujours pas donné de signal de fermeture, cette fonction verrouille l'automatisme de réenclenchement.

**Valeur par défaut: 1 seconde**

#### 9.4.6 Temporisation de défaillance de déclenchement par protection (TDDP)

**Définition:** Cette fonction surveille la réception du signal d'ouverture du disjoncteur suite à une commande de déclenchement par un élément de protection.

**Principe de fonctionnement:** La temporisation débute dès l'envoi de la commande et après une temporisation de défaillance de déclenchement par protection (TDDP). Si le disjoncteur n'a toujours pas donné de signal d'ouverture, cette fonction entraîne l'allumage d'un voyant de couleur rouge sur l'unité CEPA et active une sortie indépendante (NO).

**Valeur suggérée: 0.3 seconde**

#### 9.4.7 Localisation de défaut (LOCAL)

**Définition:** Cette fonction sert à évaluer la distance d'un défaut.

**Principe de fonctionnement:** Pour l'utiliser, l'unité de mesure doit être spécifiée afin de connaître la distance (ohm ou km). Cette fonction est désactivée (*Hors circuit*) s'il y a absence de transformateur de tension.

**Valeur suggérée: *Hors circuit***

#### 9.4.8 Longueur de la ligne (LL)

**Définition:** Ce paramètre permet d'inscrire la longueur de la ligne et ses composantes directes et homopolaires.

**Principe de fonctionnement:** Ils sont désactivés si la fonction LOCAL est *Hors circuit*.

**Valeur suggérée: *Hors circuit***

numéro	
A.61.3-02	
page	26 de 62

#### 9.4.9 Fonction DHI (défaut à haute impédance)

**Définition:** Cette fonction permet de détecter des défaut de haute impédance. Elle est présentement utilisée en alarme seulement et n'est disponible que pour le SEL-9996. Cette fonction n'est pas utile sur les réseaux complètement souterrains puisque les défauts sont toujours francs.

**Principe de fonctionnement:** Lorsque le courant dépasse le seuil de démarrage 50NHIS et retombe en dessous du seuil, cela provoque un incrémentation du compteur CDNR jusqu'au nombre NDRN à l'intérieur d'une fenêtre TCDRN. Si une des conditions n'est pas respectées, le compteur CDNR retombe à zéro. À chaque fois que le compteur CDNR atteint la valeur NDRN, le compteur CDHI est incrémenté et CDNR est remis à zéro. Lors du premier incrément du compteur CDHI, la date et la référence de temps sont enregistrés. Lorsque CDHI=NDHI dans l'intervalle de temps TCDHI, une alarme est émise si le 43HA est activé.

Pour activer cette fonction, plusieurs paramètres doivent être réglés :

50NHIS: Seuil de démarrage de la fonction DHI. Il est réglé à *Hors circuit* si l'on veut désactiver la fonction. **Valeurs suggérées par l'unité Réglages de TransÉnergie: En circuit, seuil 0,25 A**

NDRN: Nombre de démarrages/ retombée du détecteur 50NHI pour considérer un défaut fluctuant de haute impédance. **Valeur suggérée: 10**

TCDRN: Temporisation du compteur de démarrages/ retombée. Cette temporisation est l'intervalle de temps dans lequel le compteur doit atteindre le paramètre NDRN pour considérer un défaut à haute impédance (DHI). **Valeur suggérée: 0,5 seconde**

NDHI: Nombre de défauts à haute impédance qu'il doit y avoir avant de poser une action (déclenchement ou alarme). **Valeur suggérée: 5**

TCDHI: Temporisation du compteur de défaut haute impédance. Cette temporisation est l'intervalle de temps dans lequel le compteur doit atteindre le paramètre NDHI avant de poser une action (déclenche ou alarme). **Valeur suggérée: 60 secondes**

NDHIR: Nombre de défauts fluctuants de haute impédance qu'il doit y avoir avant d'enregistrer un événement (rapport ECE). **Valeur suggérée: 4**

43HA: Paramètre d'activation de l'alarme. Si ce paramètre est en circuit, une alarme sera émise lorsque le nombre NDHI de défauts à haute impédance fluctuants sera atteint avant la fin de la temporisation TCDHI. **Valeur suggérée: Hors circuit**

43HD: Paramètre d'activation du déclenchement du disjoncteur. Si ce paramètre est en circuit, une commande de déclenchement sera émise lorsque le nombre NDHI de défauts fluctuants de haute impédance sera atteint avant la fin de la temporisation TCDHI. **Valeur suggérée: Hors circuit**

numéro	A.61.3-02		
page	27	de	62

#### 9.4.10 Hausse des seuils en mode reprise de charge (51PHL et 51NL)

**Définition:** Cette fonction permet de hausser les seuils de phase et de neutre de N % et de bloquer le réenclenchement. Elle permet également d'inhiber la courbe instantanée (50NC) et la courbe rapide de neutre (51NR). Elle n'est pas utilisée actuellement.

**Principe de fonctionnement:** L'application dehaussement de seuil sur les courbes de neutre sera éventuellement utilisée pour les cas de déséquilibre. Dans le cas des courbes de phases, elle constitue une bonne solution de rechange pour réalimenter des charges en reprise. Il peut être avantageux de tolérer un dépassement de la capacité nominale des installations pour une courte période, à la condition de ne pas altérer à la durée de vie du réseau.

**Valeur suggérée: 0 %.**

##### 9.4.10.1 Paramètre d'activation de la supervision du courant de fuite (43CF)

**Définition:** Ce paramètre permet d'activer la fonction de détection de certains défauts de transformateurs de courant internes au relais en se basant sur les la loi des nœuds de Kirchhoff.

**Valeur suggérée: En circuit**

##### 9.4.10.2 Fonction de mesure, fenêtre d'intégration (INTEG)

**Définition:** Cette fonction permet de mesurer l'énergie transitant dans le disjoncteur. La fenêtre d'intégration est paramétrable de 5 à 60 minutes.

**Valeur suggérée: 60 minutes**

##### 9.4.10.3 Initiation de la pertubographie (27PBGS)

**Définition:** Ce paramètre permet d'activer la génération d'un évènement dans le rapport d'ECE (enregistreur chronologique d'évènement). Cette fonction doit être *Hors circuit* en l'absence de TT.

**Valeur suggérée: Hors circuit**

##### 9.4.10.4 Seuil et temporisation de relèvement

**Définition:** Cette fonction sert de protection de redondance au relais. Les seuils de cette protection ou seuils de relèvement sont haussés d'un facteur déterminé par rapport aux seuils primaires de la protection. Ce facteur est présentement verrouillé à 1,05. Le facteur de rehaussement de la temporisation est verrouillé à 0,1 de plus que la temporisation primaire.

**Valeur suggérée: Seuil 1,05, temporisation 0,1 de plus que la temporisation primaire**

numéro	A.61.3-02		
page	28	de	62

## 10 RÉGLAGES DU DISJONCTEUR EN LIGNE

Pour chacune des fonctions présentées dans cette section, l'explication donnée pour les disjoncteurs de départ de ligne peut généralement s'appliquer, mais peut comporter quelques différences.

### 10.1 Détermination des seuils de mise au travail et de la temporisation de phase et de neutre

Pour les disjoncteurs en ligne, le seuil des courbes lentes et le seuil des courbes rapides sont les mêmes. C'est pour cette raison qu'il n'y a pas de temporisation d'anti-pompage (TAP). La temporisation est réglée en choisissant un type de courbe temps-courant pour les protections de phase et de neutre pour les courbes rapides et lentes.

Les courbes de temps-courant peuvent être modifiées. Les modes alternés peuvent être utilisés pour les situations d'alimentation en sens inverse, de reprise en charge et la protection étendue (voir norme A.61.3-01). Il est également possible de spécifier un seuil de mise au travail alterné en cas de transfert de charge important.

Un tableau comparatif des courbes utilisées pour les disjoncteurs réenclencheurs est versé à l'annexe C.

#### 10.1.1 Protection de phase (51PHR/51PHL)

##### 10.1.1.1 Seuil de mise au travail de phase

Le seuil de mise au travail doit être déterminé selon les mêmes critères que pour le seuil de phase des disjoncteurs de départ de ligne (section 9.1.1.1). Il est recommandé que le seuil soit plus petit d'au moins 10 % que le seuil de phase du disjoncteur en amont.

La protection de surintensité de phase rapide (51PHR) contribue à la sauvegarde des fusibles lors de défauts fugitifs biphasés et triphasés.

Lors du réglage de ce paramètre, on doit porter une attention particulière aux éléments suivants afin de s'assurer que la protection n'opère pas de façon involontaire:

- courant de magnétisation des transformateurs importants;
- courant d'appel des moteurs grande puissance.

Ces cas particuliers peuvent être résolus cas par cas (ralentissement de la courbe rapide, mode d'énergisation du transformateur, démarrage contrôlé du moteur) et sont encadrés par la norme C.22-03. L'ajout d'un temps de réponse minimum (section 10.1.4.1) à la protection de phase rapide permet de diminuer cette sensibilité.

##### 10.1.1.2 Temporisation de phase

Les mêmes règles qu'au départ de ligne s'appliquent pour la temporisation de phase en ligne. La temporisation sera en fonction du type de courbe temps-courant (numéro de courbe) choisie alors qu'au départ de ligne, c'est la valeur du cadran qui détermine la temporisation.

La courbe choisie devra respecter les critères de coordination (section 12) des courbes se situant en amont et en aval.

#### 10.1.2 Protection de neutre (51NR/51NL)

##### 10.1.2.1 Seuil de mise au travail de neutre

Le seuil de mise au travail de l'élément de neutre est déterminé de la même façon que le seuil de neutre des disjoncteurs de départ de ligne (section 9.1.2.1). Il est recommandé que le seuil soit plus petit d'au moins 10 % que le seuil de neutre rapide du disjoncteur en amont.

##### 10.1.2.2 Temporisation de neutre

La temporisation de neutre s'effectue de la même façon que la temporisation de l'élément de phase. Le type de courbe choisie devra respecter les critères de coordination des courbes se situant en amont et en aval (section 12).

#### 10.1.3 Déclenchement instantané

La protection instantanée est rarement utilisée pour les disjoncteurs en ligne.

**Valeur suggérée: NON**

#### 10.1.4 Modification des courbes temps-courant

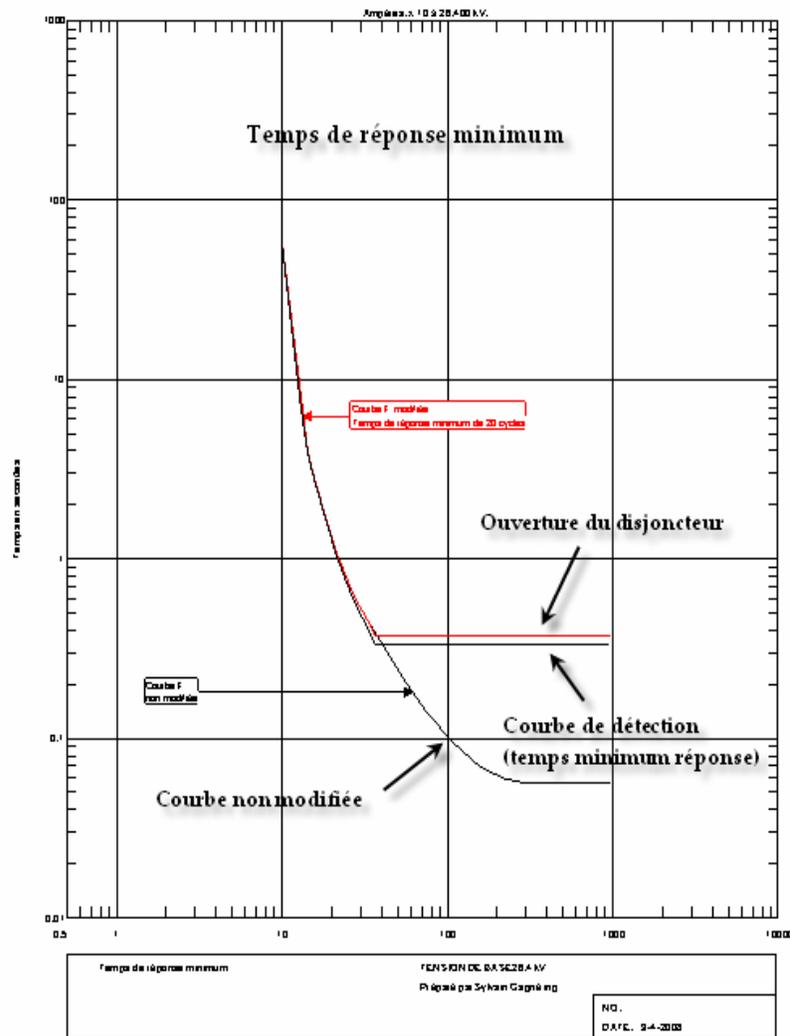
À partir des courbes existantes, il est possible de modifier les courbes temps-courant pour améliorer la coordination.

##### 10.1.4.1 Temps de réponse minimum

Le temps de réponse minimum est utilisé pour fixer un temps d'opération minimum au disjoncteur. Cette fonction est disponible sur les disjoncteurs en ligne. Elle est utilisée pour:

- mieux coordonner les courbes rapides entre les disjoncteurs en ligne;
- éviter les déclenchements occasionnés par les appels de courant lors de saturation de transformateurs à la suite de courant de foudre;
- mieux coordonner les courbes avec les fusibles des transformateurs de type D.

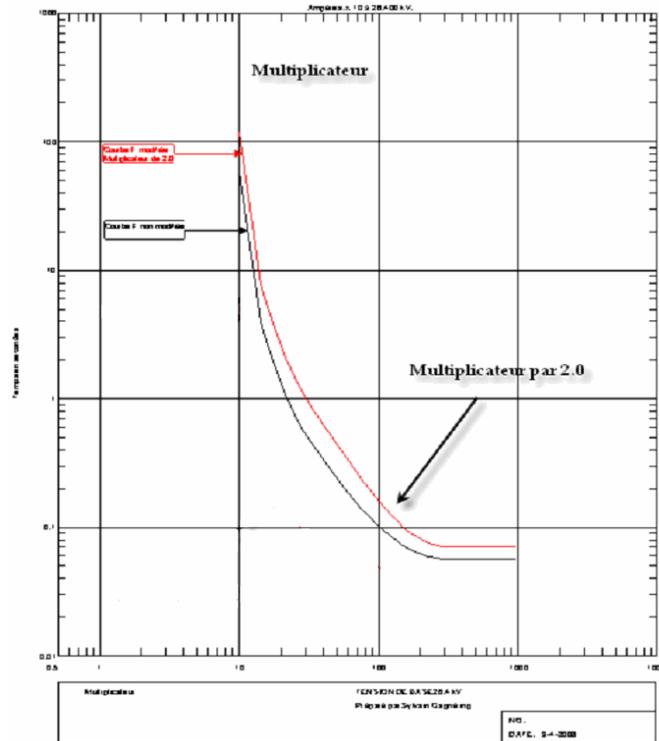
Le temps minimum de réponse ne modifie pas la courbe de temps-courant mais tronque le bas de celle-ci au temps désiré (voir figure 7). L'utilisation de cette fonction permet de réduire les déclenchements inutiles d'un disjoncteur.



**Figure 7: Effet du temps de réponse minimum sur la courbe de protection**

#### 10.1.4.2 Multiplicateur

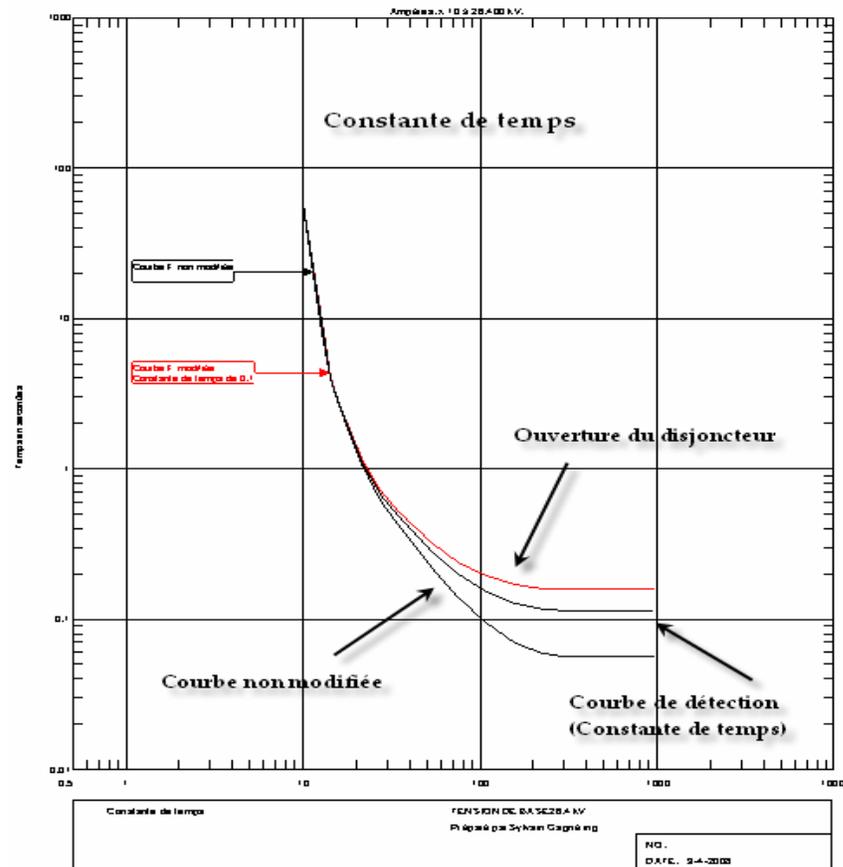
Le multiplicateur permet d'appliquer un facteur de multiplication à la temporisation des courbes temps-courant de neutre ou de phase. Cela offre une souplesse accrue afin de mieux coordonner les appareils de protection entre eux. Sur une échelle logarithmique de temps, la courbe de détection conserve la même forme mais est déplacée vers le haut ou le bas, selon le multiplicateur appliqué (voir figure 8).



**Figure 8: Effet du multiplicateur sur la courbe de protection**

### 10.1.4.3 Constante de temps

La constante de temps permet d'ajouter un temps défini à la courbe temps-courant de phase et de neutre afin de ralentir celle-ci. La courbe est modifiée à la verticale de l'échelle temps-courant. Cela a pour effet de la rendre moins inverse à mesure que la constante de temps est augmentée (voir figure 9).



**Figure 9: Effet de la constante de temps sur la courbe de protection**

## 10.2 Automatismes de réenclenchement

### 10.2.1 Nombre de réenclenchements

Les principes relatifs au nombre et à la séquence de réenclenchements pour le disjoncteur de départ de ligne (section 9.2.1) sont applicables aux disjoncteurs en ligne. Cependant, il est recommandé de mettre le même nombre de courbes rapides pour la phase que pour le neutre.

Pour les disjoncteurs en ligne, l'ajustement du nombre de réenclenchements se règle par le nombre d'opérations avant verrouillage. Ce nombre est toujours supérieur de 1 au nombre total de réenclenchements (nombre d'opérations avant verrouillage = RT + 1).

### 10.2.2 Intervalles de réenclenchement (T1, T2 et T3)

Les intervalles de réenclenchement recommandés sont les mêmes que ceux définis pour le disjoncteur de départ de ligne (section 9.2.2).

Afin de faciliter l'analyse des défauts, il est possible d'ajuster le premier intervalle de réenclenchement (T1) du disjoncteur à 1 seconde de plus que l'intervalle T1 du disjoncteur en amont.

numéro	A.61.3-02		
page	33	de	62

### 10.2.3 Temps de rappel après un réenclenchement automatique (RTAR)

Le temps de rappel après un réenclenchement automatique (RTAR) fonctionne sur le même principe que la temporisation de réinitialisation de l'automatisme de réenclenchement des disjoncteurs de départ de ligne (TREA) (section 9.2.3). Il s'agit dans les deux cas d'une temporisation de réarmement.

Lors de l'utilisation de la coordination séquentielle, le temps de rappel doit être suffisamment long pour éviter de réarmer la minuterie pendant l'application de la coordination séquentielle. Après l'expiration du délai, les courbes rapides de phase et de neutre sont remises en circuit. Le réglage de la TREA se fait de la même façon que pour des disjoncteurs de départ de ligne.

## 10.3 Coordination séquentielle

La coordination séquentielle des disjoncteurs en ligne fonctionne selon le même principe que pour le disjoncteur de départ de ligne. Les règles pour son utilisation sont les mêmes :

- présence d'au moins un disjoncteur en aval;
- présence d'installations sensibles de clients qui pourront en bénéficier (clients situés dans la zone de protection du disjoncteur et sur ses dérivations).

Pour l'activer, il faut mettre le paramètre coordination séquentielle à *OUI*. Son seuil de mise au travail est le même que celui de la protection de surintensité de neutre (51NR).

Pour tous les disjoncteurs situés en amont (incluant celui du départ de ligne), il doit y avoir coordination des courbes rapides de neutre et activation de la fonction de coordination séquentielle. De plus, la courbe rapide de neutre du disjoncteur concerné en ligne devra être coordonnée avec celles des disjoncteurs situés immédiatement en aval.

Comparativement au disjoncteur de départ de ligne, il faut être encore plus prudent pour utiliser cette fonction sur un disjoncteur en ligne. Cela est dû au fait qu'il faut coordonner les courbes rapides de neutre du disjoncteur concerné et des disjoncteurs en amont. Ainsi, la courbe rapide du disjoncteur de départ de ligne sera encore plus lente de telle sorte qu'il y aura davantage de pertes de fusibles lors de défauts fugitifs sur les dérivations de sa zone de protection. Pour les raisons évoquées précédemment, il est recommandé de limiter l'utilisation de la coordination séquentielle aux seuls disjoncteurs situés immédiatement en aval du disjoncteur de départ de ligne.

## 10.4 Autres fonctions

### 10.4.1 Verrouillage par fort courant

**Définition:** Cette fonction permet de forcer l'ouverture instantanée définitive du disjoncteur lors d'un défaut à fort courant dépassant un multiple défini du seuil de mise au travail de phase ou de neutre.

numéro	A.61.3-02		
page	34	de	62

**Principe de fonctionnement:** Elle est activée sur la séquence désirée et les suivantes et opérera une seule fois puisque le réenclenchement est alors inhibé. L'utilisation de cette fonction permet de limiter l'énergie de défaut, principalement sur les réseaux souterrains.

**Valeur suggérée:** NON

#### 10.4.2 Reprise de charge non diversifiée

**Définition:** Cet accessoire permet de rehausser le seuil de mise au travail des courbes de neutre et de phase afin d'éviter des déclenchements lors de fortes reprises de charge.

**Principe de fonctionnement:** La temporisation de la fonction reprise de charge non diversifiée débutera lorsque les deux conditions suivantes sont réunies:

- le disjoncteur réenclencheur est ouvert ;
- la commande est verrouillée ou le réenclenchement a échoué.

Lorsque la temporisation est terminée, la fonction *Reprise de charge non diversifiée* est activée, ce qui occasionne une désactivation des courbes rapides ainsi qu'un rehaussement du seuil de mise au travail des courbes lentes, conformément aux réglages du *Multiple de mise au travail* de la fonction. Il est à noter que la coordination sera maintenue avec le ou les disjoncteurs en amont puisque les courbes ne sont pas décalées mais plutôt tronquées verticalement sur la gauche jusqu'au seuil rehaussé.

Lors de l'utilisation de cette fonction, un multiple du seuil de mise au travail par surintensité du courant de phase ou de neutre doit être déterminé lors d'une reprise en charge. Ce multiple devra respecter la capacité limite des équipements en réseau. Ce type de réglage est utilisé après une panne de longue durée.

Suite à la fermeture du disjoncteur, lorsque le rehaussement est activé et que le disjoncteur demeure fermé, les seuils de mise au travail retourneront à leur seuil de mise au travail en condition normale chaque fois que le courant descendra sous le seuil de mise au travail des éléments de surintensité durant un minimum de 15 secondes. Les éléments de phase et de neutre retourneront à leurs réglages de façon indépendante en configuration normale. Les courbes rapides seront alors réactivées.

**Valeur suggérée:** *Hors circuit*

#### 10.4.3 Protection de neutre sensible (SEF)

**Définition:** Elle sert à détecter le courant minimal de déclenchement pour un défaut à la terre de faible intensité.

**Principe de fonctionnement:** Cette fonction n'est présentement pas utilisée. Dans le cas où elle serait utilisée, un seuil de mise au travail, une temporisation et un nombre d'opérations avant verrouillage doivent être déterminés.

**Valeur suggérée:** *Hors circuit*

numéro	
A.61.3-02	
page	35 de 62

#### 10.4.4 Attente d'alimentation du circuit de fermeture(CPWT)

**Définition:** Cette temporisation sert à verrouiller le disjoncteur suite à un déclenchement non final et à une perte prolongée de tension 120 V c. a.

**Principe de fonctionnement:** Cette temporisation mémorise une commande de fermeture du disjoncteur lors d'une absence de tension 120 V c. a. (tension de la commande du disjoncteur) pendant cette fenêtre de temps.

Lorsque deux disjoncteurs en série ouvrent sur un défaut et que le disjoncteur en amont ne ferme pas, le disjoncteur en aval n'a pas d'alimentation 120 V c. a. Le disjoncteur réenclencheur ne peut pas refermer tant que son alimentation n'est pas revenue. La minuterie s'activera après qu'un intervalle de réenclenchement soit terminé.

Durant ce délai, la commande vérifiera si l'alimentation 120 V c.a. est revenue :

- Si l'alimentation 120 V c. a. revient durant la fenêtre de temps, cela indique que l'alimentation du circuit de fermeture du disjoncteur réenclencheur (120 V c. a. ou tension primaire) est aussi présente, et la séquence de réenclenchement continuera.
- Si l'alimentation 120 V c. a. n'est pas présente durant cette fenêtre, cela indique que l'alimentation du circuit de fermeture du disjoncteur réenclencheur (120 V c. a. ou tension primaire) n'est pas présente non plus et le disjoncteur réenclencheur se verrouillera.
- Si le temps d'attente pour l'alimentation du circuit de fermeture est réglé à *Hors circuit*, la commande attendra indéfiniment pour que l'alimentation 120 V c. a. revienne afin que le réenclenchement se poursuive. Il n'y a aucune fenêtre restrictive.

**Valeur suggérée: 756 000 cycles**

#### 10.4.5 Temps de rappel après verrouillage

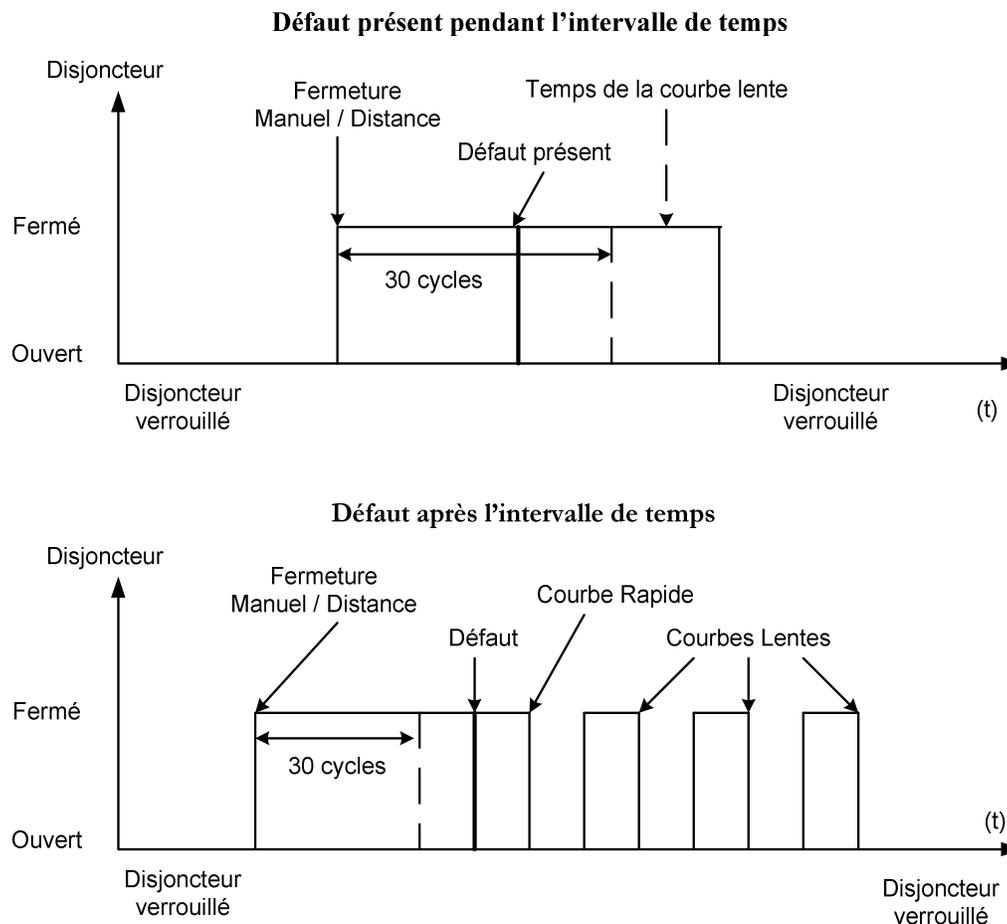
**Définition:** Cette temporisation sert à désactiver les courbes rapides et à éliminer le réenclenchement pendant son temps d'ajustement, suite à une fermeture manuelle ou à distance d'un disjoncteur verrouillé. Elle a pour but de faciliter la remise en charge tout en assurant un déclenchement sans réenclenchement en cas de fermeture sur un défaut.

**Principe de fonctionnement:** La temporisation RTLO (voir figure 10) est initiée dès qu'il y a fermeture du disjoncteur verrouillé. Si un défaut se produit durant la fenêtre de temporisation, le disjoncteur déclenchera sur la courbe lente qui commandera alors le déclenchement et le verrouillage du disjoncteur. La courbe rapide de neutre est donc inhibée et le disjoncteur déclenchera et se verrouillera (blocage du réenclencheur).

Le temps de rappel est bloqué (et la minuterie de rappel est réarmée) lorsque la mise au travail d'un élément de surintensité est activée. La temporisation de rappel ne peut procéder que si tous les éléments de surintensité sont au repos. Lorsque le défaut se produit après la temporisation, le disjoncteur

déclenchera selon les séquences habituelles et la réactivation des courbes rapides et du réenclencheur seront remises en service.

**Valeur suggérée: 30 cycles**



**Figure 10: Défaut pendant et après le temps de rappel suite au verrouillage**

#### 10.4.6 Protection de sous-fréquence

**Définition:** Cette fonction peut être utilisée dans le cadre d'une stratégie de correction de la fréquence par délestage de charge.

**Principe de fonctionnement:** La protection de sous-fréquence permet de faire déclencher le disjoncteur lorsque la fréquence descend et se maintient sous le paramètre *Seuil de sous-fréquence* pendant un temps déterminé par le paramètre *Délai avant déclenchement*.

**Valeur suggérée: NON**

numéro	
A.61.3-02	
page	37 de 62

#### 10.4.7 Préséance au déclenchement de neutre

**Définition:** Ce paramètre sert uniquement lorsque le nombre de déclenchements de neutre et de phase avant verrouillage sont différents.

**Principe de fonctionnement:** Le nombre d'opérations du disjoncteur varie en fonction du dépassement ou non du seuil de déclenchement de phase par le courant de défaut. Lorsque la fonction est active, le nombre de déclenchements avant verrouillage égale le nombre programmé pour la protection de neutre.

L'utilisation de cette fonction avec un nombre de déclenchements de phase et de neutre différent peut occasionner des problèmes de coordination de protection. Il n'est donc pas recommandé de l'utiliser puisqu'elle peut occasionner certains problèmes importants.

**Valeur suggérée:** *NON*

#### 10.4.8 Caractéristiques de l'installation

Pour certains relais, il est possible d'entrer les caractéristiques de l'installation, telles que le type de disjoncteur, la bidirectionnalité et la télécommande. De plus, un réglage en mode alterné peut être entré dans le canevas de l'application SAFIR en y inscrivant les réglages dans la colonne *Mode alterné*. Si les réglages en mode alterné sont identiques à ceux du mode principal, il est possible de transférer automatiquement les réglages du mode principal au mode alterné en inscrivant *OUI* dans le champ *Transfert du mode principal au mode alterné*.

## 11 CHOIX DU CALIBRE DU FUSIBLE

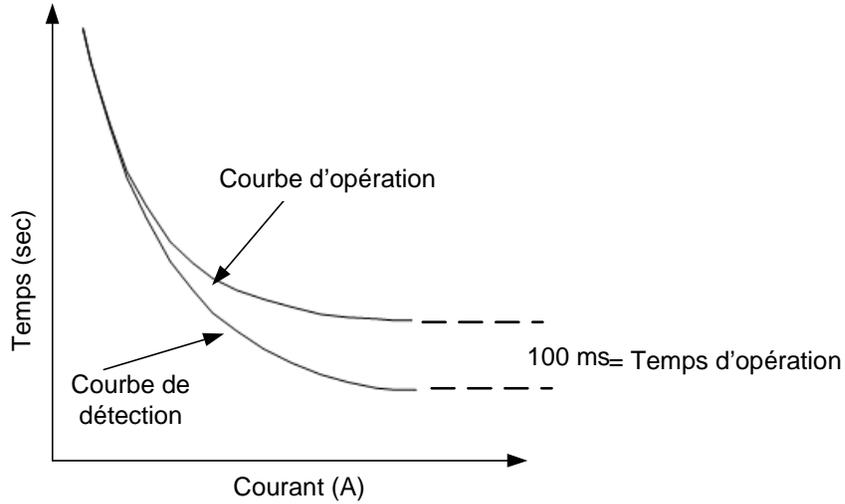
Pour choisir le calibre d'un fusible, il est important de s'assurer de bien le coordonner avec les autres éléments de protection en amont et d'utiliser le plus gros calibre de fusible possible.

## 12 CRITÈRES DE COORDINATION DE LA PROTECTION

Afin de bien coordonner les dispositifs de protection, il est important de tenir compte de la courbe d'opération du disjoncteur. Pour les disjoncteurs de départ de ligne, ce temps d'opération inclut un temps pour la fermeture des contacts et l'ouverture du disjoncteur. Il peut varier selon le type de disjoncteur, mais le temps d'opération moyen est de 100 ms (6 cycles). Ainsi, le temps total d'opération de la protection correspond au temps de la détection du défaut selon la courbe de détection, plus un temps pour la fermeture des contacts et un temps d'opération du disjoncteur, ce qui correspond à la courbe d'opération (voir figure 11).

Pour les relais numériques de départ de ligne, la courbe tracée dans l'application est la courbe de détection et pour les disjoncteurs réenclencheurs en ligne et de départ de ligne, la courbe tracée correspond à la courbe d'opération.

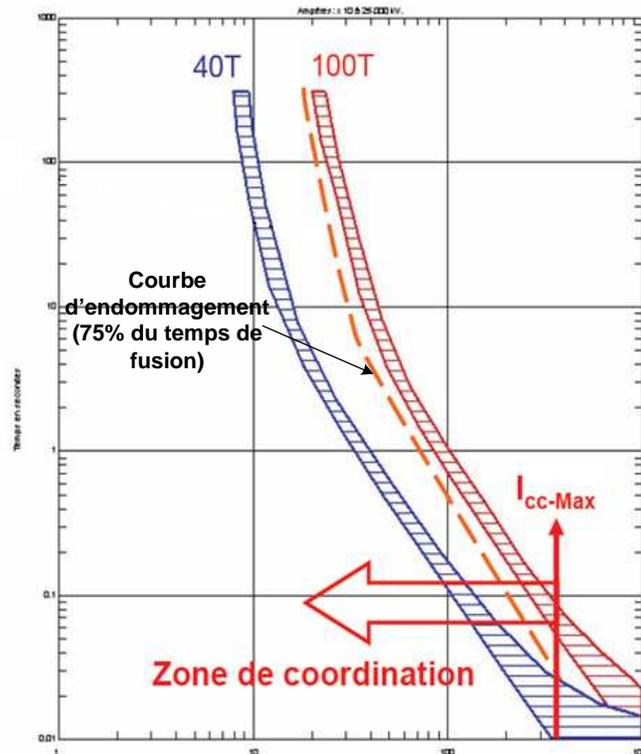
numéro	A.61.3-02	
page	38	de 62



**Figure 11: Temps d'opération d'un disjoncteur**

12.1.1 Coordination entre fusibles

La courbe maximale d'opération d'un fusible, incluant ceux des transformateurs MT/BT, devra être inférieure à 75 % de la courbe minimale de fusion de tout fusible situé en amont. Ce critère doit être respecté jusqu'au défaut phase-neutre franc ou triphasé au fusible en amont (voir figure 12).



**Figure 12: Coordination entre deux fusibles**

numéro	<b>A.61.3-02</b>	
page	<b>39</b>	de <b>62</b>

## 12.1.2 Coordination fusible-disjoncteur

### 12.1.2.1 Courbe rapide et fusible

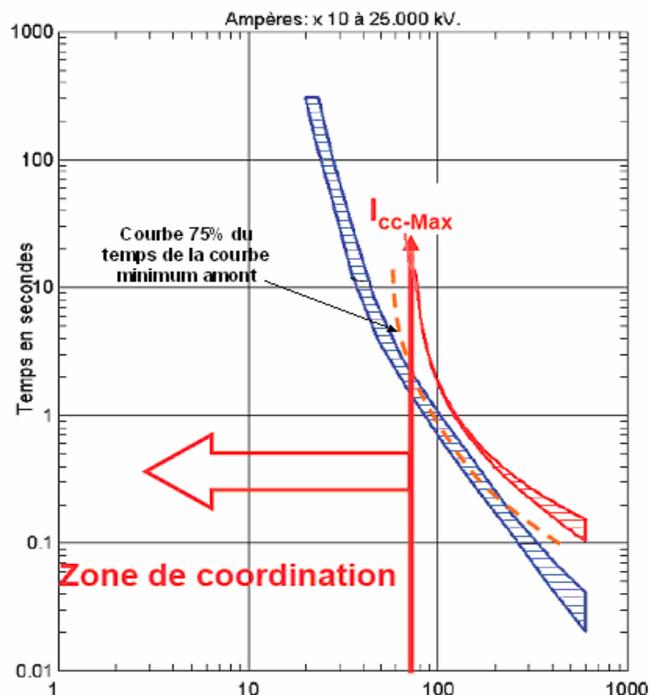
Afin d'assurer le plus possible la sauvegarde des fusibles lors de défauts fugitifs de neutre, la courbe d'opération rapide de phase ou de neutre devrait, idéalement, être inférieure à 75 % du temps minimal de fusion du fusible de plus petit calibre en aval.

Ce critère devrait être respecté jusqu'au courant de court-circuit maximal triphasé du réseau aérien ou jusqu'au défaut phase-neutre maximal franc du réseau aérien, selon le plus élevé des deux.

### 12.1.2.2 Courbe lente et fusible

Pour assurer une bonne coordination entre un disjoncteur en ligne et un fusible, 75 % du temps de détection des courbes lentes de phase et de neutre (PHL et NL) doit, dans la mesure du possible, être plus grand que le temps d'ouverture du fusible. Afin de minimiser les risques de pertes de fusibles lors de défauts fugitifs, il est recommandé d'utiliser le plus gros calibre de fusible possible sur les dérivations de ligne MT.

Ce critère doit être respecté jusqu'au courant de court-circuit maximal triphasé du réseau aérien ou jusqu'au défaut phase-neutre maximal franc du réseau aérien, selon le plus élevé des deux (voir figure 13).



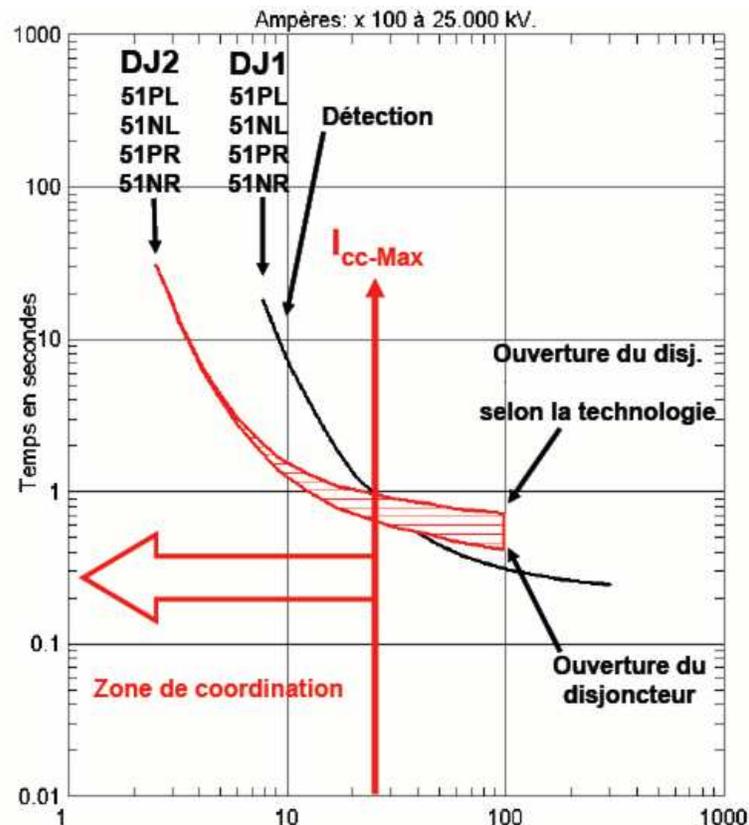
**Figure 13: Coordination entre la courbe lente (PHL) d'un disjoncteur et celle d'un fusible**

### 12.1.3 Coordination entre disjoncteurs

Pour la coordination entre un disjoncteur de départ de ligne (DJ1) et un disjoncteur en ligne (DJ2), la courbe d'opération de l'élément (lente ou rapide) du disjoncteur de ligne devra être inférieure au temps de détection du disjoncteur de départ de ligne pour deux mêmes types de courbes (lentes ou rapides):

- d'au moins 6 cycles ou 75 % pour les défauts faibles détectés où la protection opère lentement (entre deux relais numériques ou électroniques);
- d'au moins 9 cycles ou 75 % pour les défauts faibles détectés où la protection opère lentement (entre un relais électromécanique et un relais numérique ou électronique);
- d'au moins 12 cycles ou 75 % pour les défauts faibles détectés où la protection opère lentement (entre deux relais électromécaniques).

Ce critère doit être respecté jusqu'au courant de court-circuit maximal triphasé du réseau aérien ou jusqu'au défaut phase-neutre maximal franc du réseau aérien, selon le plus élevé des deux (voir figure 14).



**Figure 14: Coordination entre deux disjoncteurs (DJ1 départ de ligne et DJ2 ligne)**

numéro	<b>A.61.3-02</b>		
page	<b>41</b>	de	<b>62</b>

### **13 RESPONSABLE DE L'IMPLANTATION**

Le directeur Gestion de l'actif est responsable de l'implantation de la présente méthode.

### **14 RESPONSABLES DE L'APPLICATION**

Le chef Plan de réseau et le chef Stratégie d'exploitation sont responsables de l'application de la présente méthode.

### **15 RESPONSABLE DU SUIVI DE L'APPLICATION**

Le chef Orientations technologiques est responsable du suivi de l'application de la présente méthode.

directive    norme    méthode

corporative    sectorielle

numéro	<b>A.61.3-02</b>		
page	<b>42</b>	de	<b>62</b>

## ANNEXE A

### Exemple typique de réglage de la protection d'une ligne

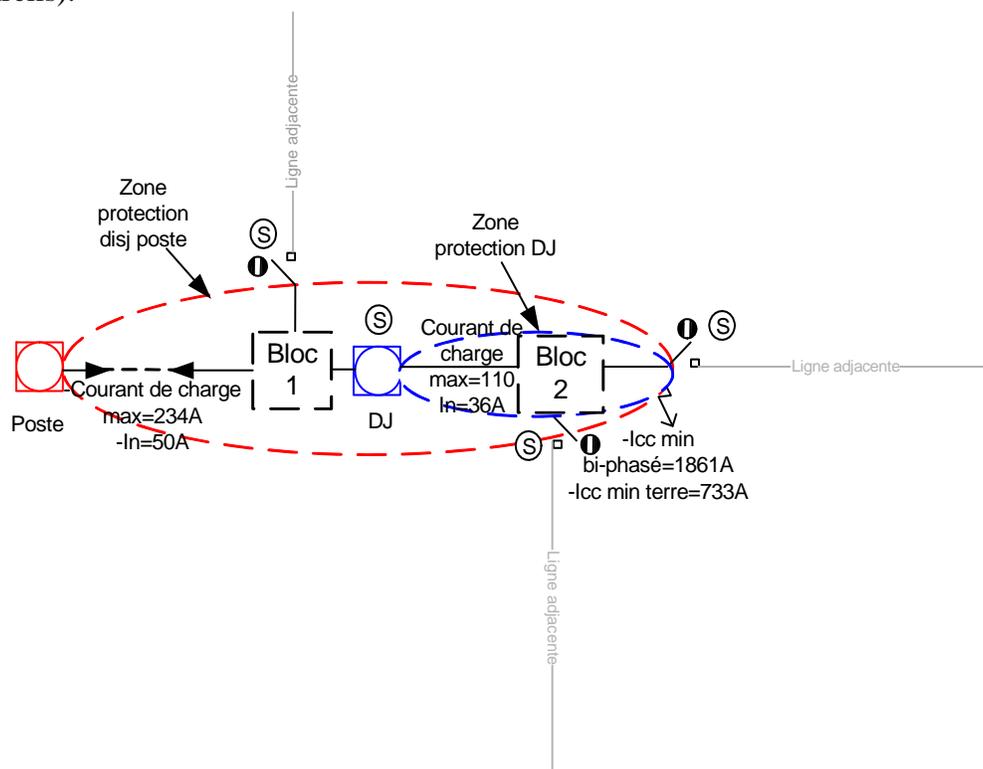
numéro	<b>A.61.3-02</b>	
page	<b>43</b>	de <b>62</b>

Dans l'exemple qui suit, deux configurations de réseau seront étudiées, soit en configuration normale et en configuration de relève avec un facteur de reprise appliqué sur le bloc relevé. En premier lieu, l'analyse se fera en configuration normale afin de déterminer le réglage des seuils de façon à protéger le défaut minimum et laisser passer la charge en configuration normale (dans cet exemple, on considère que la charge passe sans problème). Par la suite, étant donné que le réseau est en configuration de relève intégrée, le cas le plus contraignant sera étudié, c'est-à-dire lorsque la ligne reprendra un bloc de charge avec un facteur de reprise appliqué sur le bloc relevé. Deux types de protections doivent être pris en considération lors de l'analyse: la protection de phase et la protection de neutre.

Les simulations ont été réalisées avec les paramètres énumérés en annexe D.

### A1 RÉGLAGE DES SEUILS POUR UN RÉSEAU EN CONFIGURATION NORMALE

La figure 15 illustre la zone que doit couvrir chacun des appareils en contexte de contingence (récurrence entre les appareils).



**Figure 15: Réseau en configuration normale**

numéro	
A.61.3-02	
page	44 de 62

## A1.1 Seuil de phase

### A1.1.1 Disjoncteur de départ de ligne

Le disjoncteur de départ de ligne doit être en mesure de détecter les défauts biphasés dans la seconde zone de protection. Dans cet exemple, le court-circuit biphasé de la deuxième zone de protection est de 1861 A. Le disjoncteur en ligne devra également voir ce défaut, c'est la raison pour laquelle les seuils des disjoncteurs de départ de ligne et en ligne devront être inférieurs à cette valeur avec un facteur de sécurité de 20 %.

Le calcul s'effectue ainsi :  $1861/120\% = 1551\text{ A}$

Le seuil de phase pour le disjoncteur de départ de ligne en configuration normale sera ajusté de la même façon, soit entre l'acceptation de la charge et la couverture du défaut minimum.

### A1.1.2 Disjoncteur en ligne

Le seuil de phase pour le disjoncteur en ligne en configuration normale sera donc ajusté entre l'acceptation de la charge et la couverture du défaut minimum (la valeur est la même que pour le disjoncteur de départ de ligne, soit 1551 A).

## A1.2 Seuil de neutre

### A1.2.1 Disjoncteur de départ de ligne

Le disjoncteur de départ de ligne doit être en mesure de détecter les défauts de terre minimum dans la seconde zone de protection. Dans cet exemple, le court-circuit minimum de terre de la deuxième zone de protection est de 733 A. Le disjoncteur en ligne devra également voir ce défaut, c'est la raison pour laquelle les seuils des disjoncteurs de départ de ligne et en ligne devront être inférieurs à cette valeur avec un facteur de sécurité de 20 %.

Le calcul s'effectue ainsi :  $733/120\% = 611\text{ A}$

Le seuil de neutre pour le disjoncteur de départ de ligne en configuration normale sera donc ajusté entre l'acceptation de la charge et la couverture du défaut minimum.

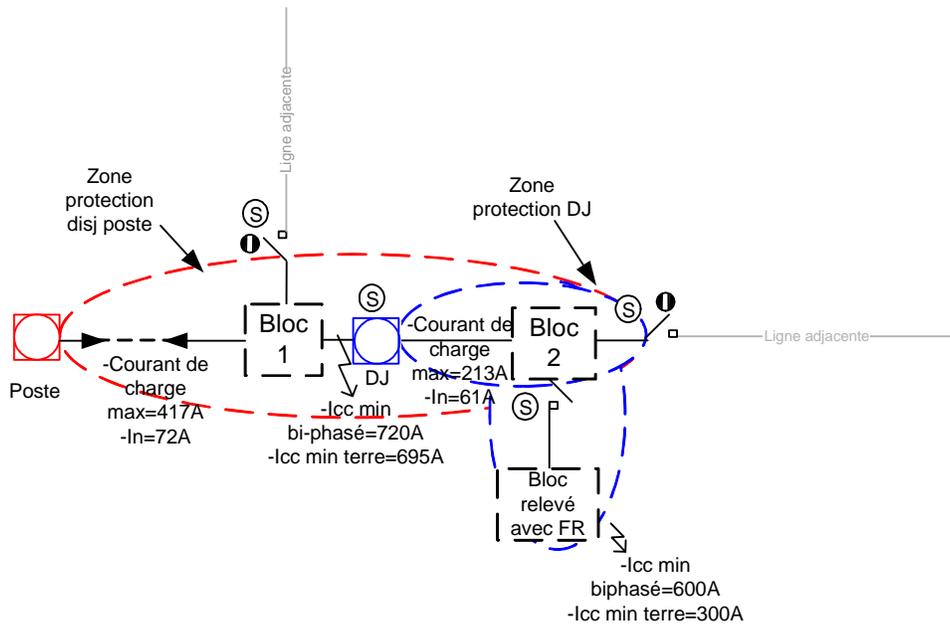
### A1.2.2 Disjoncteur en ligne

Le seuil de neutre pour le disjoncteur en ligne en configuration normale sera donc ajusté entre l'acceptation de la charge et la couverture du défaut minimum (la valeur est la même que pour le disjoncteur de départ de ligne, soit 611 A).

numéro	<b>A.61.3-02</b>	
page	<b>45</b>	de <b>62</b>

## A2 RÉGLAGE DES SEUILS POUR UN RÉSEAU EN CONFIGURATION DE RELÈVE AVEC UN FACTEUR DE REPRISE APPLIQUÉ SUR LE BLOC RELÈVÉ

Le second volet concerne l'analyse des réglages en reprise de blocs des lignes voisines en contingence. La figure 16 illustre la zone que doit couvrir chacun des disjoncteurs.



**Figure 16: Réseau en configuration de relève**

Note: Dans cet exemple, on prend pour acquis que l'exercice a été fait pour chacun des blocs relevés et que le cas qui est évalué dans cet exemple est le plus contraignant.

### A2.1 Définir les seuils afin de supporter la charge pour un réseau en configuration de relève avec un facteur de reprise appliqué sur le bloc relevé

#### A2.1.1 Seuil de phase

##### A2.1.1.1 Disjoncteur de départ de ligne

Le seuil de phase au poste doit être supérieur à la charge maximale admissible, incluant un facteur de reprise appliqué au bloc relevé (417 A), le tout augmenté de 10 % de facteur de sécurité.

Le calcul s'effectue ainsi :  $417 * 1,1 = 459 \text{ A}$

Le seuil de détection de phase sera donc supérieur à 459 A.

### A2.1.1.2 Disjoncteur en ligne

Pour le disjoncteur en ligne, l'appareil doit également être capable d'accepter la charge en aval incluant un facteur de reprise (213 A) appliqué au bloc relevé et un facteur de sécurité de 10 %.

Le calcul s'effectue ainsi :  $213 * 1,1 = 234$  A

Le seuil de détection de phase sera donc supérieur à 234 A.

### A2.1.2 Seuil de neutre

#### A2.1.2.1 Disjoncteur de départ de ligne

Le seuil de neutre en départ de ligne doit être supérieur au plus grand déséquilibre causé par l'ouverture d'un appareil de protection monophasé sur la ligne en configuration normale ou sur le bloc en reprise (72 A) le tout augmenté de 10 % de facteur de sécurité. Cette situation est généralement causée par l'ouverture du fusible le plus chargé situé en aval sur la phase la moins chargée.

Le calcul s'effectue ainsi :  $72 * 1,1 = 79$  A

Le seuil de détection de neutre sera donc supérieur à 79 A.

#### A2.1.2.2 Disjoncteur en ligne

Le seuil de neutre en départ de ligne doit être supérieur au plus grand déséquilibre causé par l'ouverture d'un appareil de protection monophasé sur la ligne en configuration normale ou sur le bloc en reprise (61 A) le tout augmenté de 10 % de facteur de sécurité. Cette situation est généralement causée par l'ouverture du fusible le plus chargé situé en aval sur la phase la moins chargée.

Le calcul s'effectue ainsi :  $61 * 1,1 = 67$  A

Le seuil de détection de neutre sera donc supérieur à 67 A.

## **A2.2 Définir les seuils afin de protéger les défauts pour un réseau en configuration de relève**

### A2.2.1 Seuil de phase

#### A2.2.1.1 Disjoncteur de départ de ligne

Le disjoncteur de départ de ligne devra détecter la même zone de protection qu'en configuration normale, soit un défaut biphasé de 1861 A, ce qui veut dire que le seuil devra être inférieur à  $1861 / 120 \% = 1551$  A.

Le seuil de phase pour le disjoncteur de départ de ligne sera donc ajusté entre l'acceptation de la charge en configuration de relève et la couverture du défaut minimum de phase, soit  $459$  A < seuil de phase <  $1551$  A.

numéro	A.61.3-02		
page	47	de	62

### A2.2.1.2 Disjoncteur en ligne

En configuration de relève, le disjoncteur en ligne devra couvrir la zone du bloc relevé. Le court-circuit biphasé de cette zone de protection est de 600 A. Le seuil doit donc être inférieur à cette valeur avec un facteur de sécurité de 20 %.

Le calcul s'effectue ainsi :  $600/120 \% = 500 \text{ A}$

Le seuil de phase pour le disjoncteur en ligne sera donc ajusté entre l'acceptation de la charge en configuration de relève et la couverture du défaut minimum de phase, soit  $234 \text{ A} < \text{seuil de phase} < 500 \text{ A}$ .

### A2.2.2 Seuil de neutre

#### A2.2.2.1 Disjoncteur de départ de ligne

Le disjoncteur de départ de ligne doit être en mesure de détecter les défauts de terre minimum dans la seconde zone de protection. Dans cet exemple, le court-circuit minimum de terre de la deuxième zone de protection est de 733 A. Le seuil doit donc être inférieur à cette valeur avec un facteur de sécurité de 20 %.

Le calcul s'effectue ainsi :  $733/120 \% = 611 \text{ A}$

Le seuil de neutre pour le disjoncteur de départ de ligne sera donc ajusté entre l'acceptation de la charge en relève et la couverture du défaut minimum, soit  $79 \text{ A} < \text{seuil de neutre} < 611 \text{ A}$

#### A2.2.2.1 Disjoncteur en ligne

Le disjoncteur de ligne en configuration de relève devra couvrir la zone du bloc relevé. Le court-circuit minimum de terre de cette zone de protection est de 300 A. Le seuil doit donc être inférieur à cette valeur avec un facteur de sécurité de 20 %.

Le calcul s'effectue ainsi :  $300/120 \% = 250 \text{ A}$

Le seuil de neutre pour le disjoncteur de départ de ligne sera donc ajusté entre l'acceptation de la charge et la couverture du défaut minimum, soit  $67 \text{ A} < \text{seuil de neutre} < 250 \text{ A}$ .

## A3 RÉGLAGES DU DISJONCTEUR DE DÉPART DE LIGNE POUR CET EXEMPLE

Pour cet exemple, le disjoncteur de départ de ligne aura les réglages suivants:

- 51NR: 240 A (**79 A < 51NR < 611 A**)
- 51NL: 300 A (**79 A < 51NL < 611 A**)
- 51Φ : 600 A (**459 A < 51Φ < 1551 A**)
- Séquence de réenclenchement : 1R-2L

## A4 COORDINATION ENTRE LES PROTECTIONS

Afin d'assurer une bonne coordination, le disjoncteur de départ de ligne devra être coordonné avec le disjoncteur en ligne, et ce, en respectant les marges de sécurité requises entre les appareils de protection décrites dans la méthode. Dans cet exemple, les deux appareils de protection sont de génération numérique (DJ de départ de ligne SEL-9996 et DJ ligne SEL-351R). Il devra donc y avoir un minimum de 6 cycles entre la courbe d'opération du disjoncteur en ligne (élément en aval) et la courbe de détection du disjoncteur de départ de ligne (élément en amont).

## A5 AUTRES FONCTIONS

Les autres fonctions à régler seront réglées comme suit:

- TREA (temps de réarmement automatique) : 60 secondes
- RT (nombre total de réenclenchements) : 2
- NDR (nombre de courbes rapides) : 1
- T1 : 5 secondes et T2 : 15 secondes (intervalles de réenclenchement)

La coordination séquentielle n'est pas utilisée puisqu'aucun client sensible n'est raccordé sur la ligne étudiée. La séquence de réenclenchement suivante est appliquée: 1R-2L. L'utilisation de deux déclenchements sur les courbes rapides pourrait être choisies pour les zones boisées et/ou orageuses, mais ce n'est pas le cas pour cet exemple.

Étant donné que le réenclenchement est permis pour ce disjoncteur de départ de ligne, les fonctions suivantes seront *En circuit*: 43AR et 43OP. Le 43CO et 50NC seront *Hors circuit* puisque la coordination séquentielle n'est pas utilisée. Le 43P sera *Hors circuit* puisqu'il n'est pas souhaité de réenclencher pour un défaut détecté par les éléments instantanés.

## A6 RÉGLAGES DU DISJONCTEUR EN LIGNE POUR CET EXEMPLE

Pour le disjoncteur en ligne, voici les réglages appliqués:

- 51NR: 140A (**67 A < 51NR < 250 A et 51NR < 216 (10 % minimum du 51NR en départ de ligne)**)
- 51NL: 140A (**67 A < 51NL < 250 A et 51NL < 216 (10 % minimum du 51NR en départ de ligne)**)
- 51Φ: 480A (**234 A < 51Φ < 500 A et 51Φ < 540 (10 % minimum du 51Φ en départ de ligne)**)
- Séquence de réenclenchement : 1R-2L
- Temps de réarmement automatique : 55 secondes
- RT (nombre total de réenclenchements) : 2
- NDR (nombre de déclenchements permis par la courbe rapide) : 1
- T1 : 5 secondes et T2 : 15 secondes (intervalles de réenclenchement)

La coordination séquentielle sera mise *Hors circuit* ainsi que le déclenchement instantané.

Avec ces seuils, les critères établis sont respectés.

directive    norme    méthode

corporative    sectorielle

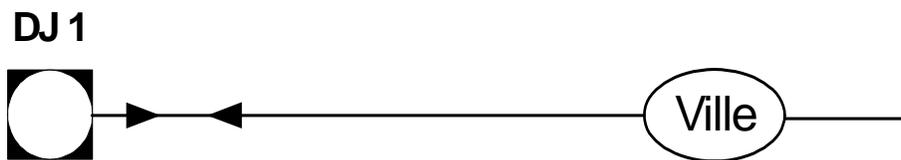
numéro	<b>A.61.3-02</b>		
page	<b>49</b>	de	<b>62</b>

## **ANNEXE B**

### **Profils de lignes**

**MISE EN GARDE:** Les réglages proposés pour chacun des profils de ligne constituent une aide pour le planificateur. À noter que les types de profil sont des cas fictifs et sont à titre indicatif. C'est pourquoi chaque cas devra être analysé puisque l'endroit où se situe l'appareil, la longueur de la ligne et les valeurs de court-circuit sont des intrants importants pour déterminer les réglages des relais (pour les réglages, se référer aux critères établis dans la méthode).

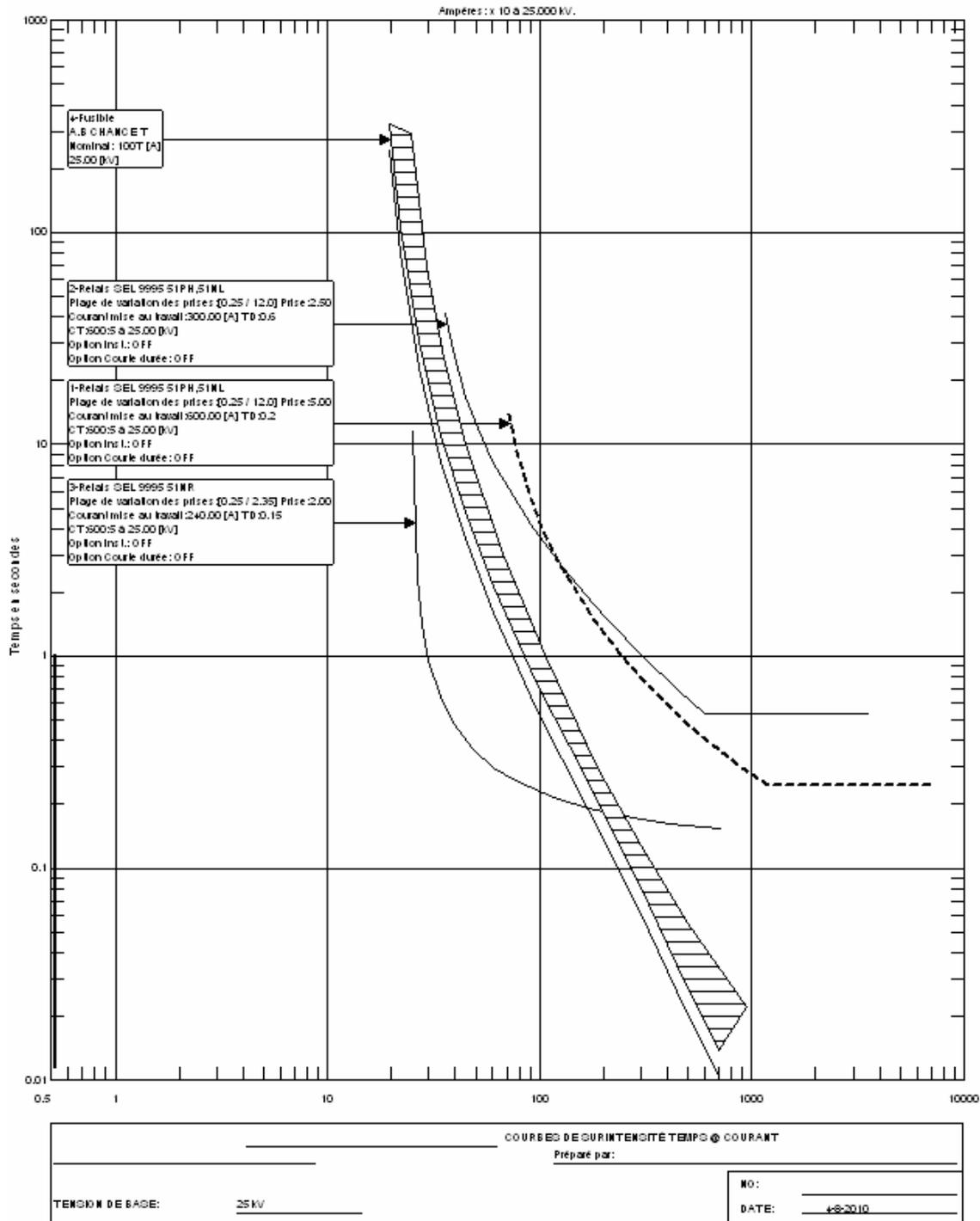
**Profil 1**  
**Ligne mixte avec 1 disjoncteur de départ de ligne**



Ce profil peut se retrouver dans plusieurs territoires puisqu'il représente une ligne mixte. Le départ de ligne est souterrain et la ligne remonte en aérien pour ainsi alimenter une ville.

Paramètres	Réglages proposés	Notes
50PH	$I_{réglage-50} = \frac{I_{CC-Max-Tête-câble}}{IS}$ $I_{50} < I_{Sortie}$ sinon <i>Hors circuit</i>	S'il n'y a pas de portion souterraine en sortie de poste, l'utilisation de l'élément instantané n'est pas requise
50N	$I_{réglage-50} = \frac{I_{CC-Max-Tête-câble}}{IS}$ $I_{50} < I_{Sortie}$ sinon <i>Hors circuit</i>	-
51PHL Cadran	600 A 0.2	- Un seuil de 660 A peut être utilisé si le disjoncteur et les autres appareils en réseau le permettent (voir courant admissible C.É.G.R. de TransÉnergie). - Mettre le cadran au plus bas tout en permettant la coordination avec les disjoncteurs en ligne.
51NL Cadran	300 A 0.6	
51NR Cadran	240 A 0.15	- 200A : ce seuil est acceptable puisqu'il est déjà utilisé dans plusieurs territoires. - L'accélération de la mise au travail permet de sauver des fusibles lors de défaut fugitif.

Paramètres	Réglages proposés	Notes
NDR	1	-1R-2L est le réglage proposé. Dans les zones boisées et/ou orageuses, 2R-2L (NDR=2, RT=3) peut être utilisé. L'utilisation de 2R permet de sauver des fusibles et 2L de s'assurer que les fusibles brûlent s' il y a un problème de coordination dans cette séquence .
RT	2	
T1	5	L'intervalle de réenclenchement peut être de 7 secondes pour les zones orageuses. En présence de producteur privé, mettre T1=10 sec
T2	15	-
T3	0	- Valeur requise si 2R-2L (T3=15). - Requis selon le type d'ICA installé
TREA	45 puisqu'il n'y a pas de disjoncteur en ligne	- Ajuster le TAP < TREA - Porter une attention particulière si VBM sur la ligne : le TREA peut être modifié.
43P	<i>Hors circuit</i>	Mettre <i>Hors circuit</i> lorsque 50PH et 50N sont <i>En circuit</i> et qu'on veut bloquer le réenclenchement sur déclenchement sur 50.
43AR	<i>En circuit</i>	<i>En circuit</i> si réenclenchement
43OP	<i>En circuit</i>	<i>En circuit</i> , l'automatisme est rendu disponible pour être mis <i>En circuit</i> par le paramètre 43AR
43CO	<i>Hors circuit</i>	Uniquement requis lors de l'utilisation de la coordination séquentielle. Dans ce profil, il n'y a pas de disjoncteur en ligne, donc l'utilisation de la coordination séquentielle ne peut être utilisée.
50NC	<i>Hors circuit</i>	Utiliser de concert avec le 43 CO. Si 43CO est <i>Hors circuit</i> , 50NC est <i>Hors circuit</i> .



**Figure 17: Courbes de protection du profil 1**

**Profil 2**

**Ligne mixte avec 1 disjoncteur de départ de ligne  
et un disjoncteur en ligne**



Ce profil ressemble au profil 1. Cependant, un deuxième disjoncteur est présent sur cette ligne.

**Disjoncteur 1 (DJ 1)**

Paramètres	Réglages proposés	Notes
50Φ	$I_{réglage-50} = \frac{I_{CC-Max-Tête-câble}}{IS}$ $I_{50} < I_{Sortie}$ sinon <i>Hors circuit</i>	-
50N	$I_{réglage-50} = \frac{I_{CC-Max-Tête-câble}}{IS}$ $I_{50} < I_{Sortie}$ sinon <i>Hors circuit</i>	-
51ΦL Cadran	600 A 0.2	-Un seuil de 660A peut être utilisé si le disjoncteur et les autres appareils en réseau le permettent (Voir courant admissible C.É.G.R de TransÉnergie). -Le seuil de mise au travail peut être abaissé afin de couvrir les défauts minimums. -Mettre le cadran le plus bas tout en permettant de coordonner avec les disjoncteurs en ligne.
51NL Cadran	300 A 0.6	-
51NR Cadran	240 A 0.15	- 200 A : ce seuil est acceptable puisqu'il est déjà utilisé dans plusieurs territoires. L'accélération de la mise au travail permet de sauver des fusibles lors de défaut fugitif. - Si coordination séquentielle <i>En circuit</i> , mettre la valeur du cadran au plus bas (0.2) pour que ce paramètre fonctionne adéquatement.

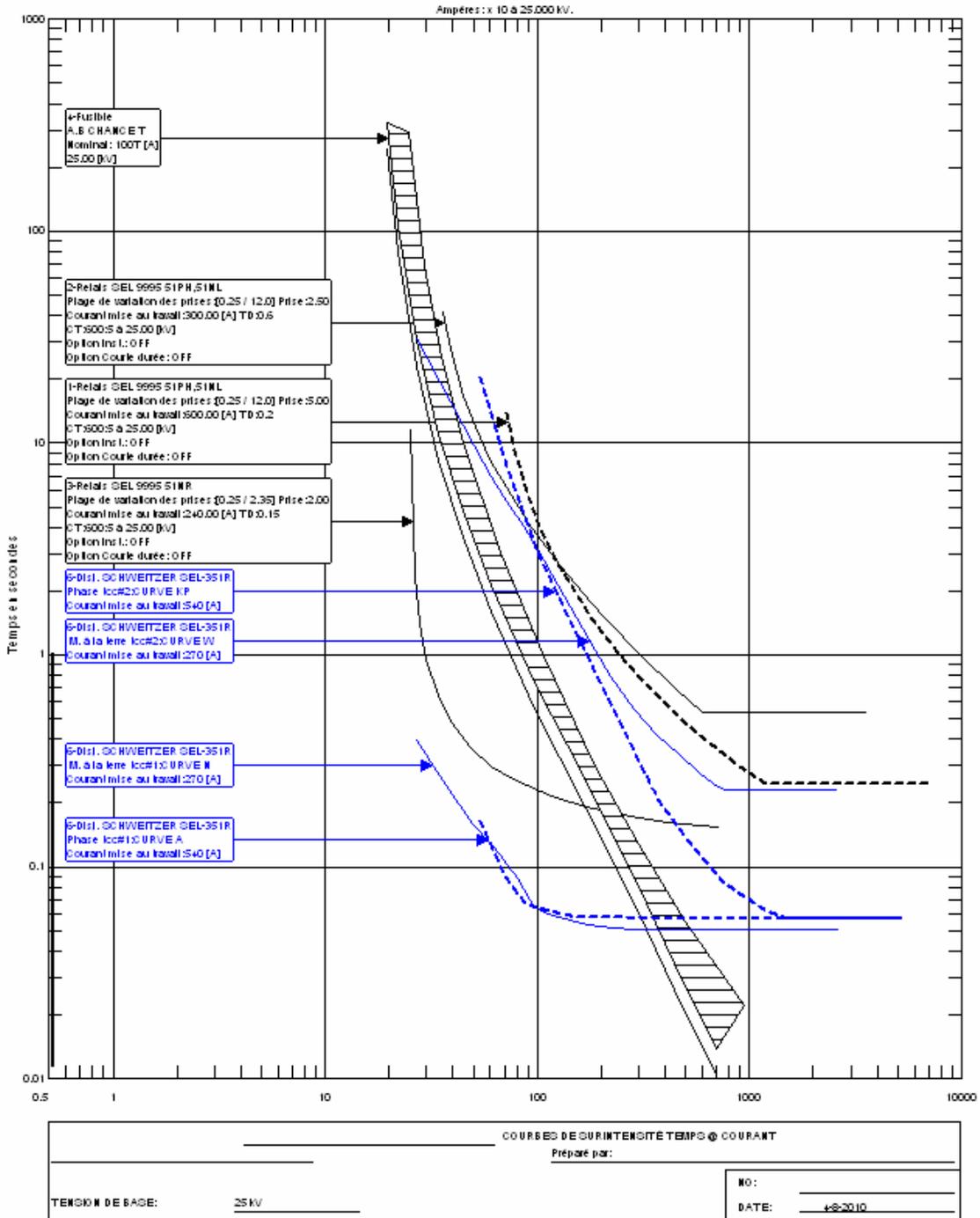
Paramètres	Réglages proposés	Notes
NDR	1	1R-2L est le réglage proposé. Dans les zones boisées et/ou orageuses, 2R-2L (NDR=2, RT=3) peut être utilisé. L'utilisation de 2R permet de sauver des fusibles et 2L de s'assurer que les fusibles brûlent s'il y a problème de coordination
RT	2	
T1	5	- L'intervalle de réenclenchement peut être de 7 sec pour les zones orageuses. En présence de producteur privé, mettre un T1 min de 10 sec
T2	15	-
T3	0	- Valeur requise si 2R-2L (T3=15) - Requis selon le type d'ICA installé
TREA	60 sec	- Ajuster le TAP < TREA - Porter une attention particulière si VBM sur la ligne : le TREA peut être modifié.
43P	<i>Hors circuit</i>	Mettre <i>Hors circuit</i> lorsque 50PH et 50N sont <i>En circuit</i> et qu'on veut bloquer le réenclenchement sur déclenchement de l'élément instantané 50.
43AR	<i>En circuit</i>	<i>En Circuit</i> si réenclenchement
43OP	<i>En circuit</i>	<i>En circuit</i> l'automatisme est rendu disponible pour être mis <i>En circuit</i> par le paramètre 43AR
43CO	<i>Hors circuit</i>	Uniquement requis lors de l'utilisation de la coordination séquentielle. <i>En circuit</i> en présence d'une installation de client sensible sur la ligne et d'un disjoncteur en ligne.
50NC	<i>Hors circuit</i>	Utiliser de concert avec le 43 CO. Si 43CO est <i>Hors circuit</i> , 50NC est <i>Hors circuit</i>

### Disjoncteur 2 (DJ 2)

\*Pour les autres commandes (types de courbes), voir tableau des conversions à l'annexe C

Paramètres	Réglages proposés	Notes
50Φ	<i>Hors circuit</i>	En ligne, l'instantané est rarement utilisé
50N	<i>Hors circuit</i>	En ligne, l'instantané est rarement utilisé
Seuil 51ΦR et ΦL	$\leq 0.9 * 51\Phi L \text{ DJ1}$ $\leq 540 \text{ A}$	-
Seuil 51NR et NL	$\leq 0.9 * 51NR \text{ DJ1}$ $\leq 216 \text{ A}$ $51NR \text{ DJ2} < 51NR \text{ DJ1}$	-
Courbe 51ΦR	- CTC #1: courbe A, multiplicateur 0.85 - 6 cycles ou 110 % min entre les disjoncteurs (courbe d'ouverture élément aval et courbe de détection élément amont)	51ΦR DJ $\leq 75 \% * \text{fusible}$ (75 %, autant que possible, de la courbe minimum en amont) avec calibre fusible maximum dans cette zone
Courbe 51ΦL	- CTC # 2: courbe KP, multiplicateur 0.65 - 6 cycles ou 110 % min entre les disjoncteurs (courbe d'ouverture élément aval et courbe de détection élément amont)	- Fusible $\leq 75 \% * \text{Détection } 51\Phi L \text{ DJ}$
Courbe 51NR	- CTC #1: courbe N multiplicateur 0.65 - 6 cycles ou 110 % min entre les disjoncteurs (courbe d'ouverture élément aval et courbe de détection élément amont)	- 51NR DJ $\leq 75 \% * \text{fusible}$ (75 %, autant que possible, de la courbe minimum en amont)
Courbe 51NL	- CTC # 2: courbe W multiplicateur 1.4 - 6 cycles ou 110 % min entre les disjoncteurs (courbe d'ouverture élément aval et courbe de détection élément amont)	-Fusible $\leq 75 \% * \text{Détection } 51NL \text{ DJ}$ (75 %, autant que possible, de la courbe minimum en amont)

Paramètres	Réglages proposés	Notes
NDR	=Disjoncteur amont	Même nombre de rapide pour la phase que pour le neutre pour DJ2. Même nombre et même séquence que DJ1
Nombre d'opérations de déclenchement avant verrouillage	- Même nombre d'opérations avant verrouillage que le DJ1	Nombre d'opérations avant verrouillage=RT(DJ1)+1
T1	-T1=T1 disj amont DJ1+1 sec - TREA ≥ La somme des T1 des disj amont	-
T2	- T2=T2 disj amont DJ1	-
T3	- T3=T3 disj amont DJ1	-
Temps de rappel après un réenclenchement automatique	5 sec de moins que DJ amont soit 55 sec	-
Accessoire de coordination Seqcoor 50NC=51NR	<i>NON</i>	Pas utilisé puisqu'il n'y a pas de disjoncteur en aval de DJ2

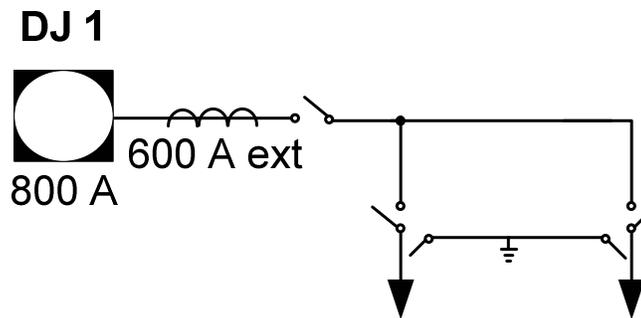


**Figure 18: Courbes de protection du profil 2**

### Profil 3

#### Départ de ligne double avec disjoncteur et inductance

Voici un départ double convergent d'un réseau urbain :



Pour ce type de réseau, les lignes sont courtes, c'est pourquoi les points importants à surveiller sont:

- respecter les critères de planification en vigueur tout en considérant l'ouverture de l'élément fusible causant le déséquilibre le plus élevé. Dans les cas de relèvement avec bloc en reprise, l'ouverture de l'élément fusible doit être sur le bloc relevé. Les valeurs de CRÉ de l'équipement en ligne le plus limitatif doivent être considérées ainsi que le courant admissible des disjoncteurs (voir C.É.G.R. de TransÉnergie);
- valider le confinement de l'énergie pour les appareils à risque (interrupteurs submersibles isolés au SF6 situés dans un milieu clos) ;
- minimiser l'énergie développée lors d'un défaut;
- coordonner les appareils de protection en amont avec ceux en aval et avec les clients MT.

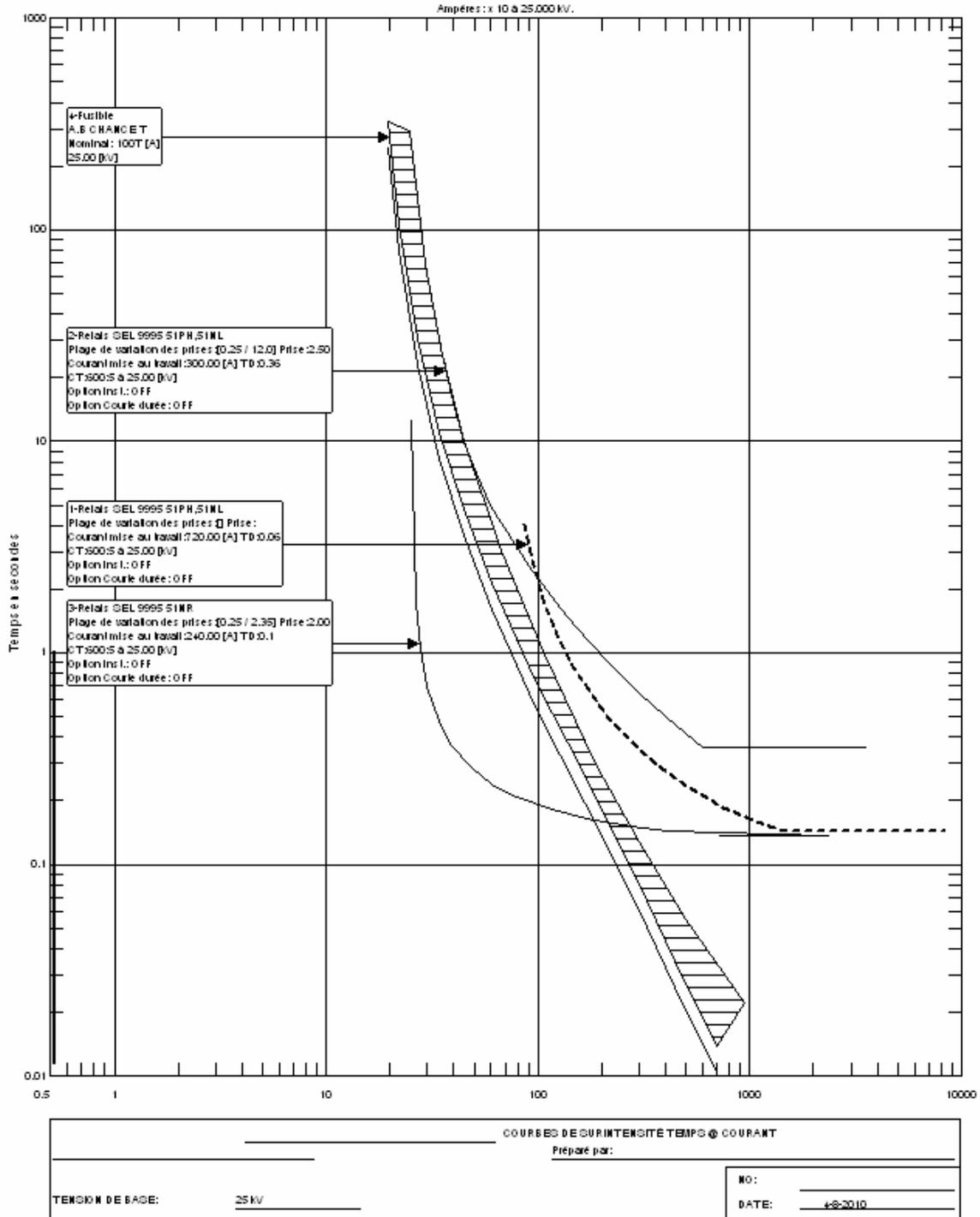
Le courant de défaut minimum doit être validé, mais étant donné que les lignes sont courtes, on prend pour acquis dans cet exemple qu'on couvre ce défaut.

Dans cet exemple, l'élément limitatif est l'inductance. Les appareils à risque ont été validés, c'est pourquoi une seule séquence de réenclenchement sera recommandée.

Pour ce type de départ de ligne, le seuil devra être réglé afin de respecter les critères de planification en vigueur tout en considérant l'ouverture de l'élément fusible causant le déséquilibre le plus élevé. Dans les cas de relèvement avec bloc en reprise, l'ouverture de l'élément fusible doit être sur le bloc relevé. Les valeurs de CRÉ de l'équipement en ligne le plus limitatif doivent être considérées comme dans l'exemple ci-dessus où la capacité de l'inductance extérieure en surcharge est de 1.23 %<sup>14</sup> sa valeur nominale. De plus, dans cet exemple, le CRÉ des éléments en réseau a préalablement été validé, c'est pourquoi ce type de départ de ligne sera limité à 736 A pour la phase. Un seuil de phase de 720 A pourrait donc être implanté comme réglage.

<sup>14</sup> Donnée provenant des C. É.G.R. pour une inductance à 0 °C.

Paramètres	Réglages proposés	Notes
50PH	$I_{réglage-50} = \frac{I_{CC-Max}}{IS}$ Doit être réglé avant la première protection ou le premier client rencontré	-
50N	$I_{réglage-50} = \frac{I_{CC-Max}}{IS}$ Doit être réglé avant la première protection ou le premier client rencontrés.	-
51PHL Cadran	720 A Si il n'y a pas d'appareil en ligne, le cadran peut être de 0.06 S'il y a un DJ en aval, le cadran devra être à au moins 0.1	Le cadran devra être ajusté afin de minimiser l'énergie dégagée pour les appareils à risque lors de défaut d'arc interne, Coordonner avec les éléments de protection en aval (fusibles et relais) et avec les clients MT sur la ligne
51NL Cadran	300 0.36	Doit être coordonné avec les clients MT
51NR Cadran	240 A 0.1	L'accélération de la mise au travail permet de sauver des fusibles lors de défaut fugitif.
NDR	1	La séquence proposée est 1R-1L afin de minimiser l'énergie dégagée lors de défaut d'arc interne
RT	1	
T1	5	
T2	-	-
T3	-	-
TREA	45, puisqu'il n'y a pas de disjoncteur en ligne	Ajuster le TAP < TREA . Il est préférable que le TREA soit plus bas et que le disjoncteur de départ de ligne retrouve rapidement ses courbes rapides lors d'orage.
43P	<i>Hors circuit</i>	Mette <i>Hors circuit</i> lorsque 50PH et 50N sont <i>En circuit</i> et qu'on veut bloquer réenclenchement sur déclenchement de l'élément instantané
43AR	<i>En circuit</i>	<i>En circuit</i> si réenclenchement
43OP	<i>En circuit</i>	<i>En circuit</i> , l'automatisme est rendu disponible pour être mis <i>En circuit</i> par le paramètre 43AR
43CO	<i>Hors circuit</i>	Il n'y a pas de disjoncteur en ligne pour cette ligne. La coordination séquentielle n'est donc pas utilisée, donc 43 CO <i>Hors circuit</i>
50NC	<i>Hors circuit</i>	Utiliser de concert avec le 43 CO, donc <i>Hors circuit</i> .



**Figure 19: Courbes de protection du profil 3**

**ANNEXE C**

**Tableau de conversion des courbes du SEL-351 et du F4C**

<b>Anciennes</b>	<b>Nouvelles</b>	<b>Anciennes</b>	<b>Nouvelles</b>	<b>Anciennes</b>	<b>Nouvelles</b>
A	101	P	115	7	152
B	117	R	105	8	113
C	133	T	161	8PLUS	111
D	116	V	137	9	131
E	132	W	138	KG	165
F	163	Y	120	11	141
G	121	Z	134	13	142
H	122	1	102	14	119
J	164	2	135	15	112
KP	162	3	140	16	139
L	107	4	106	17	103
M	118	5	114	18	151
N	104	6	136		

## ANNEXE D

### Paramètres de simulation à utiliser pour calculer les courants de court-circuit

Pour obtenir une valeur de courant de court-circuit minimum:

- tension de simulation = tension de base
- $K_{\min} = \frac{1}{FS} = 0.833$  où FS=120 %
- $K_{\max} = 1$

Pour obtenir une valeur de courant de court-circuit maximum afin de régler le seuil de l'élément instantané:

- tension de simulation = tension de base
- $K_{\min} = 1$
- $K_{\max} = \frac{\text{tension de consigne} + (1/2 \text{ largeur de bande})}{\text{tension de base}}$

où : la tension de consigne, la largeur de bande et la tension de base correspondent aux valeurs définies dans l'application de simulation pour chacune des lignes.

**ANNEXE B :  
MÉTHODE A.5-06**



directive  norme  méthode

corporative  sectorielle

numéro	A.5-06		
page	1	de	19
révision de la version de			
date d'entrée en vigueur	2013-02		
recommandé par	date		
Denis Chartrand, chef Orientations du réseau	22/02 2013		
sceau d'ingénieur	approuvé par	date	
	André Potvin, directeur Encadrement réseau et planification	2013-07-05	

titre				révision de la version de	
<b>Charge admissible des lignes du réseau de distribution</b>					
date d'entrée en vigueur				2013-02	
préparé par	vérifié par	validé par	date	recommandé par	date
Awa Marie Ndiaye, ing. Optimisation et croissance du réseau	Révision linguistique	Jean Lauzon, chef Optimisation et croissance du réseau	2013/02/20	Denis Chartrand, chef Orientations du réseau	22/02 2013
unités intéressées	sceau d'ingénieur		approuvé par		
Unités responsables des activités de planification du réseau de distribution			André Potvin, directeur Encadrement réseau et planification		

## SOMMAIRE

	Titre	Page
1	<b>OBJET</b> .....	3
2	<b>DOMAINE D'APPLICATION</b> .....	3
3	<b>PORTÉE</b> .....	3
4	<b>MEMBRES DU COMITÉ SUR LA CHARGE ADMISSIBLE</b> .....	3
5	<b>RÉFÉRENCES</b> .....	3
6	<b>DÉFINITIONS</b> .....	3
7	<b>PRINCIPE DIRECTEUR</b> .....	5
8	<b>CRITÈRES DE PLANIFICATION</b> .....	5
9	<b>FACTEURS À CONSIDÉRER</b> .....	6
9.1	Reprise en charge .....	6
9.2	Capacité réelle des équipements .....	7
10	<b>ÉVALUATION DES SURCHARGES</b> .....	10
10.1	Méthodologie .....	10
10.2	Éléments à vérifier .....	11
10.3	Techniques de correction et d'optimisation.....	13
11	<b>APPROCHE SIMPLIFIÉE</b> .....	13
12	<b>RESPONSABLE DE L'IMPLANTATION</b> .....	14
13	<b>RESPONSABLES DE L'APPLICATION</b> .....	14

directive    norme    méthode

corporative    sectorielle

numéro	<b>A.5-06</b>		
page	<b>2</b>	de	<b>19</b>

**ANNEXES**

**A - Références ..... 15**

**B - Exemple d'identification de l'élément limitatif en départ de ligne ..... 17**

**C - Exemple de calcul du courant limite de planification (CLP)..... 19**

## 1 OBJET

La présente méthode a pour objet d'établir la marche à suivre pour déterminer si la charge admissible d'une ligne de distribution est dépassée, c'est-à-dire si la ligne est surchargée. Cette méthode est basée sur le rapport technique portant sur la charge admissible des lignes de distribution [1].

## 2 DOMAINE D'APPLICATION

La présente méthode s'applique aux activités de planification du réseau de distribution et sert de base pour la justification des projets correctifs.

## 3 PORTÉE

La présente méthode s'adresse à tout le personnel de la vice-présidence – Réseau de distribution qui a pour fonction de planifier ou de concevoir le réseau de distribution.

## 4 MEMBRES DU COMITÉ SUR LA CHARGE ADMISSIBLE

Les personnes suivantes ont contribué à l'élaboration de la présente méthode :

- François Brassard, ing. Plan de réseau Montmorency
- Charles-Étienne Côté, ing. Orientations du réseau
- Nathalie Des Trois Maisons, ing. Plan de réseau Laurentides
- Yannick Fortin, ing. Plan de réseau Matapédia
- Leila Hocine, ing. Plan de réseau Montréal
- Yvan Tapp, B. Sc. A Plan de réseau Richelieu

## 5 RÉFÉRENCES

Les références, indiquées par un nombre entre crochets tout au long du document, sont versées en annexe A.

## 6 DÉFINITIONS

**Capacité en surcharge** : Capacité maximale spécifiée par le fabricant d'un équipement pour une utilisation à une température ambiante donnée et pour une durée déterminée.

**Capacité de charge** : Capacité maximale qu'un équipement peut supporter en service continu sans que les limites d'échauffement permises soient dépassées. La capacité de charge peut varier selon la température ambiante.

**Capacité nominale** : Capacité maximale spécifiée par le fabricant d'un équipement pour une utilisation continue à une température déterminée.

**Capacité réelle d'un équipement (CRÉ)** : Caractéristique référant à la capacité de charge de l'équipement et sa capacité en surcharge.

**Charge admissible d'une ligne** : Niveau de puissance d'une ligne au-delà duquel la ligne est considérée comme surchargée. Des mesures correctives doivent être apportées à court ou moyen terme pour ramener la charge de la ligne en dessous de ce niveau.

**Charge maximale** : Quantité maximale de puissance qui peut transiter par une ligne de distribution. La charge maximale est déterminée par la capacité réelle des équipements.

**Charge optimale** : Niveau de puissance d'une ligne présentant le coût global minimal, en respect des normes d'architecture de réseaux. Le coût global minimal comprend les coûts du réseau, le coût des pertes et les coûts pour offrir une fiabilité déterminée.

**Conditions normales d'exploitation** : Conditions d'exploitation où le réseau n'est affecté par aucune perturbation ou contingence. Les tensions sur le réseau sont à l'intérieur des limites normales et le transit de puissance dans les équipements du réseau ne dépasse pas la capacité de charge de ceux-ci.

**Contingence** : Indisponibilité d'un équipement occasionnant une limitation sur le réseau.

**Courant limite de planification** : Quantité maximale de charge applicable en conditions normales d'exploitation afin de s'assurer de ne pas dépasser la capacité de charge des équipements à la pointe ou la capacité en surcharge lors de reprise en charge.

**Facteur de reprise en charge** : Rapport de la puissance maximale appelée suite à une interruption de longue durée à la puissance appelée en conditions normales d'exploitation par un client ou une installation au cours d'une période donnée. En période hivernale, il dépend essentiellement du taux de pénétration du chauffage électrique.

**Fractionnement de la charge** : Sectionnement de la charge ayant pour conséquence qu'une partie de cette charge reste délestée lors d'une reprise en charge. Une reprise avec fractionnement de la charge correspond alors à un rétablissement progressif de l'alimentation.

**Perte de source** : Perte d'un poste satellite ou de sa source d'alimentation.

**Réseau bouclé aérien** : Type d'architecture du réseau appliqué aux réseaux aériens alimentés par une sortie de poste aérienne et permettant l'interconnexion avec une ou plusieurs lignes adjacentes.

**Réseau en relève de câble** : Type d'architecture du réseau où un câble de relève, sans charge raccordée, est utilisé pour relever un ou plusieurs câbles de départs alimentant des lignes aériennes.

**Réseau en relève intégrée** : Type d'architecture du réseau où toutes les lignes sont sollicitées pour alimenter la charge en conditions normales d'exploitation. La perte d'alimentation d'une ligne requiert que ses blocs de charge, délimités par des points de manœuvre stratégique, soient relevés entièrement par les lignes adjacentes. Les architectures de réseau radial à coupure de ligne (RCL) et de réseau radial double (RD) sont considérées comme des variantes de la relève intégrée.

**Réseau en relève mixte** : Type d'architecture du réseau utilisant le principe de la relève de câble ou de la relève spécialisée ainsi que celui de la relève intégrée. La perte d'alimentation d'une ligne requiert que les blocs de charge alimentés par cette ligne soient relevés en partie par un câble de relève, sans charge raccordée, et en partie par les lignes adjacentes.

**Réseau en relève spécialisée** : Type d'architecture de réseau entièrement souterrain où un câble de relève, sans charge raccordée, est utilisé pour relever la totalité des charges alimentées par un câble de départ actif. Contrairement à l'architecture en relève de câble, le câble de relève spécialisé ne relève pas uniquement le câble de départ de ligne, mais également des sections de câble et des blocs de charge souterrains à plusieurs endroits sur la ligne.

**Réseau radial aérien** : Type d'architecture de réseau appliqué aux réseaux aériens alimentés par une sortie de poste aérienne et ne comportant aucune interconnexion permettant la relève.

## 7 PRINCIPE DIRECTEUR

Le principe directeur consiste à faire transiter par chacune des lignes la puissance maximale sans dépasser la capacité réelle des équipements, en conditions normales d'exploitation et en situation de contingence. Cela permet d'optimiser l'utilisation des actifs.

En effet, il a été démontré dans le rapport *Charge admissible des lignes de distribution* [1] que la charge optimale d'une ligne de distribution est, en général, égale à sa charge maximale. Cette charge maximale est déterminée par la capacité réelle des équipements (CRÉ) composant la ligne.

Une capacité réelle est associée à chaque équipement et cette capacité est indépendante des équipements en amont. Par exemple, la capacité d'un départ de ligne est indépendante de la capacité de la barre qui l'alimente. Ceci est requis afin de bien identifier l'élément le plus restrictif limitant le transit de puissance sur une ligne et également pour déterminer les correctifs appropriés.

## 8 CRITÈRES DE PLANIFICATION

Les principaux critères de planification utilisés pour déterminer la charge admissible d'une ligne de distribution et soutenir le principe directeur sont les suivants :

C1 *Le réseau de distribution doit être planifié en considérant une seule contingence à la fois* [2].

Les études de planification sont réalisées en examinant les conséquences d'une seule indisponibilité.

- C2 *La planification des réseaux de distribution se fait avec des charges normalisées selon des conditions climatiques normales<sup>1</sup> à la pointe.*

La normalisation facilite la planification du réseau en évitant les fluctuations de la charge, d'une année à l'autre, causées par les variations climatiques.

- C3 *Être capable de réalimenter la charge en 8 heures ou moins [3].*

Ce critère répond au principe de qualité de service en évitant les dommages aux propriétés résultant du gel de la tuyauterie.

- C4 *Être capable de réalimenter les charges d'une ligne en tout temps pour les réseaux souterrains [2].*

Ce critère répond au principe de qualité de service énoncé dans le critère C3 en limitant la durée des interruptions advenant un problème sur le réseau souterrain.

- C5 *Advenant une perte de source, être capable de reprendre la charge d'une ligne en reprise avec fractionnement de la charge [1].*

Ce critère suppose que, suite à la perte d'un poste satellite ou de sa source d'alimentation, le rétablissement de la charge d'une ligne à la pointe peut se faire de façon partielle et progressive.

## **9 FACTEURS À CONSIDÉRER**

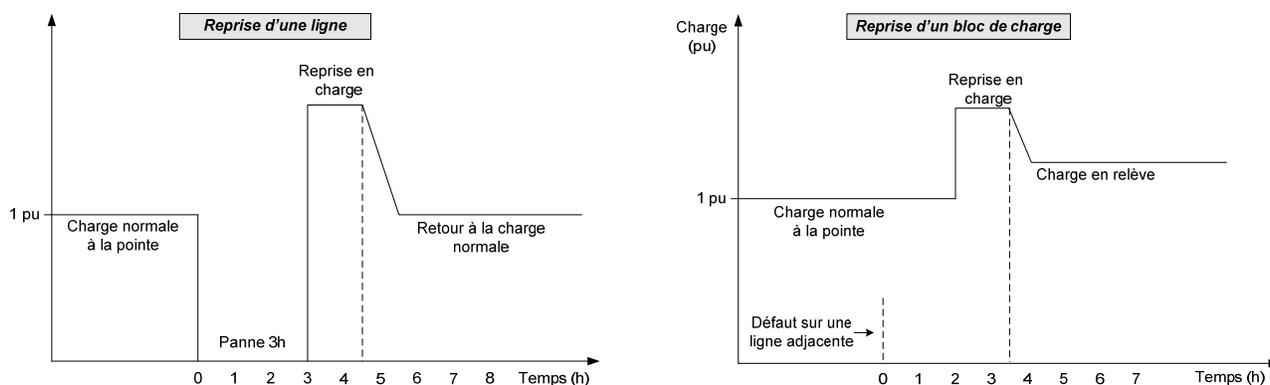
### **9.1 Reprise en charge**

La reprise en charge est le phénomène qui se produit lorsqu'une ligne de distribution est réalimentée après une interruption. En général, l'appel de puissance après le rétablissement de l'alimentation est plus grand que la demande avant l'interruption. Une interruption assez longue de l'alimentation peut entraîner en effet une diminution de la diversification de la charge électrique. Cette diversification traduit le fait que les demandes de pointe des clients ne surviennent pas au même moment.

Le temps de la reprise en charge peut varier de 15 minutes à quelques heures, selon la durée de la panne et la période de l'année où elle survient. Pour un réseau principalement résidentiel, avec une forte proportion de maisons dont le chauffage est à l'électricité en hiver, le cycle de reprise en charge ressemble typiquement à celui qui est représenté à la figure 1.

---

<sup>1</sup> Ce sont les conditions de température, de vent et de refroidissement éolien qu'on retrouve en moyenne, historiquement, à la pointe hivernale. Ces conditions sont définies par zone et associées à des stations météorologiques.



**Figure 1 - Caractéristiques de la reprise en charge**

Il est important de gérer l'appel de puissance caractérisant la reprise en charge afin de ne pas dépasser la capacité des équipements sur le réseau lors du rétablissement de service. **Pour préserver la fiabilité des équipements, le réseau est planifié en tenant compte du facteur de reprise lors de la remise en service.**

Le facteur de reprise d'une ligne ou d'un bloc est calculé à partir des facteurs de reprise par type de client. Le tableau I montre la valeur du facteur de reprise recommandée par type de client suite à une panne [1]. -

**Tableau I**  
**Facteurs de reprise à la pointe hivernale**

TYPE DE CLIENT			
RÉSIDENTIEL NON TAE	RÉSIDENTIEL TAE	COMMERCIAL	INDUSTRIEL
<b>1,6</b>	<b>1,9</b>	<b>1,4</b>	<b>1,2</b>

## 9.2 Capacité réelle des équipements

Cette section présente la capacité réelle des équipements (CRÉ) majeurs pouvant limiter la charge admissible d'une ligne. La capacité réelle d'un équipement désigne deux éléments : la capacité de charge de l'équipement et sa capacité en surcharge. Ces caractéristiques sont disponibles dans le document *Caractéristiques électriques générales du réseau de distribution* (CEG) [4]. Elles permettent de savoir, pour une tension nominale donnée, les limites de courant<sup>2</sup> qu'un équipement est capable de supporter de façon continue ou pour une durée déterminée. Ces limites de courant sont reliées à des contraintes thermiques et sont dépendantes de la température ambiante.

<sup>2</sup> Dans le présent document, les termes "limite de courant" ou "courant admissible" sont synonymes. Ils ont été utilisés parce qu'on les retrouve dans les normes auxquelles on fait référence.

La connaissance de la CRÉ est importante dans la mesure où elle permet d'identifier l'équipement le plus restrictif limitant le transit de charge sur une ligne, définissant ainsi la charge admissible de cette ligne.

### 9.2.1 *Équipements majeurs*

Une ligne est composée d'un départ de ligne, de câbles, de conducteurs et d'appareils divers.

#### 9.2.1.1 Départ de ligne au poste

Un départ de ligne est constitué en général d'un jeu de barres, de sectionneurs, d'un transformateur de courant, d'un disjoncteur et, dans certains cas, d'une inductance<sup>3</sup>. La capacité maximale d'un départ de ligne dépend de la capacité la plus limitative de ces équipements.

La capacité de charge et la capacité en surcharge des équipements composant un départ de ligne sont disponibles à titre indicatif dans les références [5], [6] et [7]. Ces capacités dépendent entre autres des types d'appareils, des conditions climatiques et de la localisation de ces appareils à l'intérieur ou à l'extérieur d'un bâtiment. Pour connaître la capacité réelle des départs de lignes, on doit contacter TransÉnergie.

#### 9.2.1.2 Câbles MT

Le courant admissible des câbles dépend de leur température. Les câbles sont souvent regroupés dans une canalisation et ils s'échauffent mutuellement.

La norme A.52.22-01 [8] sur la température maximale des câbles fixe les limites d'échauffement des câbles XLPE et TRXLPE en conditions normales d'exploitation et en situation de contingence. À cause de l'inertie thermique, la reprise en charge n'a pas d'influence significative sur la température du câble dans la mesure où la limite thermique en situation de contingence n'est, en général, pas atteinte.

La norme A.52.22-01 recommande de réaliser des simulations avec le logiciel Massif pour déterminer la température des câbles et ainsi déduire la capacité réelle des câbles. Toutefois, il est recommandé d'utiliser, dans un premier temps, les courants limites fournis dans les CEG. Ils correspondent aux courants moyens et maximaux qui peuvent transiter par les câbles souterrains MT, selon le nombre de lignes d'une canalisation, avant d'atteindre en régime permanent 90 °C en conditions normales d'exploitation et 130 °C en relève pour le câble le plus chaud.

Si ces valeurs sont dépassées, la capacité réelle des câbles doit être calculée avec le logiciel Massif en considérant les données réelles du réseau.

---

<sup>3</sup> Une inductance est installée pour réduire le courant de court-circuit sous les 12 kA sur les lignes de distribution.

### 9.2.1.3 Conducteurs MT aériens

Le courant admissible des conducteurs dépend de leur température. Le rapport [9] recommande de considérer que la température maximale d'exploitation des conducteurs est de 100 °C en tout temps. Les limites de courants admissibles correspondants pour les conducteurs MT sont indiquées dans les CEG.

### 9.2.1.4 Régulateur de tension

Les régulateurs installés sur le réseau de distribution ont les caractéristiques nominales suivantes, avec une plage de régulation maximale de la tension de  $\pm 10\%$  :

- tension de 14,4 kV : 100 A, 200 A ou 300 A;
- tension de 19,9 kV : 201 A ou 335 A.

Les CEG fournissent des informations sur la surcharge admissible pour ces équipements. Celle-ci dépend, entre autres, de la température ambiante et du pourcentage de régulation voulu.

### 9.2.1.5 Appareils de sectionnement

Les appareils de sectionnement comprennent les disjoncteurs, les interrupteurs et les sectionneurs présents dans le réseau de distribution. La capacité réelle de ces équipements varie d'un fabricant à l'autre. En général, les appareils triphasés ont un courant nominal de 600 A et permettent un courant de surcharge d'au moins 700 A pendant quelques heures.

En ce qui concerne les fusibles, leur courant nominal peut aller jusqu'à 200 A. Les fusibles présents sur le réseau de distribution peuvent supporter une charge constante de 150 % de leur calibre.

Il faut se référer aux CEG (chapitres 3 et 4) pour connaître les valeurs exactes de capacité de charge et de capacité en surcharge pour ces équipements.

## 9.2.2 Exemple d'identification de l'élément limitatif en départ de ligne

L'annexe B montre un exemple de calcul pour identifier l'équipement en départ de ligne qui a la capacité réelle la plus limitative. Comme seuls des équipements au départ de ligne sont considérés dans cet exemple, il faudra alors réaliser des simulations avec l'outil CymDist pour mettre en évidence les limitations de capacité provenant des équipements en réseau.

## 9.2.3 Les CRÉ dans l'outil de simulation CymDist

Une bibliothèque d'équipements est disponible dans CymDist et compte tous les équipements composant une ligne. Pour chaque équipement, une limite de charge est indiquée pour la période estivale et pour la période hivernale. Ces valeurs sont utilisées pour les simulations en conditions normales d'exploitation. Pour les câbles, des valeurs de CLP sont définies pour une simulation en conditions normales d'exploitation ou en relève; il s'agit des valeurs associées à une canalisation multitubulaire de 9 conduits avec 8 câbles.

Pour les simulations en situation de contingence, l'outil applique des facteurs de surcharge définis pour chaque équipement en relève ou en reprise.

## 10 ÉVALUATION DES SURCHARGES

La charge admissible d'une ligne n'est pas dépassée lorsque le niveau de charge de la ligne permet d'opérer le réseau en conditions normales d'exploitation **et** en situation de contingence, sans excéder la capacité réelle des équipements.

La surcharge d'une ligne survient alors lorsque l'une des situations suivantes se produit :

- En conditions normales d'exploitation : La charge à la pointe excède la capacité de charge de certains équipements de la ligne.
- En situation de contingence : Les lignes adjacentes ou le câble de relève, dépendamment du type d'architecture, ne sont pas capables de reprendre les blocs de charge de la ligne en situation de contingence sans dépasser la capacité réelle de leurs équipements et les réglages des protections.

Sous réserve que les principes et critères définis dans les documents de référence en matière de protection [10] [11] sont respectés, **les réglages des systèmes de protection ne doivent pas limiter la charge admissible d'une ligne**. Si c'est le cas, il faut étudier la possibilité de hausser les seuils de réglage ou revoir la protection sur la ligne.

À noter que des restrictions sur la charge admissible d'une ligne peuvent provenir de la capacité réelle d'équipements du transporteur, tels que les barres ou les transformateurs dans les postes satellites. C'est le cas par exemple lorsque la somme totale des charges de lignes alimentées par une même barre dépasse la capacité de celle-ci.

### 10.1 Méthodologie

**Pour évaluer si une ligne est surchargée, des simulations<sup>4</sup> de réseau doivent être effectuées en considérant la ligne dans un état d'exploitation normale et en situation de contingence.**

Les informations suivantes sont importantes :

- Capacité réelle des équipements (CRÉ) de chaque ligne
- Architecture de la ligne
- Facteur de reprise des clients de la ligne
- Seuil de déclenchement des équipements de protection

<sup>4</sup> Simulations de type «Répartition de puissance»

On part de l'hypothèse que les charges à la pointe des lignes sont normalisées et que l'allocation de charge a été faite. Pour l'horizon de planification, il faut s'assurer que les charges ponctuelles et les accroissements de charge sont définis et que les projets planifiés sont pris en compte.

À la suite des simulations, les courants obtenus sont comparés aux capacités réelles des équipements :

- Conditions normales d'exploitation : la charge à la pointe est comparée avec la capacité de charge des équipements ;
- En contingence :
  - ✓ reprise<sup>5</sup> : la charge sur les lignes de relève est comparée avec la capacité en surcharge des équipements ;
  - ✓ relève<sup>6</sup> : la charge sur les lignes de relève est comparée avec la capacité de charge des équipements.

En conditions normale d'exploitation du réseau ou en contingence, le courant de charge transitant sur les équipements de protection est comparé avec leur seuil de réglage.

Pour étudier la surcharge d'une ligne, nous recommandons d'utiliser l'outil CymDist. Cet outil permet d'effectuer des simulations en conditions normales d'exploitation et des simulations explorant les possibilités de relève de la charge d'une ligne suite à une contingence à l'aide de la matrice de relève. Cette dernière présente, pour chaque ligne en situation de contingence, ses lignes de relève, la charge transférée au moyen des attaches et les conditions anormales de surcharge et de tension.

Les simulations réalisées avec l'outil CymDist tiennent compte de la capacité de charge et de la capacité en surcharge des équipements de ligne, du type d'architecture avec l'identification des points de manœuvre stratégiques [12], du facteur de reprise associé à chaque bloc de charge et du réglage des protections.

## 10.2 Éléments à vérifier

Selon les conditions du réseau et selon le type d'architecture, les éléments mentionnés dans le tableau II doivent être vérifiés.

<sup>5</sup> On applique le facteur de reprise sur la charge relevée.

<sup>6</sup> On suppose que la charge relevée est maintenant diversifiée et, par conséquent, le facteur de reprise ne lui est pas appliqué.

**Tableau II**  
**Éléments à vérifier**

Éléments à vérifier	Condition du réseau			
	Normale	Contingence		
	Normale	Reprise en charge - ligne entière	Relève d'un bloc sans facteur de reprise	Relève d'un bloc avec facteur de reprise
Capacité (conducteur, appareillage)	capacité de charge	capacité en surcharge	capacité de charge	capacité en surcharge
Câble (seuil d'alarme)	90°C	s/o	130°C	s/o
Protections	seuil de déclenchement	seuil de déclenchement	seuil de déclenchement	seuil de déclenchement
A vérifier selon le type d'architecture				
Réseau radial aérien	x	x		
Réseau bouclé aérien	x		x	x
Relève de câble	x	x		
Relève spécialisée	x	x		
Relève mixte	x		x	x
Relève intégrée	x		x	x

La limite thermique des câbles doit être vérifiée en utilisant d'abord les valeurs de courant limite transitant sur les câbles (voir section 9.2.1.2). Si ces valeurs sont dépassées, il faut utiliser le logiciel de simulation de l'échauffement des câbles (Massif) en considérant les conditions réelles du réseau.

Il est important aussi de vérifier si la tension se situe dans les limites applicables définies dans la norme C.21-02 [13] et la méthode C.21-03 [14], toutes deux portant sur la planification de la tension MT.

On doit également vérifier l'équilibrage des charges sur la ligne. Le courant de déséquilibre sur une ligne ne doit pas dépasser les limites établies dans la norme A.41-02 [15]. La méthode A.41-03 traite également des déséquilibres de charge.

Il faut aussi s'assurer que les points de manœuvre stratégiques, télécommandés ou non, ainsi que les équipements du projet CATVAR (condensateurs et TTT<sup>7</sup>) sont toujours utilisables, sinon on doit envisager leur relocalisation [16] [17].

<sup>7</sup> TTT: Transformateur de tension télésurveillé

### 10.3 Techniques de correction et d'optimisation

Si un des critères énumérés à la section précédente n'est pas respecté, le planificateur doit étudier différentes solutions en se référant à la méthode A.5-02 [18] portant sur les techniques de correction et d'optimisation en cas de surcharges et de sous-tensions. Dans le cas où de nouveaux départs de lignes seraient requis, on doit se référer à la norme d'architecture [2].

## 11 APPROCHE SIMPLIFIÉE

Dans le cadre d'une **planification à haut niveau ou à long terme** où le détail du réseau est manquant, la charge admissible d'une ligne pourra être estimée en utilisant la notion de courant limite de planification (CLP). Le CLP est une valeur générique exprimant la quantité maximale de charge applicable en conditions normales d'exploitation afin de s'assurer de ne pas dépasser la capacité de charge des équipements à la pointe ou la capacité en surcharge lors d'une reprise en charge.

Afin de calculer le CLP, il faut prendre en compte les éléments suivants :

- capacité réelle des équipements en départ de ligne (disjoncteur, inductance, etc.) ;
- capacité réelle des équipements en sortie de poste (conducteurs, etc.) ;
- courant limite des câbles en sortie de poste ;
- facteur de reprise ;
- facteur de déséquilibre de courant dont la valeur à utiliser est de 10 % [15].

Un exemple de calcul de CLP est présenté à l'annexe C.

Le CLP peut ainsi être utilisé en **planification à long terme** pour estimer le nombre de lignes requises pour alimenter une charge.

Par exemple, une ville annonce un projet de développement qui a été évalué par le planificateur à 35 MVA. En considérant un CLP de 300 A, ce qui donne 13 MVA par ligne à 25 kV, le besoin en départs de lignes serait de  $35/13 = 2,7$ , donc 3 lignes.

Dans le cas d'un nouveau poste ou de l'ajout d'un transformateur avec une série de départs de lignes, le CLP est utilisé pour déterminer le nombre de départs de lignes requis.

Pour les postes existants sans augmentation de capacité, il faut se fier à la méthode décrite à la section 10 et réaliser des études d'architecture pour justifier une addition de départ de ligne.

**Le CLP ne doit en aucun cas être utilisé comme déclencheur de projets d'investissements.** Seule une étude se basant sur la méthode décrite à la section 10 doit justifier un investissement sur le réseau permettant d'éliminer des surcharges de ligne.

numéro	<b>A.5-06</b>		
page	<b>14</b>	de	<b>19</b>

## **12 RESPONSABLE DE L'IMPLANTATION**

Le chef Orientations du réseau est responsable de l'implantation de la présente méthode.

## **13 RESPONSABLES DE L'APPLICATION**

Le chef Plan de réseau et les chefs Plan de réseau en territoires sont responsables de l'application de la présente méthode.

numéro	A.5-06		
page	15	de	19

## ANNEXE A

### Références

- [1] Perreault, C.; Houle, B., *Charge admissible des lignes de distribution*, Rapport n° 30012-05-008R, Orientations du réseau, décembre 2006
- [2] Norme A.5-04 *Architecture du réseau de distribution*, Orientations du réseau, janvier 2006
- [3] Norme A.22.1-08 *Structure classificatoire des projets d'investissement 2012 – Processus Distribuer*, Orientations du réseau, décembre 2011
- [4] *Caractéristiques électriques générales du réseau de distribution*, Orientations du réseau
- [5] *Caractéristiques électriques générales de référence*, Étude de réseaux, Planification des actifs et expertise de transport, TransÉnergie, décembre 2010
- [6] Fredette, G. et Lachapelle, G., *Caractéristiques des lignes et appareils connexes*, Stratégies et encadrements, Téléconduite, TransÉnergie, 1999-12-01
- [7] Moran, L., *Surcharge sur les inductances 12 kV et 25 kV*, GEN-D-640-MON, Stratégies et Analyses Ouest - Téléconduite, TransÉnergie, décembre 2001
- [8] Norme A.52.22-01 *Température maximale d'exploitation des câbles XLPE et TRXLPE en régime normal et en contingence*, Orientations du réseau, septembre 2000
- [9] Gauthier, M., *Révision de la norme A 51.22-01 – Caractéristiques, impédances et courants admissibles des conducteurs aériens de distribution MT*, Rapport 30012-12-033-R, Orientations du réseau, décembre 2012
- [10] Norme A.61.3-01 *Protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités*, Orientations du réseau, janvier 2009
- [11] Méthode A.61.3-02 *Mise en application des principes de protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités*, juin 2011
- [12] Méthode A.5-05 *Identification des points de manœuvre stratégiques sur le réseau de distribution*, Orientations du réseau, octobre 2011
- [13] Norme C.21-02 *Limites de planification de la tension du réseau moyenne tension*, Orientations du réseau, juillet 2011
- [14] Méthode C.21-03 *Planification de la tension du réseau moyenne tension*, Orientations du réseau, émission prévue en 2012

directive  norme  méthode

corporative  sectorielle

numéro	<b>A.5-06</b>		
page	<b>16</b>	de	<b>19</b>

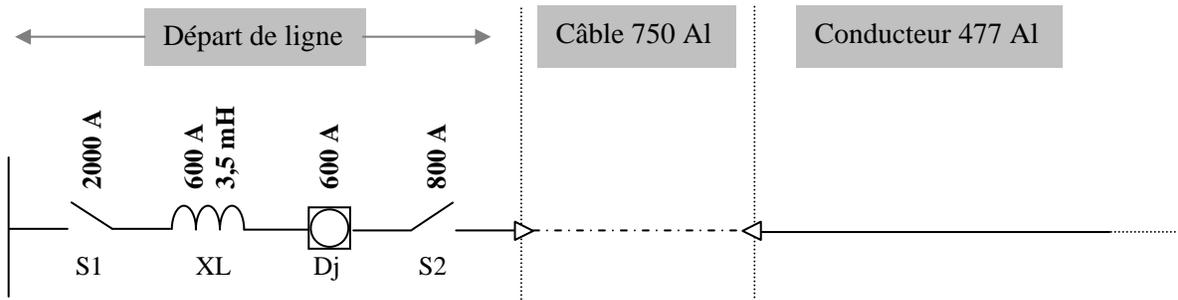
- [15] Norme A.41-02 *Limites d'émission de déséquilibre de charges sur le réseau de distribution*, Orientations du réseau, décembre 2007
- [16] Ajaja, A., *Projet Addition 1000 Mvar – Aide à la tâche pour le placement de batteries de condensateurs sur le réseau de distribution*, Rapport n°30012-09-142-R, Orientations du réseau, 16 septembre 2009
- [17] Ajaja, A., *Projet CATVAR – Aide à la tâche pour le positionnement des TTT*, Rapport n°30012-11-007-R, Orientations du réseau, 25 février 2011
- [18] Méthode A.5-02 *Surcharges, sous-tensions et pertes en distribution MT : techniques de correction et d'optimisation*, Orientations du réseau, mars 2002

## ANNEXE B

### Exemple d'identification de l'élément limitatif en départ de ligne

Le calcul de la capacité réelle des équipements doit permettre d'identifier l'équipement limitant le transit de charge sur une ligne. Le schéma ci-dessous montre les équipements composant un départ de ligne extérieur, le câble au départ de la ligne suivi du conducteur principal. On suppose que le câble est installé dans une canalisation multitubulaire à 9 conduits, contenant au total 8 câbles.

Dans cet exemple, la capacité de charge de chaque équipement à une température ambiante de 0 °C est indiquée.



#### Départ de ligne [5], [6]

Les valeurs ci-dessous sont fournies à titre indicatif. La capacité réelle du départ doit être obtenue de TransÉnergie.

##### Sectionneur S1

Courant assigné en service continu (40 °C)..... 2000 A  
 Courant admissible à une température ambiante de 0 °C (pour usage à l'extérieur) .. 2600 A

##### Inductance XL

Courant assigné en service continu (30 °C)..... 600 A  
 Courant admissible à une température ambiante de 0 °C (pour usage à l'extérieur) .... 744 A

##### Disjoncteur

Courant assigné en service continu (40 °C)..... 600 A  
 Courant admissible à une température ambiante de 0 °C (pour usage à l'extérieur) .... 780 A

numéro	<b>A.5-06</b>	
page	<b>18</b>	de <b>19</b>

### Sectionneur S2

Courant assigné en service continu (40 °C)..... 800 A

Courant admissible à une température ambiante de 0 °C (pour usage à l'extérieur) .. 1040 A

### Câble de départ

Câble 750 Al

Le courant limite de planification est alors de 367 A en conditions normales d'exploitation et de 530 A en situation de contingence (en relève).

### Conducteur principal

Conducteur aérien 477 Al

Le courant maximal permis (conducteur à 100 °C et air à 0 °C) est de 880 A

### Capacité des équipements à 0 °C

Équipement		Conditions normales d'exploitation	Contingence	
			En reprise	En relève
Départ de ligne	Sectionneur S1		2600 A	
	Inductance XL		<b>744 A</b>	
	Disjoncteur de poste		780 A	
	Sectionneur S2		1040 A	
Câble 750 Al		<b>367 A</b>	-	<b>530 A</b>
Conducteur 477 Al			880 A	

À première vue, c'est le câble 750 Al qui limite la charge en conditions normales d'exploitation et en relève. Dans ce cas, il faudrait effectuer des simulations avec l'outil Massif en tenant compte des conditions réelles du réseau. Si les résultats d'échauffement confirment que des courants plus élevés que ceux de l'inductance peuvent transiter par le câble, c'est l'inductance qui est alors l'élément limitatif.

## ANNEXE C

### Exemple de calcul du courant limite de planification (CLP)

On suppose un départ simple souterrain 25 kV munie d'une inductance et de capacité nominale 600 A (capacité de l'inductance).

La charge admissible du câble 750 Al en conditions normales d'exploitation en hiver est de 367 A en considérant une canalisation de 9 conduits avec 8 câbles. Le câble n'est pas considéré en reprise de charge.

Le câble est suivi, en aérien, d'un conducteur de type 477 Al. Pour celui-ci, le courant maximal permis est de 880 A à 0 °C.

On suppose que le réglage de la protection au poste est fixé à 600 A.

Un facteur de déséquilibre de 10 % est considéré.

- Pour un réseau avec une architecture autre que la relève intégrée, le CLP est calculé de sorte à pouvoir reprendre la charge entière de la ligne sans dépasser la capacité réelle des équipements ou le réglage de la protection au poste. Le facteur de reprise moyen de la ligne est fixé à 1,8.

Le CLP obtenu est alors de  $\frac{600 \times (1 - 10\%)}{1,8} = 300A$ , correspondant à une charge de 13 MVA

environ pour un réseau exploité à 25 kV. Cette charge respecte la capacité du câble en conditions normales d'exploitation.

- Pour un réseau avec une architecture en relève intégrée, le CLP d'une ligne est calculé de sorte que la relève d'un de ses blocs de charge sur une ligne adjacente respecte la capacité réelle des équipements et le réglage des protections de celle-ci. On suppose que la ligne adjacente comporte déjà 3 blocs de charge identique et que le bloc de charge relevé est de taille similaire aux blocs de la ligne adjacente. Le facteur de reprise moyen du bloc relevé est fixé à 1,8.

Donc  $CLP = 3 \times q$ ,  $q$  étant la charge d'un bloc de charge.

En reprise, on a :  $3 \times q + 1,8 \times q = 600 \times (1 - 10\%)$ . Cela donne un CLP de 337,5 A, correspondant à une charge de 14,6 MVA pour un réseau exploité à 25 kV.

Tel que mentionné à la section 11, le CLP est utile pour la planification de haut niveau ou à long terme. **Le CLP ne doit pas servir pour la justification d'une surcharge de ligne.** Celle-ci doit être justifiée en suivant la procédure décrite à la section 10.