



**Contribution à la protection des réseaux électriques modernes à forte pénétration de sources
d'énergie renouvelable raccordées au moyen d'onduleurs**

par Frédérick Munger

**Thèse présentée à l'Université du Québec à Chicoutimi en vue de l'obtention du grade de
Philosophiæ Doctor (Ph. D.) en ingénierie**

Jury :

Prof. Mohand Ouhrouche, UQAC, président du Jury

Prof. Mamadou Lamine Doumbia, UQTR, membre externe

Prof. Stephan Brettschneider, UQAC, directeur de recherche

Prof. Issouf Fofana, UQAC, codirecteur de recherche

Prof. Fethi Meghnefi, UQAC, membre interne

Québec, Canada

© Frédérick Munger, 2026

RÉSUMÉ

La transition énergétique transforme les réseaux électriques, en particulier avec l'intégration croissante de sources d'énergie renouvelable raccordées au moyen d'onduleurs (SERMO). Ces sources, dominées au Québec par les éoliennes de type 3 et 4, possèdent un comportement fondamentalement différent des générateurs synchrones traditionnels. Leur faible contribution aux courants de court-circuit, leur contrôle électronique complexe, la variabilité de leur production et la nature non conventionnelle de leurs courants de séquence rendent plus difficile le bon fonctionnement des protections de distance. Les méthodes de protection classiques utilisées dans les réseaux ne sont plus pleinement adaptées à cette nouvelle réalité. Dans ce contexte, l'objectif principal de cette thèse est de contribuer à garantir la sécurité et la fiabilité des réseaux électriques en veillant à ce que leurs systèmes de protection demeurent adaptés aux récentes évolutions. Cette problématique est abordée à travers une démarche originale, reposant sur une validation expérimentale approfondie du comportement réel des relais commerciaux à partir de centaines de défauts reproduits en laboratoire.

Le premier sous-objectif consiste à modéliser avec précision le réseau réel de la péninsule de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent. Un modèle détaillé a été développé sous ETAP et EMTP, incluant les lignes de transport, les transformateurs, les charges saisonnières et l'ensemble des parcs éoliens installés dans les régions étudiées. Des efforts particuliers ont été consacrés à la modélisation dynamique des éoliennes de type 3 et 4, notamment à travers la sélection des modes de contrôle, de la tenue à basse tension, des exigences de puissance réactive, ainsi que du comportement des convertisseurs lors des défauts. Les modèles ont été validés à partir des connaissances issues de la littérature, assurant leur représentativité pour les études de protection.

Le second sous-objectif de cette recherche est de déterminer expérimentalement les limites de performance des protections actuelles. Pour ce faire, un banc d'essai a été conçu afin d'injecter dans des relais commerciaux des signaux analogiques issus de plus de 700 événements transitoires. Cinq lignes de topologies différentes ont été étudiées. Les rapports d'événements obtenus ont été analysés en profondeur. Sept raisons de mauvaises opérations ont été identifiées, classifiées et quantifiées. Elles sont notamment dues à un courant de court-circuit insuffisant, à un aveuglement de l'impédance mesurée, à une mauvaise identification du type de défaut, à des blocages de directionnalité causés par une contribution de séquence inverse non conventionnelle, à des problèmes de polarisation liés aux variations de fréquence, ainsi qu'à une mauvaise identification de ligne ouverte. Plusieurs de ces phénomènes sont peu ou pas traités dans la littérature, soulignant l'importance de cette étude expérimentale.

Le troisième et dernier sous-objectif consiste à proposer des solutions adaptées aux réseaux à forte pénétration de SERMO, puis à les valider expérimentalement. Les améliorations envisagées ont été regroupées en trois catégories : améliorer les réponses des protections actuelles ; développer de nouveaux principes et stratégies ; et apporter des modifications à d'autres parties du réseau. Une analyse comparative des schémas de téléaccélération et de téléblocage a montré que la téléaccélération combinée à une détection de source faible offre les meilleures performances. D'autres stratégies ont été étudiées : adoption d'éléments quadrilatéraux (QUAD) pour mieux détecter les défauts résistifs ; implantation de l'autopolarisation avec une nouvelle logique de déclenchement ; utilisation du contrôle à séquences découplées pour augmenter la contribution en séquence inverse ; et ajout d'une seconde protection plus sensible pour les périodes de très faible production. Enfin, des essais combinant plusieurs de ces stratégies ont montré une amélioration notable de la sécurité des systèmes de protection.

En conclusion, les résultats obtenus montrent qu'il est possible d'adapter efficacement les protections de distance existantes sans remplacer entièrement les systèmes actuels. Des ajustements ciblés, fondés sur une compréhension approfondie des phénomènes propres aux convertisseurs et validés par des essais pratiques, permettent d'assurer une protection fiable dans les réseaux modernes. Par son approche expérimentale et par le développement de nouvelles solutions adaptées aux réseaux à forte pénétration de SERMO, cette thèse apporte une contribution significative au domaine de la protection de lignes. Elle améliore non seulement la compréhension des comportements non conventionnels associés aux convertisseurs, mais propose également des mesures concrètes et applicables pour soutenir l'intégration sécuritaire des énergies renouvelables et accompagner l'évolution des réseaux électriques.

ABSTRACT

The energy transition is transforming electrical power systems, particularly with the increasing integration of inverter-based renewable energy sources (IBRs). These sources, dominated in Quebec by type 3 and type 4 wind turbines, exhibit behavior fundamentally different from that of conventional synchronous generators. Their low contribution to short-circuit currents, their complex electronic control, the variability of their output, and the non-conventional nature of their sequence currents make the proper operation of distance protection more challenging. Traditional protection methods used in power systems are no longer fully suited to this new reality. In this context, the main objective of this thesis is to contribute to ensuring the safety and reliability of electrical power systems by ensuring that their protection schemes remain adapted to recent developments. This issue is addressed through an original approach based on an in-depth experimental validation of the actual behavior of commercial relays using hundreds of faults reproduced in the laboratory.

The first sub-objective is to accurately model the real power system of the Gaspésie Peninsula and Bas-Saint-Laurent region. A detailed model was developed in ETAP and EMTP, including transmission lines, transformers, seasonal loads, and all wind farms installed in the studied regions. Particular effort was devoted to the dynamic modelling of type 3 and type 4 wind turbines, notably through the selection of control modes, low-voltage ride-through capability, reactive power requirements, and converter behavior during faults. The models were validated based on publicly available data, ensuring their representativeness for protection studies.

The second sub-objective of this research is to experimentally determine the performance limits of current protection systems. To this end, a test bench was designed to inject analog signals derived from more than 700 transient events into commercial relays. Five transmission line topologies were studied. The obtained event reports were analyzed in depth. Seven causes of misoperation were identified, classified, and quantified. These are notably due to insufficient short-circuit current, impedance blinding, incorrect fault type identification, directional blocking caused by non-conventional negative-sequence current contribution, polarization issues related to frequency variations, as well as incorrect identification of open-line conditions. Several of these phenomena have scarcely or not yet been addressed in the literature, highlighting the importance of this experimental study.

The third and final sub-objective consists in proposing solutions adapted to networks with high penetration of inverter-based renewable energy sources (IBRs), and then validating them experimentally. The proposed improvements were grouped into three categories : enhancing the performance of existing protection schemes ; developing new principles and strategies ; and introducing modifications to other parts of the power system. A comparative analysis of teleprotection schemes showed that permissive overreaching transfer trip combined with weak-infeed detection offers the best perfor-

mance. Other strategies were investigated, including the adoption of quadrilateral (QUAD) elements to better detect resistive faults; the implementation of self-polarization with a new tripping logic; the use of decoupled sequence control to increase negative-sequence contribution; and the addition of a second, more sensitive protection for periods of very low generation. Finally, tests combining several of these strategies demonstrated a significant improvement in the security and dependability of protection systems.

In conclusion, the obtained results show that it is possible to effectively adapt existing distance protections without fully replacing current systems. Targeted adjustments, based on a deep understanding of converter-specific phenomena and validated through practical testing, enable reliable protection in modern power systems. Through its experimental approach and the development of new solutions adapted to networks with high penetration of IBRs, this thesis makes a significant contribution to the field of line protection. It not only improves the understanding of non-conventional behaviors associated with converters but also proposes concrete and implementable measures to support the safe integration of renewable energy sources and accompany the evolution of electrical power systems.

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ	ii
ABSTRACT	iv
TABLE DES MATIÈRES	vi
LISTE DES FIGURES	xi
LISTE DES TABLEAUX	xvi
LISTE DES SIGLES ET DES ABRÉVIATIONS	xix
REMERCIEMENTS	xxii
1 INTRODUCTION	1
1.1 Contexte général	1
1.2 Problématique	3
1.3 Objectifs	4
1.4 Méthodologie	5
1.4.1 Méthodologie pour le sous-objectif 1	5
1.4.2 Méthodologie pour le sous-objectif 2	5
1.4.3 Méthodologie pour le sous-objectif 3	6
1.5 Originalité	6
1.6 Structure de la thèse	7
2 REVUE DE LA LITTÉRATURE	9
2.1 Introduction	9
2.2 Défis de protection des lignes lors de l'intégration des sources avec convertisseurs . .	9
2.2.1 Sélectivité des protections avec une ligne en dérivation	9
2.2.2 Contribution non conventionnelle aux courants de défaut	12
2.2.3 Mode zéro puissance	12
2.2.4 Variation du niveau de puissance	13
2.2.5 Polarisation des protections de distance	14
2.2.6 Contribution non conventionnelle de la séquence inverse	16
2.2.7 Îlotage involontaire	17
2.2.8 Oscillation de puissance et perte de synchronisme	18
2.2.9 Oscillation subsynchrone en présence de SERMO	21

2.3	Résumé des stratégies de protection	23
2.4	Conclusion	31
3	RAPPELS SUR LE COMPORTEMENT DES DIFFÉRENTS TYPES D'ÉOLIENNES ET SUR LA THÉORIE DES PROTECTIONS DE DISTANCE	33
3.1	Introduction	33
3.2	Description et comportement des différentes technologies d'éoliennes	34
3.2.1	Descriptions des technologies d'éoliennes	34
3.2.1.1	Éolienne de type 1 à vitesse fixe	34
3.2.1.2	Éolienne de type 2 à vitesse et résistance variables	35
3.2.1.3	Éolienne de type 3 à convertisseurs partiels	36
3.2.1.4	Éolienne de type 4 à convertisseurs de pleine puissance	37
3.2.2	Comportement des éoliennes SERMO en situation d'opération normale	39
3.2.2.1	Éolienne de type 3	39
3.2.2.2	Éolienne de type 4	39
3.2.3	Comportement des éoliennes SERMO en situation de court-circuit	40
3.2.3.1	Éolienne de type 3	41
3.2.3.2	Éolienne de type 4	45
3.3	Introduction à la protection de distance	46
3.3.1	Fonctionnement de base d'une protection de distance	46
3.3.2	Zones de protection	48
3.3.3	Caractéristiques de supervision	49
3.3.3.1	Élément MHO	50
3.3.3.2	Élément QUAD	51
3.3.4	Polarisation des protections de distance	51
3.3.4.1	Auto-polarisation	52
3.3.4.2	Polarisation croisée	52
3.3.4.3	Polarisation avec mémoire	52
3.3.5	Téléprotection	52
3.3.5.1	Télédéclenchement direct	53
3.3.5.2	Téléaccélération	53
3.3.5.3	Téléblocage	53
4	MÉTHODOLOGIE, MODÈLE NUMÉRIQUE ET BANC D'ESSAI EXPÉRIMENTAL	54
4.1	Introduction	54
4.2	Méthodologie	55
4.3	Recueil des données et modélisation du réseau de la Gaspésie et Bas-Saint-Laurent	56
4.3.1	Présentation du réseau à l'étude	56
4.3.2	Modélisation des lignes de transport	57
4.3.3	Modélisation des charges	59
4.3.3.1	Données de référence et puissances saisonnières	59
4.3.3.2	Population par région et calcul des charges saisonnières	60
4.3.4	Modélisation des transformateurs de puissance	62
4.4	Modélisation des parcs éoliens	63
4.4.1	Recensement des parcs éoliens	63

4.4.2	Modélisation des parcs éoliens sur le logiciel ETAP	65
4.4.3	Modélisation des parcs éoliens de type 3 sur le logiciel EMTP	66
4.4.4	Modélisation des parcs éoliens de type 4 sur le logiciel EMTP	74
4.4.5	Convergence du modèle numérique et maintien des niveaux de tension	78
4.4.6	Modélisations finales	78
4.5	Validation du modèle numérique	81
4.6	Description du banc d'essai expérimental	82
4.6.1	Relais de protection de distance et communication	82
4.6.2	Source multicanal et interface de bas niveau	82
4.6.3	Synchronisation entre les relais	83
4.6.4	Communication entre les relais et protocole de communication	83
4.7	Procédure pour la création des fichiers d'événements transitoires	84
4.7.1	Standard sur les fichiers d'événement	84
4.7.2	Simulation EMTP et rééchantillonnage	84
4.7.3	Conversion et correction des fichiers COMTRADE	88
4.8	Conclusion	89
5	ÉVALUATION EXPÉRIMENTALE DES PERFORMANCES ET IDENTIFICATION DES CAUSES DE MAUVAISES OPÉRATIONS DES PROTECTIONS DE DISTANCE	90
5.1	Introduction	90
5.2	Identification des lignes à l'étude	91
5.3	Protection de base initiale	94
5.4	Plan d'essais initiaux	98
5.5	Résultats avec la protection de base initiale	99
5.6	Analyse des rapports d'événement	100
5.6.1	Fonctionnement correct	103
5.6.2	Courant de court-circuit trop faible	105
5.6.2.1	Puissance insuffisante de la source	106
5.6.2.2	Déclenchement de la protection de tenue à basse tension (LVRT)	107
5.6.2.3	Protection des convertisseurs	107
5.6.3	L'impédance mesurée est en dehors de la zone de protection	111
5.6.4	Mauvaise identification du type de défaut	112
5.6.5	Blocage de la directionnalité (courant de séquence inverse trop faible)	115
5.6.5.1	Éléments de phase	115
5.6.5.2	Éléments de terre	119
5.6.6	Blocage de la directionnalité (identification d'un défaut arrière)	120
5.6.7	Mauvaise identification d'une phase ouverte	121
5.6.8	Mauvaise polarisation (variation de fréquence)	124
5.6.8.1	Résultat initial	124
5.6.8.2	Modèle EMTP de source à fréquence variable	127
5.7	Performances initiales des relais selon les différentes situations	131
5.8	Conclusion	133
6	ÉTUDES THÉORIQUES DES IMPACTS DE LA TOPOLOGIE DU RÉSEAU ET DE L'INTÉGRATION DES SERMOS SUR LES COURANTS DE COURTS-CIRCUITS	135

6.1	Introduction	135
6.2	Effet d'une source de courant homopolaire sur le courant de terre	136
6.3	Analyse des éléments de terre MHO	138
6.3.1	Mesure par les relais lors d'un défaut monophasé	138
6.3.1.1	Défaut non impédant	138
6.3.1.2	Défaut impédant	141
6.3.2	Influence d'une source en arrière du défaut	146
6.3.2.1	Défaut non impédant	146
6.3.2.2	Défaut impédant	148
6.4	Analyse de l'élément de phase ouverte - cas d'un défaut biphasé	155
6.4.1	Exemple de résultats pratiques obtenus pour un défaut biphasé	156
6.4.2	Étude théorique de l'influence de la variation de phase	158
6.4.3	Conclusion	169
6.5	Analyse de l'élément de phase ouverte - cas d'un défaut biphasé-terre	170
6.5.1	Effet de la différence entre les impédances de séquences	170
6.6	Conclusion	174
7	AMÉLIORATION, DÉVELOPPEMENT ET VALIDATION EXPÉRIMENTALE DE STRATÉGIES DE PROTECTION	176
7.1	Introduction	176
7.2	Téléprotection	177
7.2.1	Téléaccélération avec dépassement et détection de source faible	177
7.2.1.1	Principes de fonctionnement et programmation des relais	177
7.2.1.2	Résultats et analyse	179
7.2.2	Téléblocage	182
7.2.2.1	Principes de fonctionnement et programmation des relais	182
7.2.2.2	Résultats et analyse	184
7.2.3	Conclusion	186
7.3	Éléments quadrilatérales (QUAD)	187
7.3.1	Mise en contexte et solution proposée	187
7.3.2	Résultats et analyse	190
7.4	Autopolarisation des protections de distance	192
7.4.1	Mise en contexte et solution proposée	192
7.4.2	Résultats et analyse	195
7.5	Résistance de mise à la terre et couplage YNyn des transformateurs	197
7.5.1	Mise en contexte et solutions proposées	197
7.5.2	Résultats ciblés et analyse	198
7.6	Mode de contrôle à séquences découplées du convertisseur côté réseau	201
7.6.1	Mise en contexte et solution proposée	201
7.6.2	Résultats et analyse	204
7.7	Ajout d'une seconde protection plus sensible	205
7.7.1	Mise en contexte et solution proposée	205
7.7.2	Résultats ciblés et analyse	206
7.8	Application combinée des stratégies de protection proposées	210
7.9	Conclusion	213

8	CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	215
8.1	Conclusion générale	215
8.1.1	Sous-objectif 1 : Caractériser et modéliser avec précision le comportement d'un réseau électrique réel à forte pénétration d'énergie renouvelable non traditionnelle	216
8.1.2	Sous-objectif 2 : Déterminer expérimentalement les limites de performance des systèmes de protection actuels (protection de distance)	217
8.1.3	Sous-objectif 3 : Renforcer les systèmes de protection en proposant, à partir d'essais pratiques, des modifications techniques concrètes adaptées aux SERMO	220
8.1.3.1	Sous-objectif 3a : Améliorer les réponses des systèmes de protection actuels	221
8.1.3.2	Sous-objectif 3b : Développer de nouveaux principes et stratégies de protection	221
8.1.3.3	Sous-objectif 3c : Proposer des modifications à d'autres parties des réseaux électriques afin d'améliorer les protections actuelles	222
8.2	Recommandations pour améliorer les systèmes de protection	224
8.3	Limitations du projet et recommandations pour des recherches futures	226
	COMMUNICATIONS ISSUES DE CETTE RECHERCHE DOCTORALE	228
	BIBLIOGRAPHIE	240
A	DIMENSIONNEMENT DES TRANSFORMATEURS ZIGZAG ET VALIDATION DU RÉGIME DE NEUTRE	241
A.1	Dimensionnement des transformateurs zigzag sur les réseaux collecteurs	241
A.2	Vérification du régime du neutre sur le réseau de transport principal	246
B	SCÉNARIOS DE TÉLÉPROTECTION	248
B.1	Téléaccélération avec dépassement et détection de basse puissance	249
B.1.1	Cas d'un défaut en fin de ligne et bon fonctionnement des deux relais	250
B.1.2	Cas d'un défaut en fin de ligne téléaccélération par retour ECHO et déclenchement du relais R avec la logique de basse puissance	251
B.2	Télablocage	254
B.2.1	Cas d'un défaut en fin de ligne	255
B.2.2	Cas d'un défaut en fin de ligne sans contribution de la source R	256
B.2.3	Cas d'un défaut sur la ligne adjacente	257
B.2.4	Télablocage avec détection de surintensité à séquence inverse et homopolaire	258
C	PROGRAMMATION DES ÉLÉMENTS MHO NON DIRECTIONNELS AUTOPO-LARISÉS	260

LISTE DES FIGURES

1.1	Puissance éolienne cumulative installée au Québec	2
1.2	Puissance éolienne cumulative installée au Québec par type d'éolienne	2
2.1	Schéma simple d'une ligne à trois terminales	10
2.2	Impédance mesurée et position réelle du défaut	10
2.3	Polarisation de la caractéristique MHO	15
2.4	Alimentation en îlotage des charges par la SERMO	17
2.5	Trajectoire d'oscillation d'impédance avec 0% de génération avec SERMO (ligne bleue) et avec 25% (ligne pointillée noire)	19
2.6	Trajectoire d'impédance pour une oscillation de puissance sévère et stable avec 0% de génération avec SERMO (ligne bleue) et avec 50% (ligne pointillée noire)	21
2.7	Réponse transitoire et fréquentielle en présence de sources d'énergie à base de convertisseurs	22
2.8	Stratégies pour atténuer l'impact de l'intégration des sources d'énergies renouvelables sur les réseaux de distribution	24
3.1	Schéma typique d'une éolienne de type 1	34
3.2	Schéma typique d'une éolienne de type 2	35
3.3	Schéma typique d'une éolienne de type 3 à convertisseurs partiels	36
3.4	Schéma typique d'une éolienne de type 4	37
3.5	Évolution de la puissance individuelle des éoliennes installées au Québec	38
3.6	Évolution de la hauteur et du diamètre des rotors des éoliennes installées au Québec	38
3.7	Puissance active et réactive de l'éolienne Enercon E-126 EP3	40
3.8	Contribution typique d'une éolienne de type 3 complètement découplée	42
3.9	Défaut triphasé-terre pour une éolienne de type 3	42
3.10	Courant de court-circuit pour un défaut triphasé-terre	43
3.11	Activation de la protection matérielle pendant deux cycles lors d'un défaut triphasé	44
3.12	Défaut biphasé-terre et monophasé pour une éolienne de type 3	45
3.13	Différents types de défaut pour une éolienne de type 4	46
3.14	Ligne simple avec un court-circuit au centre de la ligne 1	47
3.15	Diagramme complexe $R - X$	48
3.16	Exemple simple de couverture d'une ligne	48
3.17	Protection de distance MHO	50
3.18	Vue rapprochée du diagramme d'impédance à quatre gradins MHO	50
3.19	Protection QUAD à trois gradins	51
4.1	Organigramme de la méthodologie	55
4.2	Carte du réseau électrique québécois et région à l'étude	56

4.3	Réseau de transport de la Gaspésie incluant les différents postes de transformation	57
4.4	Carte des MRC du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie	61
4.5	Exemple d'ajout d'un transformateur élévateur en parallèle à un parc éolien	65
4.6	Schéma simplifié d'un parc avec des éoliennes de type 3	66
4.7	Exigences d'Hydro-Québec de tenue à basse tension pour une source SERMO	67
4.8	Exigence de puissance réactive disponible du côté haute tension du poste de départ - Extrait de l'exigence D-2022-088	68
4.9	Résultats de l'étude de la puissance réactive disponible au poste Anse-à-Valleau	70
4.10	Résultats de l'étude de la puissance réactive disponible au poste Anse-à-Valleau avec l'ajout d'une banque de condensateurs	71
4.11	Couplage des transformateurs des parcs éoliens	73
4.12	Schéma simplifié d'un parc avec des éoliennes de type 4	74
4.13	Résultats de l'étude de la puissance réactive disponible au poste New Richmond 1	76
4.14	Modélisation du réseau du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie sur le logiciel ETAP	79
4.15	Modélisation du réseau du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie sur le logiciel EMTP	80
4.16	Courants de ligne du parc éolien Vents-du-Kempt	81
4.17	Courants des séquences du parc éolien Vents-du-Kempt	82
4.18	Schéma de principe du montage physique	83
4.19	Courants au niveau de l'équivalent Thévenin	85
4.20	Puissance active au niveau de l'équivalent Thévenin	85
4.21	Événement complet d'un court-circuit triphasé (phase A seulement)	86
4.22	Résultat agrandi sur le moment de défaut	87
4.23	Signal rééchantillonné à 2 kHz	87
4.24	Résultat agrandi sur la variation transitoire	87
4.25	Résultat final du traitement sur MATLAB	88
4.26	Fichier de configuration initial	88
4.27	Fichier de configuration corrigé	88
5.1	Protections de distance (valeurs au secondaire des transformateurs de mesure)	96
5.2	Paramètres de l'expérimentation initial pour les cinq lignes à l'étude	98
5.3	Logique de supervision de l'élément de phase MAB1	102
5.4	Logique de supervision de l'élément de terre MAG1	102
5.5	Signaux de courant et de tension enregistrés par le relais 1 - bon fonctionnement	103
5.6	Bits enregistrés par le relais 1 - bon fonctionnement	104
5.7	Élément ZBC de synchroWAVE sans expansion dynamique - bon fonctionnement	104
5.8	Courants IA et IG et bits enregistrés par le relais 1 - courant de terre trop faible	106
5.9	Schéma des protections des convertisseurs de puissance sur EMTP	107
5.10	Défaut triphasé à la fin de la ligne L_BDS au niveau du relais 2	108
5.11	Défaut triphasé à la fin de la ligne L_BDS sans filtre et sans condensateurs	109
5.12	Défaut triphasé à la fin de la ligne L_BDS sans filtre, sans condensateurs et sans impédances ajoutées par la protection matérielle	109
5.13	Courants enregistrés par le relais 2 lors du déclenchement des protections de l'éolienne	110
5.14	Élément ZAG de synchroWAVE - impédance en dehors du cercle	111
5.15	Bits enregistrés par le relais 2 - mauvaise identification	114
5.16	Schéma logique de l'élément directionnel de phase	116

5.17	Schéma logique de l'élément de phase directionnel à séquence inverse	116
5.18	Schéma logique des éléments à séquence inverse 32Q, 32QE et 32QGE	117
5.19	Courant à séquence inverse et bits enregistrés par le relais 2 - courant de séquence inverse trop faible	118
5.20	Impédance à séquence inverse et bits enregistrés par le relais 2 - identification d'un défaut arrière	121
5.21	Logique de pôle ouvert	122
5.22	Logique de détection d'une phase ouverte	122
5.23	Courants et bits enregistrés par le relais 2 - Mauvaise identification d'une phase ouverte	123
5.24	Signaux de courant, de tension et bits enregistrés par le relais 2 - mauvaise polarisation	125
5.25	Déplacement des éléments ZBC	126
5.26	Modèle EMTP de source à fréquence variable	127
5.27	Table des différentes fréquences	127
5.28	Signal pour la commande de tension de la phase A	128
5.29	Signaux de courant, de tension et enregistrés par le relais 2 - modèle à fréquence variable EMTP	129
5.30	Déplacement de l'élément ZBC - modèle à fréquence variable EMTP	130
6.1	Réseau avec une source de courant homopolaire en fin de ligne	136
6.2	Schéma de la séquence homopolaire	136
6.3	Schéma de séquences d'un défaut monophasé	137
6.4	Schéma de séquences d'un défaut monophasé avec une impédance de mise à la terre	138
6.5	Réseau simple avec un court-circuit monophasé	138
6.6	Schéma de séquences d'un défaut monophasé sur la phase A	138
6.7	Schéma de séquences d'un défaut monophasé impédant sur la phase A	141
6.8	Effet de la résistance d'arc selon différentes références	142
6.9	Résultats des éléments de phase et des éléments de terre pour des défauts impédants (valeurs au secondaire des transformateurs de mesure)	144
6.10	Protections de distance (valeurs au secondaire des transformateurs de mesure)	145
6.11	Réseau simple avec un court-circuit monophasé et deux sources	146
6.12	Schéma de séquences d'un défaut monophasé alimenté par deux sources	146
6.13	Schéma de séquences d'un défaut monophasé	146
6.14	Schéma de séquences d'un défaut monophasé impédant et alimenté par deux sources	148
6.15	Schéma de séquences d'un défaut monophasé impédant	148
6.16	Variation de la puissance de la source en aval sur l'impédance mesurée	150
6.17	Mesure d'impédance du relais R pour différents angles d'impédance de la source R et avec une source S purement inductive	151
6.18	Mesure d'impédance du relais R pour différents déphasage entre les deux sources . .	152
6.19	Résultats pratiques de l'effet d'aveuglement en raison d'une source arrière et d'un défaut impédant	153
6.20	Défaut biphasé	155
6.21	Courants enregistrés par le relais 2 de la ligne L_BDS lors d'un défaut BC en 2e gradin	156
6.22	Déplacement de l'élément ZBC	157
6.23	Défaut biphasé alimenté par deux sources	158
6.24	Influence de la puissance et d'un déphasage sur la divergence des courants de ligne .	161

6.25	Ratio des courants I_{cS}/I_{bcS} selon différentes puissances de source lors d'une variation de phase	162
6.26	Influence des tensions et d'un déphasage sur la divergence des courants de ligne (1/2)	163
6.26	Influence des tensions et d'un déphasage sur la divergence des courants de ligne (2/2)	164
6.27	Ratio des courants I_{cS}/I_{bcS} selon différentes tensions de source lors d'une variation de phase	164
6.28	Influence d'un déséquilibre d'impédance et d'un déphasage sur la divergence des courants de ligne (1/2)	165
6.28	Influence d'un déséquilibre d'impédance et d'un déphasage sur la divergence des courants de ligne (2/2)	166
6.29	Ratio des courants I_{cS}/I_{bcS} lors d'un déséquilibre d'impédance et d'une variation de phase	166
6.30	Influence d'un déséquilibre des sources et d'un déphasage sur la divergence des courants	168
6.31	Ratio des courants I_{cS}/I_{bcS} selon différents déséquilibres de source lors d'une variation de phase	169
6.32	Défaut biphasé-terre	170
6.33	Schéma des composantes symétriques pour un défaut biphasé-terre	170
6.34	Effet de la différence d'angle $\phi_{Z_0} - \phi_{Z_2}$ sur les courants de lignes	173
7.1	Logique simplifiée de la téléaccélération avec dépassement et la détection de source faible	177
7.2	Logique simplifiée de téléblocage	183
7.3	Rotation des caractéristiques en raison d'une variation de fréquence	192
7.4	Éléments de phase MHO avec mémoire et autopolarisée	193
7.5	Logique pour le signal de déclenchement	194
7.6	Logique pour le signal de téléaccélération	195
7.7	Extraction des séquences par méthode de découplage	203
7.8	Saturation d'un transformateur de courant	206
A.1	Schéma simplifié avec un transformateur de mise à la terre	244
A.2	Schéma de séquence homopolaire	244
B.1	Schéma pour la téléaccélération avec dépassement lors d'un court-circuit en fin de ligne	248
B.2	Communication entre les deux relais S et R	249
B.3	Téléaccélération du relais S par le relais R	250
B.4	Téléaccélération du relais S par le relais R - schéma simplifié	251
B.5	Téléaccélération du relais S par ECHO et déclenchement du relais R par ECHO et la détection de basse puissance	252
B.6	Téléaccélération du relais S par ECHO et déclenchement du relais R par ECHO et la détection de basse puissance - schéma simplifié et chemin de l'information	253
B.7	Communication entre les deux relais S et R	254
B.8	Téléblocage du relais S par le relais R - Déclenchement rapide des deux relais	255
B.9	Téléblocage du relais S par le relais R - Source R faible	256
B.10	Téléblocage du relais S par le relais R - Non déclenchement des deux relais	257

B.11	Logique de téléblocage avec détection de surintensité à séquence inverse et homopolaire	258
------	---	-----

LISTE DES TABLEAUX

2.1	Techniques de protection conventionnelles pour les sources de production connectées au réseau de distribution	25
2.2	Techniques de coordination de protection modifiées	26
2.3	Résumé de la revue de la littérature réalisée	28
4.1	Classification de la longueur des lignes selon différents auteurs	58
4.2	Impédances des différentes lignes	58
4.3	Consommations énergétiques bimensuelles retenues par habitant	59
4.4	Consommation énergétique saisonnière par habitant	60
4.5	Puissances saisonnières calculées et retenues par habitant	60
4.6	Recensement de la population selon les différentes MRC	61
4.7	Charges saisonnières selon les différentes MRC	62
4.8	Paramètres des transformateurs de puissance	63
4.9	Résumé des parcs éoliens de type 1 et 2 retirés du modèle numérique	63
4.10	Recensement des différents parc éolien dans les régions du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie	64
4.11	Essais et résultats de l'étude de la puissance réactive disponible au poste Anse-à-Valleau	69
4.12	Paramètres de performance associés à la fonction de régulation de tension de la centrale utilisant des SERMO	72
4.13	Essais et résultats de l'étude de la puissance réactive disponible au poste New Richmond 1	76
5.1	Résultats des SIR obtenus avec ETAP	93
5.2	Sélection des lignes à l'étude	93
5.3	Paramètres des lignes à protéger en valeurs primaires	94
5.4	Rapports de transformation pour les différents niveaux de tension	94
5.5	Paramètres des lignes à protéger en valeurs secondaires	95
5.6	Réglages initiaux des éléments de distance MHO de phase et de terre	95
5.7	Impédance de défaut	96
5.8	Taux de réussite du gradin 1 instantané selon le type de défaut	99
5.9	Taux de réussite du gradin 2 temporisé selon le type de défaut	100
5.10	Classification de l'analyse des rapports d'événement	101
5.11	Résumé de la logique de sélection (FIDS) des relais SEL-421 pour les défauts à la terre	113
5.12	Bits d'identification des courts-circuits à la terre	113
5.13	Courants de séquence pour un instant donné après le défaut	114
5.14	Pourcentage d'occurrence de chacune des situations (résultats initiaux)	131

6.1	Courts-circuits à l'étude pour la validation de l'effet du facteur de compensation homopolaire sur la mesure d'impédance lors d'un défaut à la terre	143
6.2	Scénarios à l'étude pour l'effet de la variation de puissance	160
6.3	Scénarios à l'étude pour l'effet de la variation des tensions de source	163
6.4	Scénarios à l'étude pour l'effet de la variation des impédances de source	165
6.5	Scénarios à l'étude pour la combinaison des paramètres	167
6.6	Scénarios à l'étude pour l'effet de la variation des impédances de source	172
7.1	Réglages principaux des relais pour la téléaccélération avec dépassement et la détection de source faible	179
7.2	Taux de réussite des différentes lignes pour un défaut en début de ligne (gradin 1) selon le type de défaut avec la téléaccélération et la détection de source faible	179
7.3	Taux de réussite des différentes lignes pour un défaut en fin de ligne (gradin 2) selon le type de défaut avec la téléaccélération et la détection de source faible	180
7.4	Pourcentage d'occurrence de chacune des situations lors des essais de téléaccélération	180
7.5	Programmation des relais pour le téléblocage	183
7.6	Taux de réussite des différentes lignes pour un défaut en début de ligne (gradin 1) selon le type de défaut et avec le téléblocage	184
7.7	Taux de réussite des différentes lignes pour un défaut en fin de ligne (gradin 2) selon le type de défaut et avec le téléblocage	184
7.8	Pourcentage d'occurrence de chacune des situations lors des essais de téléblocage . .	185
7.9	Zone de retenue de la charge	189
7.10	Réglages des caractéristiques QUAD	189
7.11	Performances des éléments QUAD des relais 1 pour les défauts monophasés résistifs pour différents niveaux de production	191
7.12	Performances des éléments QUAD des relais 2 pour les défauts monophasés résistifs pour différents niveaux de production	191
7.13	Pourcentage d'occurrence de chacune des situations survenues lors des essais avec les éléments autopolarisés	195
7.14	Fonctionnement du relais 1 lors des essais ciblés pour l'augmentation du courant de terre	198
7.15	Fonctionnement du relais 2 lors des essais ciblés pour l'augmentation du courant de terre	199
7.16	Raisons d'opération du relais 1 lors des essais pour l'augmentation du courant de terre	199
7.17	Raisons d'opération du relais 2 lors des essais pour l'augmentation du courant de terre	199
7.18	Validation de surtension au relais 1 - tension maximale	200
7.19	Validation de surtension au relais 2 - tension maximale	200
7.20	Comparaison des essais de la ligne Vents-du-Kempt avec les modes de contrôle à séquences couplées (CSC) et découplées (DSC)	204
7.21	Rapports de transformation sélectionnés pour une les protection avec des sensibilités accrues	206
7.22	Résultats ciblés initiaux avec la protection de base	207
7.23	Résultats ciblés avec l'ajout de la protection plus sensible	207
7.24	Raisons des mauvaises opérations avec la protection de base initiale	208
7.25	Raisons des mauvaises opérations avec l'ajout de la protection plus sensible	208

7.26	Taux de réussite du gradin 1 instantané selon le type de défaut	211
7.27	Taux de réussite du gradin 2 temporisé selon le type de défaut	211
7.28	Pourcentage d'occurrence de chacune des situations lors des essais combinés	212
A.1	Résumé du dimensionnement des transformateurs de MALT des parcs de type 3 . . .	245
A.2	Résumé du dimensionnement des transformateurs de MALT des parcs de type 4 . . .	246
A.3	Démonstration de l'obtention d'un régime de neutre effectivement mis à la terre . . .	247
B.1	Programmation des relais pour le téléblocage avec détection de surintensité à sé- quence inverse et homopolaire	259
C.1	Logique d'automatisation 1 (seuils et constantes) - SEL421	260
C.2	Logique d'automatisation 2 (calculs des constantes) - SEL421	262
C.3	Logique de protection - SEL421	263

LISTE DES SIGLES ET DES ABRÉVIATIONS

Courts-circuits

3L	Triphasé
LG	Monophasé-terre
LG30	Monophasé-terre résistif 30 Ω
LL	Biphasé
LLG	Biphasé-terre

Lignes

MLO	Mont-Louis
BDS	Baie-des-Sables
VDK	Vents-du-Kempt

Fonctions de protection

21	Protection de distance
27	Protection de sous-tension
50	Protection de surintensité instantanée
50Q	Protection de surintensité instantanée à séquence inverse
51	Protection de surintensité temporisée
51Q	Protection de surintensité temporisée à séquence inverse
59	Protection de sur-tension
67Q	Protection de surintensité directionnelle à séquence inverse
81O	Protection de surfréquence
81U	Protection de sous-fréquence
87L	Protection différentielle de ligne
PSB	Power Swing Blocking
OST	Out-of-Step Tripping

Éléments de protection

ECTT	<i>ECHO Conversion To Trip</i>
ECVT	<i>CVT transient detection</i>
F32P	Élément directionnel de phases
F32Q	Élément direction à séquence inverse
FIDS	<i>Fault Identification Selection</i>
LOPHx	<i>Line open PH, ligne "x"</i>
M1P	Gradin 1, MHO, phases
M1PF	Gradin 1, MHO, phases, autopolarisée
M2P	Gradin 2, MHO, phases

M2PF	Gradin 2, MHO, phases, autopolarisée
M2PT	Gradin 2, MHO, phases, temporisée
SPOx	<i>Single Pole Open, phase "x"</i>
QUAD	Élément quadrilatéral

Autres sigles et abréviations

ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
AVG	<i>Average</i>
CIGRÉ	Conseil international des grands réseaux électriques
CIIN	Centre International d'Ingénierie Nordique
COMTRADE	<i>Common format for transient data exchange</i>
CSC	<i>Coupled Sequences Control</i>
CTI	<i>Coordination Time Interval</i>
D	Couplage triangle
D	Défaut au début de la ligne
DSC	<i>Decoupled Sequences Control</i>
DVS	<i>Deep Voltage Sag</i>
F	Défaut à la fin de la ligne
FPB	Filtre passe-bas
FRT	<i>Fault Ride Through</i>
GSC	<i>Grid Side Controller</i>
IA	Intelligence artificielle
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IPE	Installation de production d'électricité
kW	kilowatt
LVRT	<i>Low Voltage Ride Through</i>
MADA	Machine asynchrone à double alimentation
MALT	Mise à la terre
MAS	Machine asynchrone
MERN	Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
MRC	Municipalité régionale de comté
MSAP	Machine synchrone à aimants permanents
MW	Mégawatt
MVAR	Mégavar
MWh	Mégawattheure
PI	Proportionnel-intégral
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
pu	Par unité
PV	Photovoltaïque
Q-V	Var-Volt
R	Résistance
RTC	Rapport de transformation de courant
RTT	Rapport de transformation de tension
SC	Source conventionnelle

SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i>
SERMO	Source d'énergie raccordée au moyen d'onduleur
SIR	<i>Source Impedance Ratio</i>
SSCI	<i>Subsynchronous Control Interactions</i>
TC	Transformateur de courant
UQAC	Université du Québec à Chicoutimi
ViAHT	Chaire de recherche du Canada sur le Vieillissement de l'Appareillage installé sur les lignes à Haute Tension (ViAHT)
X	Réactance
Y	Couplage étoile
Z%	Pourcentage d'impédance

Indice

0	Séquence homopolaire
1	Séquence directe
2	Séquence inverse
A	Phase A
B	Phase B
C	Phase C
G	Terre
Pri	Primaire
Sec	Secondaire

REMERCIEMENTS

Je tiens à adresser ma plus profonde gratitude à mon directeur de thèse, M. Stephan Brettschneider, professeur au département des sciences appliquées de l'Université du Québec à Chicoutimi (UQAC), pour sa disponibilité constante, ses conseils avisés et son encouragement tout au long de cette recherche.

Je souhaite également exprimer ma profonde gratitude à mon co-directeur, M. Issouf Fofana, professeur au département des sciences appliquées de l'UQAC, directeur du Centre International d'Ingénierie Nordique (CIIN) et titulaire de la Chaire de recherche du Canada sur le Vieillissement de l'Appareillage installé sur les lignes à Haute Tension (ViAHT), pour son soutien constant, ses conseils éclairés et ses commentaires toujours pertinents tout au long de ce projet.

Je souhaite également exprimer ma reconnaissance aux professeurs M. Fethi Meghnefi (UQAC), Mme Duygu Kocaefe (UQAC) et M. Dilip Kumar Sarkar (UQAC) pour leur présence lors des différentes évaluations de cette thèse. Leur expertise et leur regard critique ont constitué pour moi une réelle occasion d'améliorer et de valoriser mes recherches.

Je tiens à remercier les membres du comité d'évaluation, notamment le professeur M. Mohand Ouhrouche (UQAC), président du jury, pour le temps qu'ils ont consacré à l'évaluation de mon travail de recherche.

Finalement, je remercie de tout mon cœur ma fiancée et meilleure amie, Kamylia, pour son soutien moral et ses encouragements. Qu'elle y trouve ici l'expression de ma profonde reconnaissance.

CHAPITRE 1

INTRODUCTION

1.1 Contexte général

Depuis la création des réseaux électriques à la fin du 19^e siècle, leur évolution reflète souvent la croissance socio-économique d'une société. L'augmentation de la population et le désir constant d'accroître son développement, par exemple avec des maisons plus grandes et l'extension des réseaux de télécommunications, ont entraîné une demande énergétique grandissante. De plus, la préoccupation pour l'environnement et l'intérêt pour la décarbonation de la consommation d'énergie, afin de réaliser des objectifs de développement durable, contribuent à augmenter la demande électrique, notamment à travers l'électrification des transports.

Jusqu'à récemment, le principe de fonctionnement des réseaux électriques n'avait pas beaucoup évolué. Depuis c'est début, la production par des grandes centrales traditionnelles, souvent situées loin des lieux de consommation, est généralement contrôlable et prévisible. Cependant, la demande croissante en énergie électrique et les enjeux environnementaux ont favorisé, dans les 25 dernières années, un fort développement au Québec de l'énergie éolienne. Ce choix est en partie dû à leur grande disponibilité en ressources premières, à leur temps de mise en place plus court par rapport aux centrales hydroélectriques et un coût d'installation très avantageux. Les premiers parcs éoliens ont vu le jour en Gaspésie à la fin des années 1990 grâce à des contrats gré-à-gré avec Hydro-Québec. À partir de 2003, le lancement de plusieurs appels d'offres a entraîné une prolifération de parcs éoliens dans de nombreuses régions du Québec et une augmentation rapide de la capacité installée jusqu'en 2016. À cette époque, la capacité installée a approché les 10% de l'ensemble de la puissance électrique installée au Québec. En 2021 et 2023, trois nouveaux appels d'offres ont été annoncés, insufflant un nouvel élan à la création de parcs éoliens. La **figure 1.1** présente ce développement

éolien au Québec entre 1999 et 2026. Finalement, en 2024, Hydro-Québec a dévoilé son plan d'action 2035 visant à sécuriser l'autonomie énergétique [1]. Celui-ci propose une intégration de 10 GW de nouvelle capacité éolienne ainsi que 0,5 à 1 GW de puissance photovoltaïque.

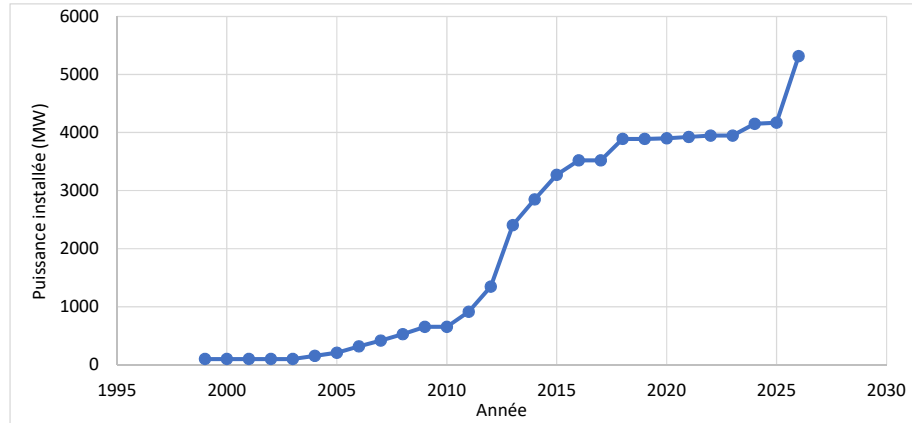


FIGURE 1.1 – Puissance éolienne cumulative installée au Québec [2]

Historiquement, les premières installations utilisaient des éoliennes de type 1 et 2 qui sont des machines asynchrones plutôt classiques. Toutefois, à partir de 2006, toutes les éoliennes installées au Québec sont de type 3 et 4, qui sont des sources d'énergie électrique raccordées au moyen d'onduleurs (SERMO). Une description détaillée de ces types d'éolienne est présentée au chapitre 3. La **figure 1.2** présente le développement éolien au Québec entre 1999 et 2026 selon le type de technologie utilisé. Lors d'un court-circuit, les SERMO ne se comportent pas comme des centrales conventionnelles en raison de la contribution des onduleurs.

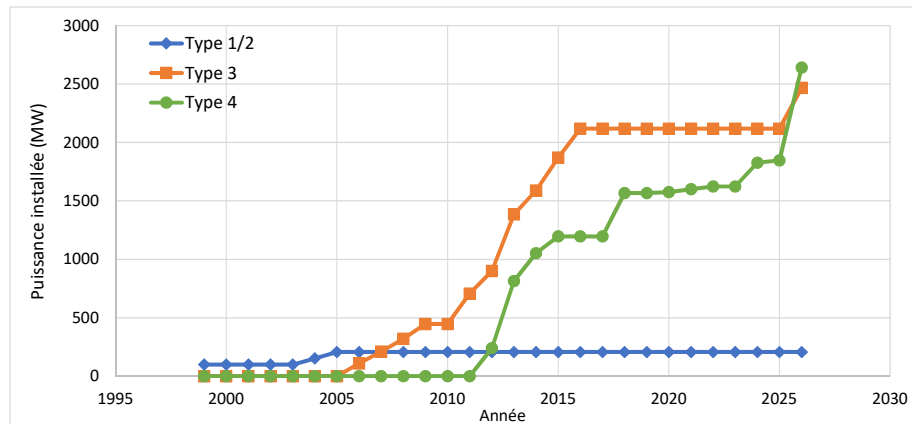


FIGURE 1.2 – Puissance éolienne cumulative installée au Québec par type d'éolienne [2]

1.2 Problématique

Depuis leur création, les réseaux électriques sont devenus des systèmes très complexes. De plus, la génération, le transport et la distribution de l'électricité nécessitent l'emploi d'équipements très onéreux. Ainsi, leur protection en cas courts-circuits engendrant de forts courants est donc capitale. Pour éviter des coupures involontaires, les systèmes de protection doivent être fiables et sécuritaires, c'est-à-dire assez sensibles pour détecter les anomalies et n'ouvrir le circuit qu'aux bons endroits, limitant ainsi les interruptions.

Parmi les solutions de protection existantes, l'utilisation des protections de distance (ANSI/IEEE #21), aussi appelées protections d'impédance, est largement déployée sur les lignes de transport. En effet, celles-ci permettent une bonne sélectivité indépendamment de la puissance de la source, offrant ainsi une bonne coordination des protections lorsque la contribution aux courants de défaut est variable. Les systèmes de protection utilisent surtout les courants de défaut, car les centrales traditionnelles produisent alors des courants beaucoup plus forts qu'en fonctionnement normal et facilement prévisibles. En revanche, les SERMO entraînent des changements majeurs dans le fonctionnement des réseaux [3–10]. En effet, ces nouvelles sources d'énergie réagissent aux courts-circuits d'une manière très différente des centrales traditionnelles, ce qui complique la détection des défauts. Par exemple, on peut noter leur contribution aux courants de défaut nettement plus faible et souvent non linéaire [3–8], ainsi que la diminution de la stabilité du réseau en raison de leur faible inertie [3, 9, 10]. Plus de détails seront expliqués aux chapitres 2 et 3.

Enfin, les protections de distance actuelles ne sont plus adaptées au comportement des réseaux modernes. Toutefois, il est primordial d'assurer la protection de ceux-ci en tout temps, c'est-à-dire de pouvoir détecter toute situation anormale et problématique et de pouvoir interrompre la circulation d'électricité dans de tels cas. Les réseaux doivent donc être équipés de systèmes adéquats pour assurer leur fiabilité. Par conséquent, il est essentiel que les protections soient adaptées aux nouveaux comportements qu'entraînent les sources SERMO.

1.3 Objectifs

L'objectif principal de ce projet de thèse est de contribuer à garantir la sécurité et la fiabilité des réseaux électriques en s'assurant que leurs protections restent adéquates face aux récentes évolutions observées dans ces systèmes. Ces transformations sont principalement liées à l'augmentation de la production d'électricité provenant de sources d'énergie raccordées au moyen d'onduleurs (SERMO), entraînant des défis uniques lors de la protection des réseaux électriques. Afin d'y répondre, des solutions innovantes sont proposées pour garantir un système fiable et sécuritaire. Pour atteindre cet objectif général, plusieurs sous-objectifs ont été établis :

Sous-objectif 1. Caractériser et modéliser avec précision le comportement d'un réseau électrique réel à forte pénétration d'énergie renouvelable non traditionnelle ;

Sous-objectif 2. Déterminer expérimentalement les limites de performance des systèmes de protection actuels (protection de distance) ;

Sous-objectif 3. Renforcer les systèmes de protection en proposant, à partir d'essais pratiques, des modifications techniques concrètes adaptées aux SERMO :

3a. Améliorer les réponses des systèmes de protection actuels ;

3b. Développer de nouveaux principes et stratégies de protection ;

3c. Proposer des modifications à d'autres parties des réseaux électriques afin d'améliorer les protections actuelles.

1.4 Méthodologie

1.4.1 Méthodologie pour le sous-objectif 1

La méthodologie suivie pour la première étape repose sur la modélisation détaillée avec des valeurs réalistes des différentes configurations de lignes électriques à l'aide d'outils de simulation tels qu'ETAP, MATLAB, et principalement le logiciel de simulation électromagnétique transitoire EMTP. Le réseau des régions du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie a été retenu en raison de son fort taux d'intégration de production éolienne [2]. Des essais de courts-circuits en régime transitoire ont ensuite été menés dans EMTP afin de pouvoir évaluer les réponses du système de protection en fonction du type de défaut (triphasé (3L), monophasé à la terre (LG), monophasé à la terre avec résistance de 30Ω (LG30), biphasé (LL), biphasé à la terre (LLG)), de la position du défaut sur la ligne (aux deux extrémités), ainsi que du niveau de contribution des parcs éoliens (incréments de 10% de fonctionnement) selon différentes charges (estivale et hivernale).

1.4.2 Méthodologie pour le sous-objectif 2

Dans un second temps, des essais pratiques ont été réalisés à partir des réponses transitoires obtenues précédemment, en les injectant dans des relais de protection de distance commerciaux. Des essais ont été effectués avec et sans l'utilisation de téléprotection, dans le but d'observer le comportement de ces dispositifs face à des défauts simulant des conditions dites « réelles ». Ces observations ont permis d'identifier, de classer et de quantifier les limites de performance des systèmes de protection actuels dans divers scénarios de défaut.

1.4.3 Méthodologie pour le sous-objectif 3

Dans cette troisième étape, la méthodologie suivie est, premièrement, d'évaluer expérimentalement si des ajustements des paramètres des protections existantes peuvent améliorer leur performance face aux particularités des SERMO. Plusieurs ajustements ont été testés et validés à l'aide d'essais sur des relais de protection commerciaux. Ensuite, de nouveaux principes et stratégies de protection ont été développés et validés par des essais pratiques afin de mieux détecter les anomalies électriques dans les réseaux à forte pénétration d'énergies renouvelables raccordées au moyen d'onduleurs. Finalement, des propositions de modifications techniques à d'autres parties du réseau permettant de renforcer les systèmes de protection ont été formulées et validées expérimentalement.

1.5 Originalité

L'originalité de ce sujet de thèse réside dans la proposition de nouvelles solutions visant à améliorer la protection des réseaux en présence de sources d'énergie renouvelable non conventionnelles reposant sur des convertisseurs de puissance. Celles-ci doivent garantir une bonne fiabilité ainsi qu'une sélectivité efficace. L'approche proposée, combinant l'adaptation des protections existantes (sous-objectif 3a), le développement de principes innovants (sous-objectif 3b) et la formulation de considérations techniques concrètes (sous-objectif 3c), offrira des moyens de protection à plusieurs niveaux. Ces moyens pourront être déployés par la mise à jour des dispositifs actuels, lors de la conception des futurs systèmes de protection ou dès l'intégration des nouvelles sources.

De plus, l'intégration d'un large volet expérimental basé sur l'utilisation de relais de protection commerciaux et d'un réseau réel de grande envergure renforce l'originalité du sujet, en permettant une validation concrète et réaliste des solutions proposées. Cet aspect est pourtant souvent négligé dans les projets de recherche en protection, en raison des contraintes liées à l'infrastructure requise.

Les retombées potentielles sont significatives. D’une part, ce projet propose des solutions concrètes et réalisables par les ingénieurs en protection pour renforcer la fiabilité et la stabilité des réseaux modernes, tout en limitant les investissements nécessaires. D’autre part, il facilite l’intégration des énergies renouvelables, soutenant ainsi les objectifs de la transition énergétique. Enfin, ce projet initie un nouvel axe de recherche à l’UQAC, positionnant l’université comme un acteur émergent dans le domaine de la protection des réseaux électriques, avec des retombées positives en matière de formation supérieure, d’innovation et de collaboration industrielle.

1.6 Structure de la thèse

Le chapitre 2 est consacré à une revue de la littérature afin de recenser les différents défis liés à la protection des lignes lors de l’intégration de sources à convertisseurs de puissance. De plus, des stratégies de protection ainsi que différentes méthodes d’atténuation visant à améliorer la fiabilité des dispositifs de protection y sont présentées.

Le chapitre 3 présente un rappel des différentes technologies éoliennes, principalement celles de type 3 et 4, ainsi que le comportement des SERMO en situation normale et en cas de court-circuit. Finalement, une introduction à la protection de distance est présentée.

Le chapitre 4 porte tout d’abord sur la méthodologie employée. Ensuite, le développement du modèle numérique EMTP du réseau à forte pénétration de SERMO de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent est présenté. Pour ce faire, la modélisation des lignes, des charges, des transformateurs et des différents parcs éoliens est présentée. L’intégration des parcs éoliens a été réalisée en respectant les exigences techniques de raccordement de centrales au réseau de transport d’Hydro-Québec [11], et leurs comportements en court-circuit est cohérent avec le standard IEEE 2800-2022 [12]. Finalement, ce chapitre présente également la mise en place du montage physique réalisé pour les essais pratiques ainsi qu’une procédure permettant d’obtenir des fichiers de simulation utilisables par ce banc d’essai.

Le chapitre 5 commence par l'identification des lignes étudiées, puis présente les résultats pratiques obtenus avec une protection de base. Cette protection initiale n'a pas été adaptée pour tenir compte des particularités liées aux SERMO. Finalement, les causes des mauvaises opérations des protections liées à la présence des SERMO sont identifiées, classées et quantifiées.

Le chapitre 6 est consacré à la présentation de plusieurs études théoriques issues de questionnements survenus suite aux essais pratiques du chapitre précédent. Notamment l'étude de l'influence d'une source de courant homopolaire sur le courant de terre, l'aveuglement des protections de distance et la divergence des courants de ligne lors de défauts biphasés et biphasé-terre.

Le chapitre 7 présente différentes propositions visant à améliorer la fiabilité et la sécurité des protections de distance. Premièrement, la téléprotection est abordée pour renforcer les protections existantes. Ensuite, une nouvelle protection adaptée est développée afin d'améliorer la sécurité lors d'une variation de fréquence. Enfin, des modifications majeures à d'autres parties du réseau, permettant d'améliorer la détection des défauts par les systèmes de protection, sont présentées et validées.

Finalement, le chapitre 8 présente la conclusion du travail, ainsi que des recommandations pour améliorer les protections de distance en présence de SERMO et pour de futurs travaux de recherche.

CHAPITRE 2

REVUE DE LA LITTÉRATURE

2.1 Introduction

Le domaine de recherche sur le comportement et la protection des réseaux électriques modernes à haut taux de pénétration d'énergie renouvelable est relativement jeune, mais il fait l'objet de travaux par plusieurs auteurs, et par divers comités de travail [3–5, 13]. Jusqu'à présent, de nombreuses méthodes d'atténuation et des critères d'intégration des énergies renouvelables ont été proposés. Cependant, peu de solutions ont été proposées pour identifier les situations anormales dans les réseaux comprenant des sources à convertisseurs de puissance.

Ce chapitre a comme objectif de faire le point sur les connaissances acquises à ce jour concernant le comportement des systèmes de protection en présence de sources SERMO. Cela afin d'identifier les principaux paramètres pouvant influencer le fonctionnement des systèmes de protection. Une attention particulière a été portée sur les protections de distance employées sur les lignes de transport, car celles-ci sont au cœur de cette recherche doctorale.

2.2 Défis de protection des lignes lors de l'intégration des sources avec convertisseurs

2.2.1 Sélectivité des protections avec une ligne en dérivation

Il est souvent plus économique d'ajouter les nouvelles sources d'énergie renouvelable en dérivation sur les lignes électriques existantes que d'ajouter de nouvelles lignes dédiées. Pourtant, cette configuration de réseau, habituellement évitée, complexifie le fonctionnement des protections. En effet, l'intégration d'une troisième source en dérivation induit un aveuglement des protections de surintensité et de distance, nuisant à leur sélectivité.

Afin d'illustrer le phénomène d'aveuglement, prenons l'exemple de la **figure 2.1** avec une source en dérivation. La protection principale de la ligne est une protection de distance (section 3.3). Ce type de protection se base sur la mesure de l'impédance apparente de la ligne vue du relais qui est déduite des mesures simultanées de la tension et du courant. Celle-ci étant directement proportionnelle à sa longueur et non à l'intensité du courant la traversant, il est possible d'ajuster la portée (zone) de protection à partir d'une valeur d'impédance. La **figure 2.2a** montre l'impédance mesurée par le relais situé au disjoncteur DL2 lors d'un défaut au long de la ligne principale sans l'ajout de la dérivation. Tandis que la **figure 2.2b** montre l'impédance mesurée après l'ajout de la dérivation.

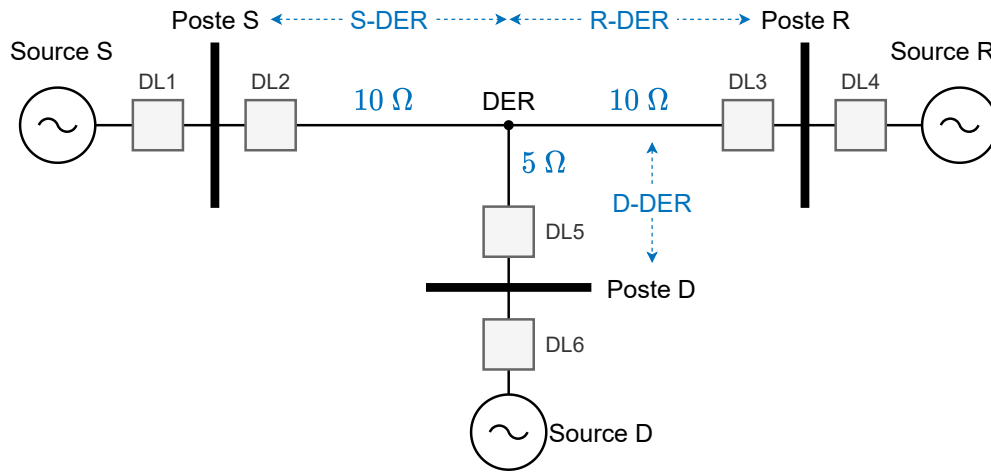


FIGURE 2.1 – Schéma simple d'une ligne à trois terminales

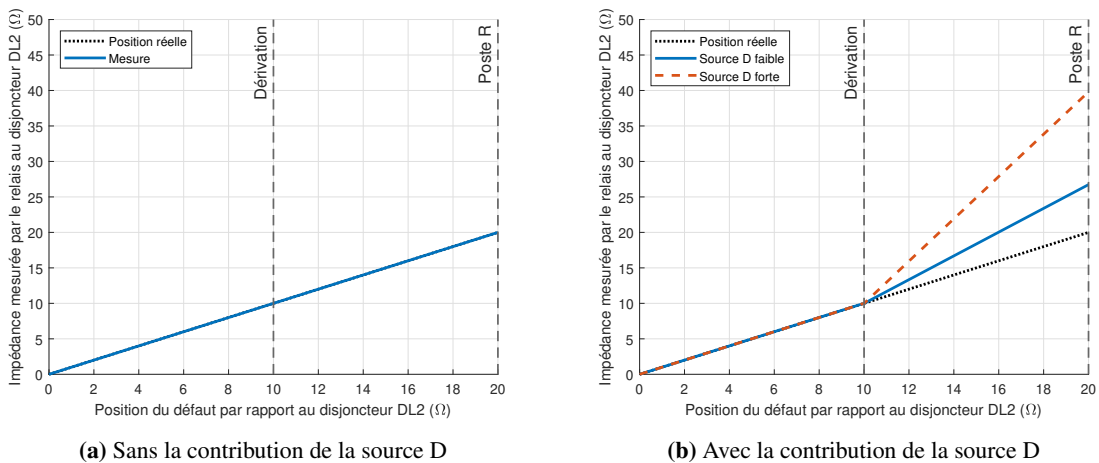


FIGURE 2.2 – Impédance mesurée et position réelle du défaut

On remarque rapidement que l'impédance mesurée lors d'un défaut après la dérivation est supérieure à l'impédance de la position réelle attendue. Ceci se traduit par un aveuglement de la protection (le relais de protection considère le défaut plus loin qu'il est en réalité), ce qui peut mener à un non-déclenchement du disjoncteur. De plus, on remarque que l'intensité de la source en dérivation amplifie le phénomène d'aveuglement.

La **figure 2.2** fait apparaître un second défi à considérer lors de l'ajustement des zones de protection dans le cas d'une ligne en dérivation. En temps normal, il est d'usage d'ajuster la protection instantanée afin de couvrir 80% de la longueur de la ligne [14]. Dans cet exemple, cela correspond à 16 Ω . Cependant, en faisant cela, le relais regarde maintenant derrière la limite de la ligne menant à la source D. Ainsi, un défaut à l'intérieur d'un parc éolien ou dans son poste électrique pourrait causer de mauvais déclenchements aux extrémités de la ligne.

Méthodes d'atténuation proposées dans la littérature

La solution proposée par le groupe de travail CIGRÉ SC34-WG04 [15] consiste à réduire la portée des protections instantanées à 80% de la section à protéger et de la plus petite section adjacente. Par exemple, pour la protection instantanée du relais au disjoncteur DL2 dans la **figure 2.1**, elle devrait être ajustée à 80% des segments S-DER et D-DER, soit 12 Ω . Il faut alors se fier davantage à la téléprotection pour assurer une protection instantanée sur une plus grande partie de la ligne. En cas de défaillance du signal de communication, les gradins plus étendus (par exemple, les gradins 2 et 3) doivent être utilisés, mais leurs ajustements doivent prendre en compte l'effet d'aveuglement (impédance plus élevée) et la nécessité d'une plus grande temporisation pour éviter les déclenchements pour des défauts hors zone. Une seconde solution proposée par [14, 15] est d'utiliser des protections différentielles (ANSI/IEEE #87). Cependant, si la distance à protéger est trop importante, l'installation du système de communication peut ne plus être économiquement viable.

2.2.2 Contribution non conventionnelle aux courants de défaut

L'un des aspects particuliers aux sources à base de convertisseurs de puissance est leur variation rapide de leur contribution aux courants de défauts. En effet, contrairement aux grandes sources conventionnelles avec des machines synchrones, où leur contribution en cas de défaut dépend des paramètres de la machine et peut être décrite en trois périodes différentes (subtransitoire, transitoire et régime permanent) [16], les SERMO entièrement contrôlées vont avoir une augmentation rapide après l'apparition du défaut jusqu'à 2,5 pu ou moins, puis chuter rapidement jusqu'à une valeur près du courant nominal (1,1-1,5 pu [4, 6–8, 17, 18]).

Le défi lié à cette variation de la contribution survient dans le cas des protections instantanées, c'est-à-dire les protections de surintensité sans temporisation (ANSI/IEEE #50). Il n'y a pas de standard pour la durée de la période transitoire. Néanmoins, elle se situe généralement entre un demi et deux cycles et c'est justement lors de cette période que les protections instantanées opèrent. Il y aura donc une course entre la protection et le système de contrôle qui est difficile à prévoir sans le modèle précis de la source SERMO [3, 19].

2.2.3 Mode zéro puissance

Un certain nombre de sources connectées via un onduleur cessent complètement leur contribution lorsque le système de contrôle identifie une situation anormale. Le problème de ce mode opératoire réside dans le fait que les protections contre les surintensités ne peuvent pas discerner le défaut, car il n'y a pas de contribution du tout. De même, les protections de distance pourraient aussi ne pas fonctionner, car elles requièrent souvent un courant minimal pour s'activer [3]. Il est à noter que cette dernière particularité est également à prendre en compte lorsque la source contribue à faible puissance de court-circuit (par exemple 1,1 pu).

Méthodes d'atténuation proposées dans la littérature

La première solution, généralement exigée par les codes et normes [11, 12, 20], est d'éviter ce mode lors de la conception des systèmes de contrôle (exigences de tenue à basse tension). Une autre possibilité est d'utiliser les deux premiers cycles pour détecter le défaut avant la chute de courant. Cependant, cela revient au cas précédent de la course entre la protection et le système de contrôle qui est difficile à prévoir.

2.2.4 Variation du niveau de puissance

Une particularité des SERMO est que la puissance produite de la source dépend des conditions climatiques. En effet, les parcs éoliens peuvent s'étendre sur plusieurs kilomètres et sont constitués de plusieurs génératrices. Ce nombre peut varier de quelques unités à plusieurs centaines. Dépendant des conditions actuelles dans chacune des localisations, il se peut qu'une partie du parc ne soit pas en service [21]. Tandis que les parcs solaires photovoltaïques (PV) ne contribuent pas durant la nuit. Habituellement, les protections sont ajustées en considérant les courants maximaux et minimaux en court-circuit [14]. Dans le cas d'un grand parc éolien ou d'une centrale photovoltaïque, la puissance de court-circuit peut donc varier considérablement en fonction du nombre de sources en service ou de la quantité d'énergie primaire disponible (vitesse du vent ou présence du soleil).

Méthodes d'atténuation proposées dans la littérature

Une solution à cette problématique est d'établir différents modes de configuration selon le niveau de puissance en service, cela peut se faire adaptativement [22–26]. Par exemple, Altaf et al. [22] proposent l'utilisation d'un relais de surintensité adaptatif en fonction du niveau de puissance au point commun de raccordement, l'algorithme décisionnel prend également en compte si la source est en îlotage. Une seconde solution serait d'utiliser une protection différentielle. Cependant, tel que mentionné précédemment, l'implantation de celle-ci est parfois trop coûteuse.

2.2.5 Polarisation des protections de distance

Afin d'identifier adéquatement l'emplacement d'un défaut, les protections de distance nécessitent d'avoir un angle de référence pour connaître la direction de celui-ci. Cet angle doit être suivi suffisamment longtemps pour permettre l'élimination du défaut. Afin de fournir ce cadre de référence, la polarisation à séquence directe de tension avec mémoire est généralement utilisée [27]. L'inconvénient est que cette méthode se base sur le principe que les gros alternateurs synchrones ne peuvent pas subir un changement important et rapide d'angle et de fréquence durant un court-circuit en raison de leur grande inertie [27, 28]. Cependant, ce phénomène n'est pas nécessairement vrai pour les réseaux à grande pénétration d'énergie renouvelable à base de convertisseurs de puissance. Ces convertisseurs statiques ont une faible inertie qui permet une plus grande variation de fréquence durant un court-circuit. Plus la déviation de fréquence est importante, plus l'écart entre l'angle réel et l'angle dans la mémoire se développera rapidement. Cette différence peut éventuellement faire en sorte que le relais considère le défaut comme étant arrière, au lieu d'être avant et vice-versa. Cela peut avoir comme conséquence d'obtenir un faux ou un non-déclenchement du disjoncteur.

De plus, la polarisation avec mémoire dépend de l'impédance de la source ($\vec{Z}_s$) en arrière du relais. Ainsi, lors d'un défaut avant, la caractéristique avec mémoire s'agrandit par rapport à l'auto-polarisation offrant l'avantage d'une plus grande portée résistive [3, 27–29], telle que présentée à la **figure 2.3**, et cela est dû aux différents niveaux de tension en jeu. La mémoire utilise la tension avant le court-circuit pour former un cercle plus grand, puis diminue lorsque la tension dans la mémoire diminue. Le défi lié à cette caractéristique est dû à l'angle de cette impédance de source. En effet, pour une SERMO, celle-ci ne sera pas nécessairement inductive (arrière sur le 3e quadrant). La forte expansion dans un autre quadrant peut entraîner la protection de distance à considérer le défaut trop près ou trop loin [30].

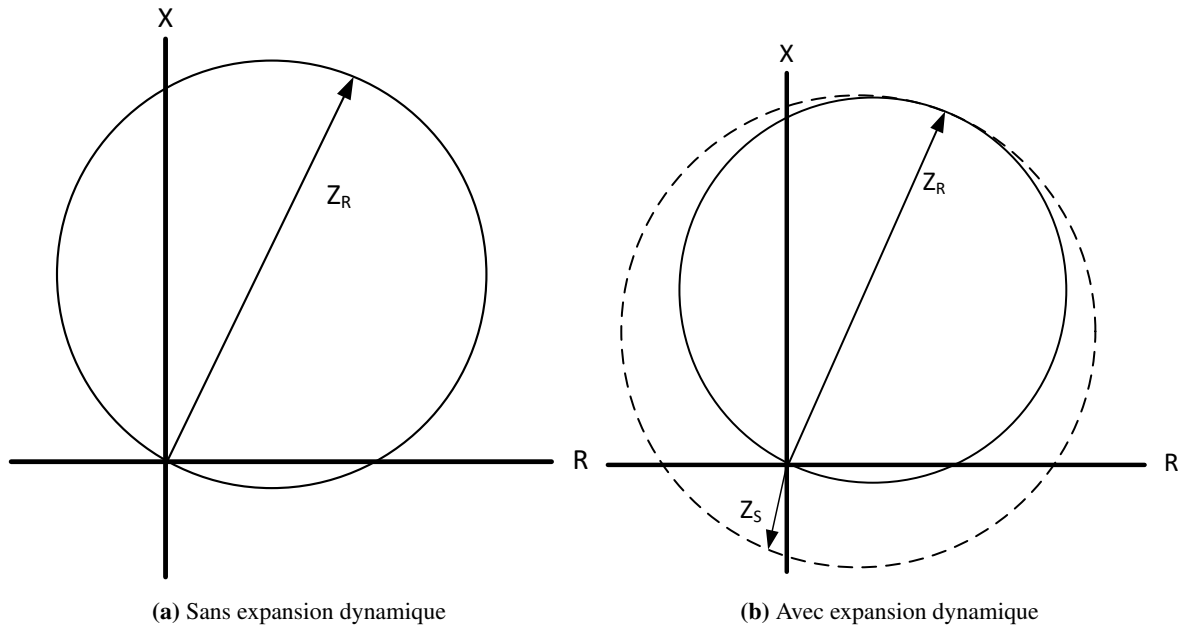


FIGURE 2.3 – Polarisation de la caractéristique MHO ©2016 IEEE [30]

Méthodes d'atténuation proposées dans la littérature

Haddadi et al. [28] ont réalisé une étude sur le comportement des protections de distance en présence de SERMO. Ils ont observé les défis pouvant causer de mauvaises opérations des relais mentionnés plus haut. Par la suite, ils ont proposé des recommandations sans toutefois vérifier leur viabilité. Ils proposent de compenser numériquement la différence d'angle de la mémoire et de forcer l'autopolarisation si l'écart devient trop important. L'avantage de ces deux propositions est qu'elles ne nécessitent pas de nouvelle fonction dans les relais et peuvent donc être ajoutées sur des protections numériques déjà installées.

Kasztenny [27] a proposé une protection de distance sans utiliser la polarisation avec mémoire. Pour ce faire, il utilise une caractéristique QUAD avec un décalage vers le bas pour permettre la détection des défauts près du relais. Cependant, ce décalage fait perdre à la protection son caractère directionnel. Pour remédier à cette situation, il suggère une vérification de la direction du défaut par un élément directionnel homopolaire, une vérification du taux de changement et une nouvelle logique de blocage en cas de défaut arrière. Cette dernière est une nouvelle méthode de supervision pour les

éléments de distance qui consiste à envoyer un signal de blocage au relais plus près du défaut afin de lui suggérer que le défaut est arrière. Par la suite, le relais confirme la direction avec un élément de sous-tension.

2.2.6 Contribution non conventionnelle de la séquence inverse

Les codes électriques n'incluent généralement pas de critère pour la contribution de la séquence inverse de courant par les SERMO [4]. Ainsi, dépendamment du système de contrôle utilisé, les éoliennes de type 4 et les sources photovoltaïques contribuent de façon très limitée à la séquence inverse peu importe le type de défaut [3, 31]. Cela pose un risque de fiabilité lorsque des éléments de supervision de surintensité ou de surintensité directionnelle à séquence inverse sont utilisés (ANSI/IEEE #50Q/51Q et #67Q) [31]. Certains relais ont besoin d'une contribution de courant inverse de l'ordre de 10% de la séquence directe pour opérer [3].

Méthodes d'atténuation proposées dans la littérature

L'une des solutions proposées est d'imposer aux fabricants d'inclure une contribution à la séquence inverse. Cependant, la contribution de courant proposée par l'équipe de travail [3] est limitée par les limiteurs de courant dans les convertisseurs, ce qui ne garantit pas le bon fonctionnement des protections. Par exemple, pour une SERMO avec une limite de 1,2 pu et qui injecte déjà 1,0 pu de séquence positive pour soutenir la tension, seule une contribution de 0,2 pu de séquence inverse est possible.

Une autre solution serait d'obliger l'intégration des énergies renouvelables à travers un transformateur étoile-triangle (Yd) comme le fait déjà BC Hydro [20]. Ce transformateur va agir comme une source de courant homopolaire en cas de défaut vers la terre. Ainsi, il est possible de détecter les défauts à la terre à partir de cette contribution au lieu d'utiliser la séquence inverse [15]. Évidemment, cette solution ne fonctionne pas en cas de défaut impliquant uniquement des phases (triphase ou biphasé), car ces types de défaut ne génèrent aucun courant homopolaire.

2.2.7 Îlotage involontaire

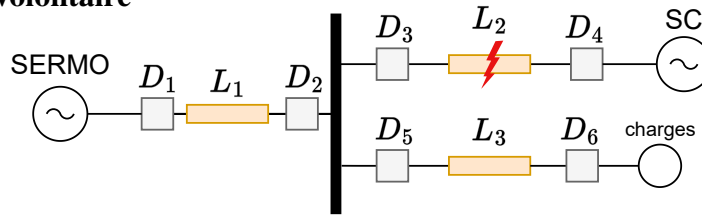


FIGURE 2.4 – Alimentation en îlotage des charges par la SERMO

Afin d'illustrer l'îlotage, considérons le réseau présenté à la **figure 2.4**. En régime normal, les charges sont alimentées par la source conventionnelle (SC) et par la SERMO. En cas de défaut permanent sur la ligne L_2 , une fois celui-ci isolé par les disjoncteurs D_3 et D_4 , les charges ne seront alors alimentées que par la SERMO, formant ainsi un micro-réseau. Cette configuration peut compromettre la stabilité du réseau, notamment en tension et en fréquence, surtout si la source présente une faible inertie, ce qui peut endommager les équipements [9, 10, 15]. Par ailleurs, lors du réenclenchement de la ligne, la synchronisation est plus difficile, car la fréquence du poste ne peut être ajustée. Il faut alors couper la SERMO, réalimenter par le poste, puis la réenclencher.

Méthodes d'atténuation proposées dans la littérature

Hydro-Québec exige actuellement des protections anti-îlotages de type sous-tension et surtension (ANSI/IEEE #27 et #59), sous-fréquence et surfréquence (ANSI/IEEE #81U et #81O) et permet également une protection active en supplément pour les sources à bases d'onduleurs [32, 33]. Les SERMO modernes ont généralement ce type de protection pour couper leur contribution en cas d'îlotage involontaire.

2.2.8 Oscillation de puissance et perte de synchronisme

Accélération du taux de changement

Une variation de puissance causée par l'ajout ou la perte d'une charge sur une ligne va changer l'écoulement de puissance et une oscillation va se développer [34]. Ces oscillations sur la puissance et sur la tension sont alors vues par les relais de distance comme des variations d'impédance [35]. Cette oscillation peut entrer dans les caractéristiques des zones de protection, et si celle-ci reste suffisamment longtemps un faux déclenchement peut survenir [36]. Il est donc nécessaire de faire la différence entre ces situations.

La solution généralement utilisée est le blocage (« Power Swing Blocking », PSB) [14, 35, 36]. Cette protection utilise des caractéristiques additionnelles et des minuteries pour évaluer le taux de changement de l'oscillation. Le type d'oscillation est identifié en fonction du temps nécessaire afin d'entrer dans les différentes caractéristiques (s'il y a lieu).

Cette méthode d'identification est basée sur l'utilisation des machines ayant une grande masse tournante. Pour celles-ci, leurs fortes inerties limite l'accélération et la décélération rapide de la machine et cela se traduit par un taux de variation lent de l'impédance mesurée. Tandis que pour un court-circuit, le taux de variation est beaucoup plus rapide et est principalement limité par le taux d'échantillonnage du relais [36]. La minuterie est donc ajustée en ce sens en tenant compte de l'impossibilité des machines tournantes à arrêter instantanément. Cependant, dans le cas des sources non conventionnelles à faible inertie, l'oscillation peut être largement plus forte et le temps nécessaire permettant de traverser les caractéristiques MHO est donc plus court. La **figure 2.5** est une représentation de ce scénario.

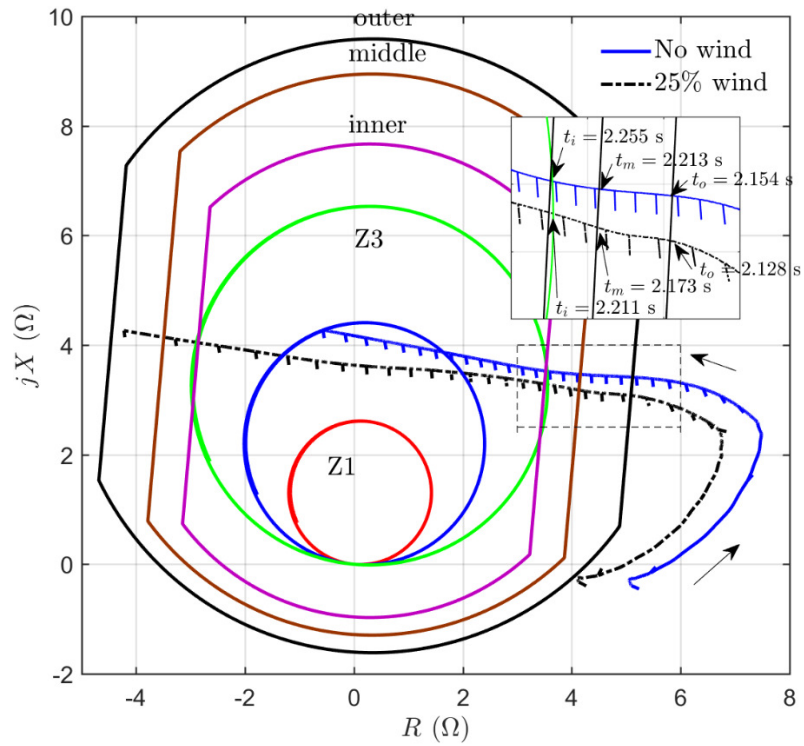


FIGURE 2.5 – Trajectoire d'oscillation d'impédance avec 0% de génération avec SERMO (ligne bleue) et avec 25% (ligne pointillée noire) ©2019 IEEE [36]

Méthodes d'atténuation proposées dans la littérature

Le groupe de travail de l'IEEE [3], à la suite de l'étude de [36], propose les méthodes d'atténuation suivantes :

1. Réduire le temps de la minuterie ;
2. Ajuster la caractéristique centrale plus près de celle intérieure ;
3. Une combinaison des deux propositions.

Cependant, il faut faire attention lors de l'ajustement de la minuterie afin que le relais ne considère pas un court-circuit comme étant une oscillation de puissance (minuterie trop courte). De plus, il faut également porter une attention particulière lors de l'ajustement des caractéristiques afin de ne pas empiéter sur les zones des protections de distance. C'est-à-dire, la caractéristique intérieure doit être à l'extérieur de la plus grande zone.

Jalilian et al. [37] traitent un cas particulier où un défaut phase-terre survient au moment qu'une oscillation de puissance liée à une ouverture d'une phase est déjà présente. Ils ont montré qu'une forte pénétration d'énergie renouvelable à base de convertisseur de puissance (éolienne de type 3 dans leur cas) augmente le délai avant la fermeture des disjoncteurs en raison du couplage entre la phase en défaut et les phases saines. Leur approche afin d'identifier les oscillations de puissance et les défauts vers la terre est basée sur la mesure des valeurs moyenne et efficace du courant homopolaire dans le réseau. Bien que leur solution améliore la fiabilité et la sécurité des protections, rien n'est mentionné quant à son utilisation en présence de SERMO à convertisseur de pleine puissance auquel la contribution homopolaire est nulle.

Changement de la trajectoire de l'oscillation

En présence des SERMO, l'impédance mesurée change de trajectoire lors d'une oscillation de puissance telle que montrée à la **figure 2.6**. Cela est dû à leur contribution qui s'ajuste selon le système de contrôle. Autrement dit, cet ajustement entraîne une variation d'impédance de source dans le modèle équivalent de Thévenin. Ainsi, sans une étude de stabilité avec le modèle précis du SERMO, une oscillation stable d'une source à faible inertie peut être considérée instable pour un ajustement des protections basées sur une source conventionnelle [3,36]. Cette mauvaise identification peut causer de faux déclenchements de la fonction de perte de synchronisme (« Out-of-Step Tripping », OST) [3,36] qui détecte une oscillation instable lorsque l'impédance traverse la caractéristique interne.

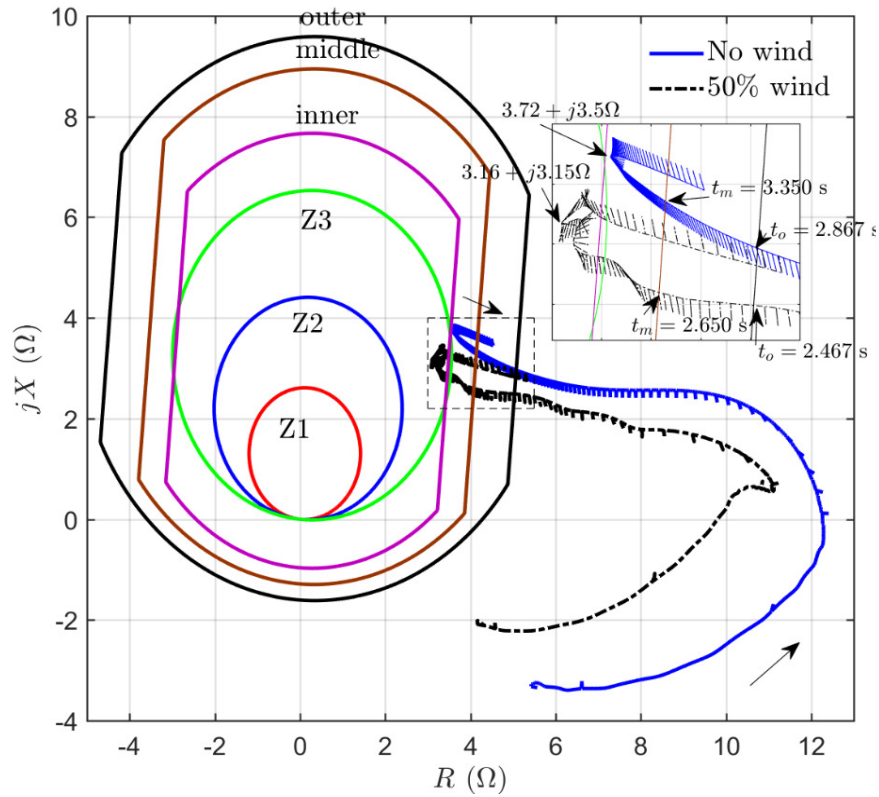


FIGURE 2.6 – Trajectoire d'impédance pour une oscillation de puissance sévère et stable avec 0% de génération avec SERMO (ligne bleue) et avec 50% (ligne pointillée noire) ©2016 IEEE [36]

Méthode d'atténuation proposée dans la littérature

Si le modèle précis du SERMO n'est pas disponible pour réaliser une étude de stabilité approfondie, la solution proposée par le groupe de travail [3] en accord avec [36] est d'utiliser des caractéristiques permettant de réduire la portée résistive de la fonction OST. Celles-ci peuvent être par exemple des caractéristiques QUAD.

2.2.9 Oscillation subsynchrone en présence de SERMO

Les lignes compensées série entraînent des phénomènes transitoires à prendre en compte lors de l'ajustement des protections [14, 15]. L'ajout de sources à convertisseurs de puissance génère de nouveaux phénomènes involontaires, notamment des oscillations subsynchrones causées par l'interaction des éoliennes de type 3 avec ces lignes [3, 9, 38–42]. De même, les SERMO, incluant les éoliennes

de type 3 et 4 ainsi que les sources d'énergie photovoltaïque, peuvent causer des oscillations à faible fréquence entraînant des bris d'équipement et des pertes de charge lorsqu'ils interagissent avec des réseaux faibles [38, 41].

L'un des défis est que les relais fonctionnent généralement en utilisant la fréquence fondamentale suite à une analyse de Fourier. La **figure 2.7** montre ce type d'analyse avec le phénomène à faible fréquence. Dans cet exemple, on remarque une amplitude plus élevée à environ 22,5 Hz, qui pourrait ne pas être détectée si le relais ne considère que la fréquence fondamentale.

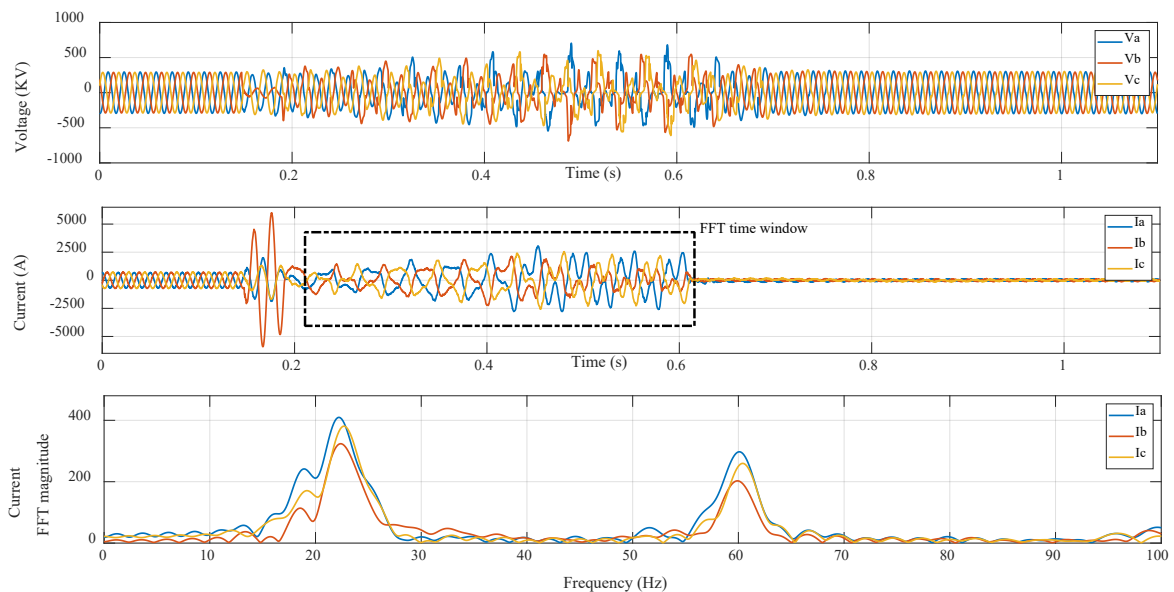


FIGURE 2.7 – Réponse transitoire et fréquentielle en présence de sources d'énergie à base de convertisseurs
©2020 IEEE [3]

Méthode d'atténuation proposée dans la littérature

La fréquence et l'amplitude de ces oscillations sont difficiles à prévoir, car elles dépendent du nombre de génératrices en service, de la vitesse du vent et de l'état du réseau [40]. Chang et al. [41] ont passé en revue les oscillations subsynchrones observées dans les réseaux. Des oscillations de 3 à 37 Hz ont été rapportées et, dans la plupart des cas, atténuées en ajustant le contrôle des SERMO ou en augmentant la capacité de transfert du réseau par l'ajout d'une nouvelle ligne. Une autre solution consiste à installer des filtres pour bloquer certains harmoniques [14].

Les trois propositions précédentes consistent à empêcher les oscillations de se produire plutôt que de les détecter et ensuite de les interrompre. Cependant, [14, 39, 43] suggèrent tout de même d'installer des relais de protection contre les oscillations subsynchrones comme dernière ligne de défense afin de protéger les équipements en contournant la compensation série ou en déconnectant la source d'énergie. Dans cette optique, Irwin [39] indique que les protections doivent être plus rapides pour ce type d'oscillation que pour les oscillations subsynchrones de machines conventionnelles en raison du comportement entièrement électrique comparé à électromécanique des sources conventionnelles. Perera [43] propose des critères pour l'ajustement des relais en utilisant plusieurs modes de fréquence. Finalement, Li [44] propose une nouvelle méthode de détection rapide pour les oscillations causées par l'interaction des SERMO avec une ligne compensée série en mesurant la demi-onde positive (ou négative), en traitant le signal et en prenant une décision de déclencher ou non la protection.

2.3 Résumé des stratégies de protection

Usama et al. [45], ont publié en 2021 une revue de la littérature sur les stratégies de protection afin d'atténuer l'impact de l'intégration des SERMO sur les réseaux électriques. La **figure 2.8** ainsi que les **tableaux 2.1** et **2.2** sont tirés de leur analyse et résume leur travail.

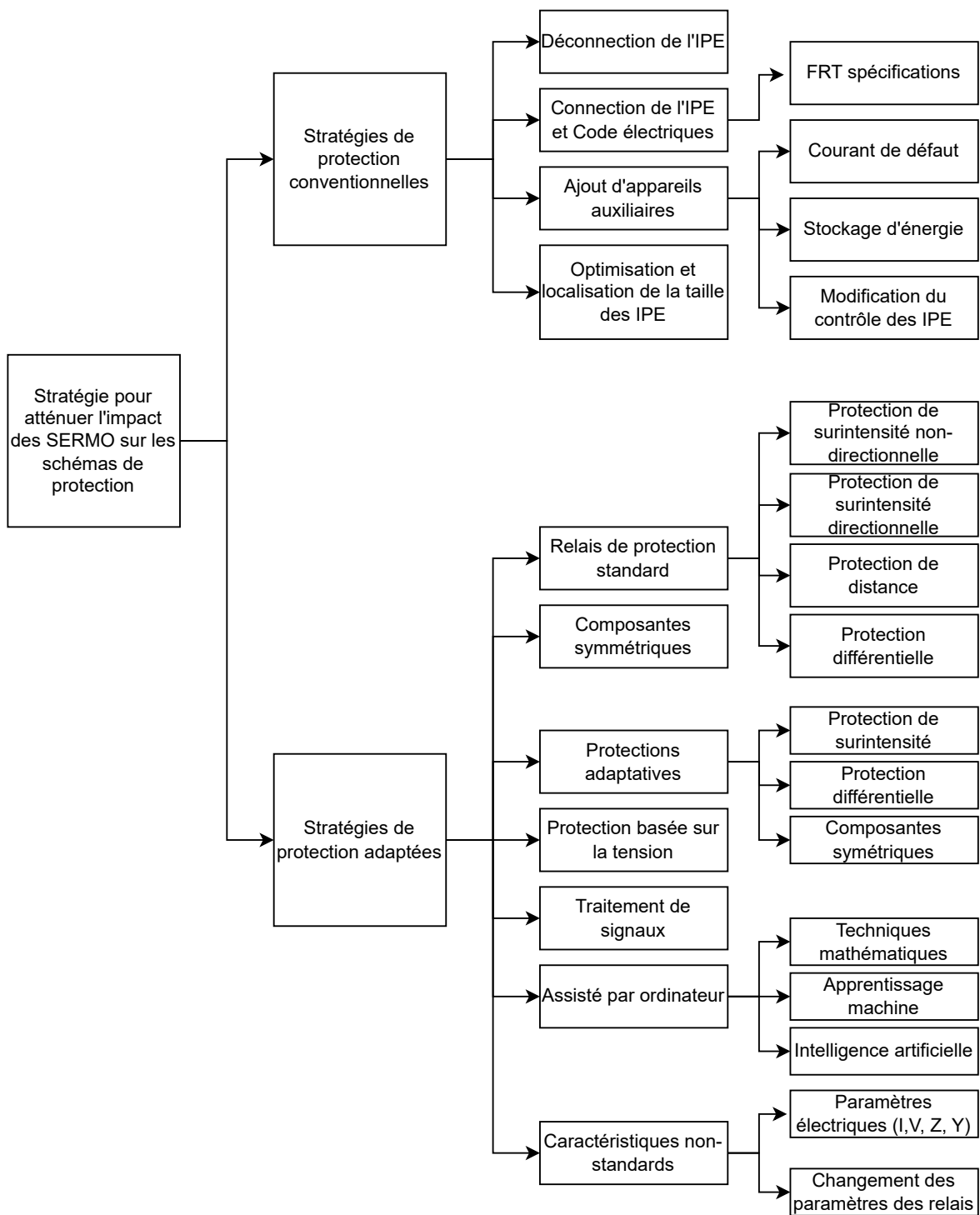


FIGURE 2.8 – Stratégies pour atténuer l’impact de l’intégration des sources d’énergies renouvelables sur les réseaux de distribution [45]

TABEAU 2.1 – Techniques de protection conventionnelles pour les sources de production connectées au réseau de distribution [45]

<i>Stratégies de protection</i>	<i>Principales caractéristiques</i>	<i>Avantages</i>	<i>Désavantages</i>	<i>Coût d'implémentation</i>	<i>Communication</i>
1. Déconnexion de l'IPE lors d'un défaut.	Déconnexion de l'IPE selon IEEE 1547-2003 afin d'éviter le déclenchement de la ligne saine.	1. Technique simple. 2. Prévention de l'ilotage non intentionnel et des déclenchements intempestifs. 3. Pas de canal de communication. 4. Évite le changement de paramètres des relais.	1. Limite l'utilisation de l'IPE. 2. Perturbation des charges en cas d'ilotage. 3. La déconnexion de l'IPE à chaque fois peut réduire la fiabilité du système.	Économique	Non
2. Techniques FRT.	L'IPE reste connecté selon le code électrique. Prévention d'une perte de génération même lorsque la tension est à 0 V (0.15 s).	1. Assure une opération sécuritaire et un retour rapide. 2. Aide à supporter la tension. 3. Protection du personnel.	1. Affecte la topologie du réseau. 2. Coût de fonctionnement élevé pour répondre aux critères FRT. 3. Difficultés lors de la détection des défauts pour les SERMO.	Élevé	Non
3. Méthodes auxiliaires.	Injecte un fort courant de défaut anormal qui peut être détecté par les systèmes conventionnels.	1. Les limiteurs de courant réduisent la contribution de l'IPE. 2. La réponse des équipements de stockage d'énergie est rapide.	1. Le temps de récupération des limiteurs de courant est long. 2. Les limiteurs de courant doivent être redimensionnés avec la modification des IPE. 3. Systèmes de contrôles indirects difficiles.	1. Limiteur de courant - Modéré. 2. Techniques de contrôle - Élevé. 3. Stockage d'énergie - Élevé	Non
4. Optimisation et localisation des IPE.	L'optimisation de la taille de l'IPE maximise la contribution de celle-ci. Minimise les pertes de puissance dans le réseau, améliore le profil de tension.	1. On peut maintenir les paramètres existants. 2. Les protections sont basées sur les mesures locales. 3. Opération stable contre les variations transitoires autres que des défauts.	1. Nécessite un système de contrôle efficace à base de SERMO. 2. La capacité des IPE est limitée par la charge et ne peut pas contribuer davantage de puissance. 3. Restreint la capacité de courant de la ligne en fonction des contraintes de protection.	Économique	Non

TABEAU 2.2 – Techniques de coordination de protection modifiées [45]

<i>Stratégies de protection</i>	<i>Principales caractéristiques</i>	<i>Avantages</i>	<i>Désavantages</i>	<i>Coût d'implémentation</i>	<i>Communication</i>
1. Protection de surintensité non directionnelle.	Déclenche le relais si le courant dépasse un certain seuil.	1. Technique simple. 2. Coordination avec les relais basée sur les niveaux de courant détectés.	1. Aveuglement des protections, mauvais déclenchement. 2. Problème de sélectivité en raison des contributions bidirectionnelles. 3. Îlotage involontaire.	Économique	Non
2. Protection de surintensité directionnelle.	Le relais déclenche si le courant dépasse un certain seuil et dépend également du sens de celui-ci.	1. Fiable et sécuritaire pour les réseaux maillés. 2. Permet de détecter les défauts bidirectionnels afin de garder une bonne sélectivité.	Coût d'installation plus élevé en raison des connexions doubles des TT, TC et disjoncteurs.	Élevé	Non
3. Protection de distance (impédance et admittance).	L'impédance de la source ne change pas avec l'intégration de nouvelles sources et n'affecte pas la portée des protections.	1. Les paramètres de relais demeurent inchangés avec le changement de topologie du réseau.	1. Difficulté de coordination pour les défauts résistifs. 2. Petite gamme de paramètres pour les caractéristiques.	Modéré	Oui
4. Protection différentielle.	1. Meilleure performance pour les contributions bidirectionnelles et pour les défauts à haute impédance. 2. N'est pas affectée par le changement du niveau de court-circuit avec la modification de la topologie du réseau.	1. Bonne sensibilité et sélectivité pour les oscillations de puissance et les défauts externes. 2. Permet de protéger les réseaux radiaux et maillés avec des contributions bidirectionnelles.	1. Les erreurs de mesure de courant et les délais de communication affectent la performance. 2. Coût d'implémentation élevé.	Élevé	Oui
5. Protection de surintensité (composantes symétriques).	Les courants non équilibrés sont divisés en trois composantes (directe, inverse et homopolaire).	1. Permet le déclenchement monophasé pour les défauts déséquilibrés. 2. Intégrée au schéma de protection existant sans modifier les paramètres du relais.	1. La bande passante nécessaire pour le transfert des grandeurs électriques via la communication est élevée. 2. La perte du canal de communication peut avoir des effets indésirables sur le fonctionnement du système.	Élevé	Oui
6. Protection adaptative.	1. Modifie les paramètres des relais en fonction de l'état du système. 2. Possibilité de modifier les paramètres après un changement de topologie du réseau.	1. Système de protection centralisé avec canaux de communication. 2. Modification rapide des paramètres selon la topologie du système. 3. Peut protéger un système avec des techniques de surveillance en temps réel.	1. Les études hors ligne et de panne consomment beaucoup de mémoire pour les grands réseaux maillés. 2. Risque d'échec dû aux réseaux de communication et à l'absence de fonctionnalités d'intégration des IPE.	Très élevé	Oui
7. Protection basée sur les mesures de tension.	Utilise les composantes de séquence de tension pour observer la tension, principalement lors d'un défaut rapproché.	1. Génère une signature électrique lorsqu'un défaut survient dans la zone protégée. 2. Technique flexible de détection des erreurs affectant les performances de protection.	1. Problème de sélectivité en utilisant uniquement la tension pour détecter les défauts permanents. 2. L'implication du contrôle de tension augmente la complexité du problème.	Élevé	Oui

Tableau 2.2 (suite) - Techniques de coordination de protection modifiées [45]

8. Traitement de signaux.	1. Diagnostic de défaut basé sur l'extraction des paramètres électriques. 2. Utilise les ondelettes et les coefficients d'énergie.	1. Moins de charge de calcul que la transformée de Fourier conventionnelle. 2. Détection de défauts à haute impédance. 3. Technique fiable et sécuritaire.	1. Schéma coûteux pour les grands réseaux nécessitant une communication. 2. Fiabilité limitée pour certaines ressources hybrides et délai de déclenchement plus long.	Élevé	Oui
9. Protection avec caractéristiques non standards.	1. Optimisation des paramètres du relais tout en maintenant la forme de la courbe. 2. Utilisation d'une tension comme multiplicateur pour détecter les variations.	1. Réduction du temps de fonctionnement global du relais. 2. Optimisation des paramètres pour un fonctionnement minimal avec bonne coordination. 3. Fonctions de relais plus flexibles. 4. Ne nécessite pas d'infrastructure de communication.	1. Complexité accrue du problème de protection. 2. Risque de mauvais fonctionnement en cas de changements topologiques. 3. Validation pratique limitée.	Modéré	Oui
10a et 10b Méthodes mathématiques et assistées par ordinateur.	1. Fournit les paramètres des relais principal et de secours et maintient le CTI. 2. Offre une solution optimale avec convergence rapide.	1. Résout des problèmes d'optimisation spécifiques. 2. Applicable à différentes conditions de fonctionnement.	1. Complexité élevée. 2. Temps de calcul long et risque de minima locaux.	Économique	Non
10c. Intelligence artificielle.	1. Améliore les performances du relais selon la configuration du réseau. 2. Utilise des méthodes hybrides comme ANFIS.	1. Réduit les erreurs de coordination. 2. Permet de construire les caractéristiques du relais. 3. Temps de réponse rapide.	1. Sensible aux changements opérationnels. 2. Charge de calcul élevée. 3. Coûts de communication accrus.	Modéré	Oui

Finalement, le **tableau 2.3** présente un résumé de la revue de littérature réalisée dans le cadre de cette recherche doctorale. Celui-ci met en évidence une faiblesse concernant les études utilisant des courts-circuits et des relais réels et physiques, et proposant des solutions réalisables dès maintenant par les ingénieurs de protection. De plus, pratiquement aucune recherche n'est réalisée à partir d'un réseau réel et de grande envergure. Enfin, plusieurs s'accordent à dire qu'une meilleure compréhension des phénomènes liés aux SERMO en situation de courts-circuits est pertinente.

TABLEAU 2.3 – Résumé de la revue de la littérature réalisée

Défis de protection liés aux SERMO	[Réf.]	Auteur principal	Année de publication	Recherche Comportement des SERMO	Recherche Protection	Réseau Dist. (D) Tran. (T)	Réseau réel	Courts-circuits simulés	Courts-circuits réels	Relais simulés	Relais réel	Nécessite modification des manufacturiers (relais ou SERMO)	Modification du réseau	Réalizable des maintenant	Développement
Sélectivité des protections avec des sources d'énergie distribuées	[15]	G. Ziegler (SC34-WG04)	1991			T								X	Ajustement des seuils (portées) des protections de distance. N'est pas spécifique aux SERMO.
	[46]	K. Mäki	2005			D	X	X							Démonstration du problème d'aveuglement en présence de sources d'énergie distribuées.
	[47]	F. Glinka	2018		X	D		X							Protection du réseau d'alimentation par fusible déclenché à partir d'un relais de protection.
Contribution non conventionnelle aux courants de défaut	[48]	N. Samaan	2008												Comportement des SERMO en courts-circuits.
	[7]	E. Muljadi	2010	X		T		X							Comportement des SERMO en courts-circuits.
	[6, 49]	R.A. Walling	2011												Comportement des SERMO en courts-circuits.
	[23]	F. Coffele	2015		X	D		X			X			≈	Protection adaptative pour ajuster les seuils de surintensité dynamiquement.
	[24]	D. S. Kumar	2016		X	D		X							Protection adaptative par logique floue pour ajuster les seuils de surintensité dynamiquement.
	[25]	V. A. Papaspiliotopoulos	2017		X	D		X			X			≈	Protection adaptative pour ajuster les seuils de surintensité dynamiquement.
	[22]	M. W. Altaf	2020		X	D		X			X	X			Protection adaptative pour ajuster les seuils de surintensité dynamiquement.
	[50, 51]	R. Chowdhury	2020, 2021		X	T		X			X			X	Ajustement des seuils.
	[52]	B. Kasztenny	2021	X		T			X						Mise en évidence de la contribution non conventionnelle. Suggestions : détection de source faible et fonction 87L.
Mode zéro puissance	[53]	M. Nasiri	2015					X							Validation MATLAB de différentes techniques pour satisfaire LVRT.
	[20]	M. Nagpal (BC Hydro)	2018												Exigences LVRT.
	[11]	Hydro-Québec D-2022-088	2022			T						X			Exigences LVRT.
	[12]	IEEE STD 2800-2022	2022												Exigences LVRT.

Polarisation des protections de distance	[28]	A. Haddadi	2020		X	T		X		X				≈	Démonstrations des problèmes de polarisation. Suggestions de protection (non validées) : Utiliser les éléments auto-polarisés si le déphasage dépasse un certain seuil. Compenser dynamiquement la variation de phase.
	[50, 51]	R. Chowdhury	2020, 2021		X			X			X			X	Ajout d'une minuterie de décrochage pour les gradins temporisés.
	[27]	B. Kasztenny	2022		X			X		X		X	X		Éléments QUAD non-directionnels, éléments directionnels homopolaires, logique de blocage et vérification de sous tension.
Contribution non conventionnelle de la séquence inverse	[52]	B. Kasztenny	2021	X		T		X							Mise en évidence de la contribution non conventionnelle des SERMO. Suggestion de protection : détection de source faible et fonction 87L.
	[20]	M. Nagpal (BC Hydro)	2018			T		X		X		X	X		Démonstration de problèmes réels survenus en lien avec la séquence inverse. Utiliser la séquence homopolaire au lieu de la séquence inverse, nécessite un transformateur YD.
	[50, 51]	R. Chowdhury	2020, 2021		X			X			X			X	Ajustement des seuils.
	[54]	T. Kauffmann	2019	X				X							Développement d'une modèle numérique pour les éoliennes de type 4, onduleur à séquences découplées.
	[31]	A. Haddadi	2021		X	T		X	X		X	X		X	Mauvaises opérations des relais liées à la séquence inverse non-conventionnelle. Contrôle à séquences découplées pour de meilleures performances.
	[11]	Hydro-Québec D2022-088	2022			T									Exigence de courant à séquence inverse afin d'assurer un régime du neutre effectivement mis à la terre.
	[12]	IEEE STD 2800-2022	2022			T						X			Exigence d'injection de puissance réactive de séquence inverse en cas de défaut.
	[55]	S. Brahma	2019	X	X	D		X							Explore le comportement d'un réseau 100% SERMO en îlotage.
Oscillation de puissance et perte de synchronisme	[35]	M.K. Gunasegaran	2015												Présentation des effet des SERMO sur les oscillations de puissance.
	[36]	A. Haddadi	2018	X	X	T		X		X				X	Étude des oscillations de puissance en présence de SERMO. Suggestion d'ajustement des seuils.
	[37]	A. Jalilian	2023		X	T		X		X		X			Développement d'une nouvelle protection de défaut à la terre lors d'une oscillation de puissance.

Oscillation subsynchrone	[39]	G. D. Irwin	2011	X		T		X				X			Présentation d'un contrôleur d'amortissement pour éviter les SSCI.
	[38]	J. Adams	2012	X		T	X								Méthodologie pour les études des oscillations subsynchrones. Étude de cas réel du Texas (ERCOT).
	[40]	L. Wang	2015	X		T	X	X	X			X			Étude et reproduction d'un événement SSR (Chine). Importance du convertisseur du rotor.
	[42]	Y. Li	2020	X		T	X	X	X			X			Étude et reproduction de 3 événements SSR (Texas, USA). Stratégie d'atténuation reposant sur un contrôle supplémentaire GSC est mise en œuvre.

2.4 Conclusion

Ce chapitre a présenté les principaux défis et méthodes d'atténuation identifiés, liés à la protection des lignes électriques en présence de sources d'énergie renouvelable à convertisseurs de puissance (SERMO).

En résumé :

- **Sélectivité des protections** : Les protections de distance et de surintensité peuvent être aveu-
glées par l'ajout de sources en dérivation, compromettant la sélectivité [14, 15, 46, 47].
- **Contribution non conventionnelle aux courants de défaut** : Les SERMO ont une réponse
rapide et variable (2,5 pu initialement, puis 1,1–1,5 pu après 1 à 2 cycles), ce qui affecte les
protections instantanée [4, 7, 48]. Plusieurs protections adaptatives sont présentées [22–25],
quelques méthodes d'ajustement des seuils sont également proposées [50–52].
- **Mode zéro puissance** : Les SERMO peuvent se déconnecter complètement du réseau lors
d'un court-circuit [4, 53]. Toutefois, les protections requièrent souvent un courant minimal pour
s'activer [3]. La première solution, exigée par les normes [11, 12, 20], consiste à éviter ce mode
dès la conception des systèmes de contrôle, en respectant les exigences de tenue à basse tension.
- **Variation du niveau de puissance** : La puissance injectée dépend des conditions climatiques
et du nombre de générateurs en service, entraînant d'importantes fluctuations des courants de
court-circuit. Les méthodes d'atténuation sont principalement des protections adaptatives et
l'ajustement des seuils [20, 24–26, 31, 50–52, 54].
- **Polarisation des protections de distance** : L'angle de référence des relais peut être incorrect
en raison de la faible inertie des SERMO qui vont entraîner une variation de fréquences. Cette
mauvaise polarisation peut provoquer des faux déclenchements ou non-déclenchements. Les
méthodes correctives proposées reposent principalement sur les éléments de distances auto-
polarisés [27, 28] ou sur l'ajout de minuterie pour éviter le décrochage des éléments de distances
[50, 51].

- **Contribution non conventionnelle de la séquence inverse** : Les SERMO injectent peu de courant de séquence inverse, réduisant l'efficacité des protections directionnelles [3, 4, 31]. Le groupe de travail [3] propose d'inclure une contribution à la séquence inverse à partir du système de contrôle des onduleurs. Tandis que BC Hydro [20] exige le raccordement des SERMO à travers un transformateur étoile-triangle (Yd) afin d'utiliser plutôt la séquence homopolaire.
- **Îlotage involontaire** : La continuité de l'alimentation locale par les SERMO peut créer des micro-réseaux instables, risquant des perturbations de tension et de fréquence [9, 10, 15, 55]. Hydro-Québec exige actuellement des protections anti-îlotages de type sous-tension et surtension (ANSI/IEEE #27 et #59), sous-fréquence et surfréquence (ANSI/IEEE #81U et #81O) [32, 33].
- **Oscillations de puissance et perte de synchronisme** : Les variations rapides de puissance des SERMO peuvent être interprétées comme des défauts, entraînant de mauvais déclenchement des fonctions OST/PSB [14, 35–37]. Le groupe de travail de l'IEEE [3], propose les méthodes d'atténuation suivantes : Réduire le temps des minuterics ; Ajuster la caractéristique centrale plus près de celle intérieure et une combinaison des deux propositions.
- **Oscillations subsynchrones** : L'interaction des SERMO avec les lignes compensées série peut provoquer des oscillations à basse fréquence et endommager les équipements [3, 9, 14, 38–42]. Ces oscillations peuvent généralement être atténuées en ajustant le contrôle des SERMO ou en augmentant la capacité de transfert du réseau [41]. Cependant, [14, 39, 43] recommandent d'installer des relais de protection contre les oscillations subsynchrones comme dernière ligne de défense.

Finalement, la revue de littérature réalisée dans le cadre de cette recherche doctorale met en évidence une faiblesse concernant les études utilisant des courts-circuits et des relais réels et physiques. De plus, pratiquement aucune recherche n'est réalisée à partir d'un réseau réel et de grande envergure. Enfin, plusieurs s'accordent à dire qu'une meilleure compréhension des phénomènes liés aux SERMO en situation de courts-circuits est pertinente.

CHAPITRE 3

RAPPELS SUR LE COMPORTEMENT DES DIFFÉRENTS TYPES D'ÉOLIENNES ET SUR LA THÉORIE DES PROTECTIONS DE DISTANCE

3.1 Introduction

L'évolution rapide de l'électronique de puissance a favorisé le développement de nouvelles technologies de production d'énergie renouvelable, principalement les éoliennes et les centrales solaires photovoltaïques, mais également d'autres moyens tels que les hydroliennes et les générateurs à énergie marémotrice. Ainsi, la première partie de ce chapitre a pour objectif de présenter diverses technologies d'éoliennes en régime de fonctionnement normal et en situation de court-circuit, tout en portant une attention particulière à celles raccordées au moyen d'onduleurs (SERMO), qui constituent le cœur de cette thèse.

Ensuite, la deuxième partie introduit le fonctionnement des protections de distance, constituant les bases théoriques fondamentales nécessaires à la suite de cette thèse. Cette section présente les principes de base du calcul d'impédance, les zones de protection (ou gradins), ainsi que les différentes techniques de téléprotection utilisées pour améliorer la sécurité et la fiabilité des protections de lignes de transport.

3.2 Description et comportement des différentes technologies d'éoliennes

3.2.1 Descriptions des technologies d'éoliennes

Dans la littérature, les éoliennes sont habituellement classées en plusieurs types selon leur technologie, leur mode de raccordement au réseau et leur stratégie de contrôle de vitesse.

3.2.1.1 Éolienne de type 1 à vitesse fixe

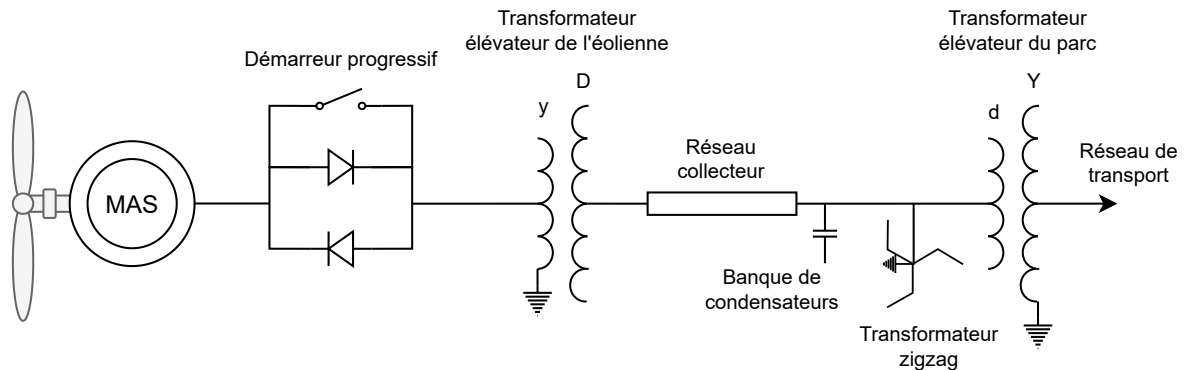


FIGURE 3.1 – Schéma typique d'une éolienne de type 1

Principal type d'éolienne utilisé au début des années 1990 [21], l'éolienne de type 1 (**figure 3.1**) est constituée d'une machine asynchrone (MAS) à cage d'écureuil, dont le stator est connecté au réseau par un démarreur progressif. Cette machine consomme de la puissance réactive, alors un système de compensation du facteur de puissance est nécessaire. La vitesse du rotor est fixe, déterminée par la fréquence du réseau, le rapport de la boîte de vitesse et le nombre de pôles de la génératrice.

Évidemment, puisque la vitesse est fixe, elle n'est pas toujours adaptée à la vitesse du vent ; il est donc impossible d'extraire en tout temps la puissance maximale. Ainsi, afin d'aider la production, il peut arriver que ces générateurs possèdent deux enroulements : un pour les basses vitesses (typiquement huit pôles) et un autre pour les moyennes et hautes vitesses (typiquement quatre à six pôles) [21, 56]. Ces éoliennes sont simples à réaliser, robustes, fiables et moins coûteuses [21]. Par contre, leur consommation de puissance réactive et la production de puissance limitée en font une configuration moins avantageuse.

3.2.1.2 Éolienne de type 2 à vitesse et résistance variables

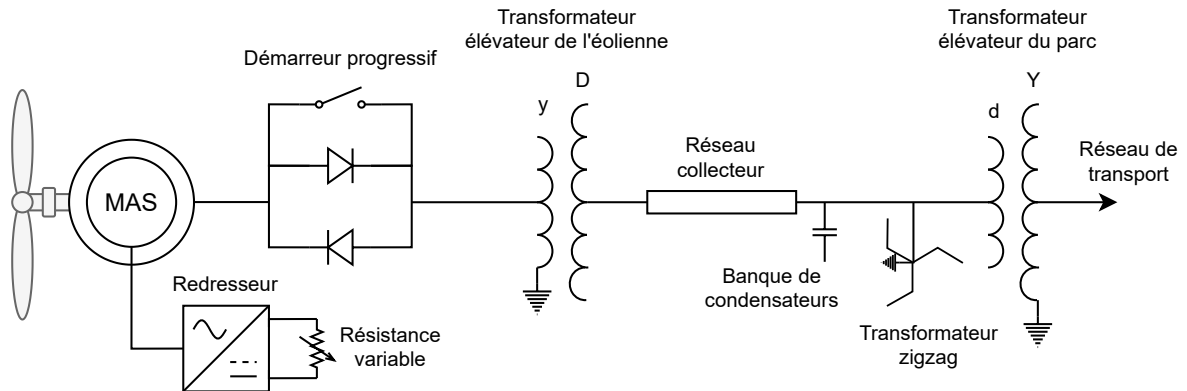


FIGURE 3.2 – Schéma typique d'une éolienne de type 2

Développée et commercialisée au milieu des années 1990 [21], l'éolienne de type 2 (**figure 3.2**) est une amélioration directe du modèle précédent. Utilisée avec une machine asynchrone à rotor bobiné, la particularité de ce modèle est d'avoir un système de contrôle d'une résistance externe variable. Celle-ci est connectée en série par un redresseur directement sur les bagues du rotor. En faisant varier cette résistance, il est possible de modifier le glissement du rotor sur une plage d'environ 10% au-dessus de la vitesse synchrone, entraînant ainsi une variation proportionnelle de la vitesse de la machine à induction et de la turbine. Il est donc possible d'adapter la vitesse de la turbine à la vitesse du vent sur une certaine plage, assurant ainsi une production de puissance plus stable. De plus, l'électronique de puissance offre un contrôle très rapide de la résistance externe et permet ainsi une puissance plus stable en ajustant le courant au rotor.

3.2.1.3 Éolienne de type 3 à convertisseurs partiels

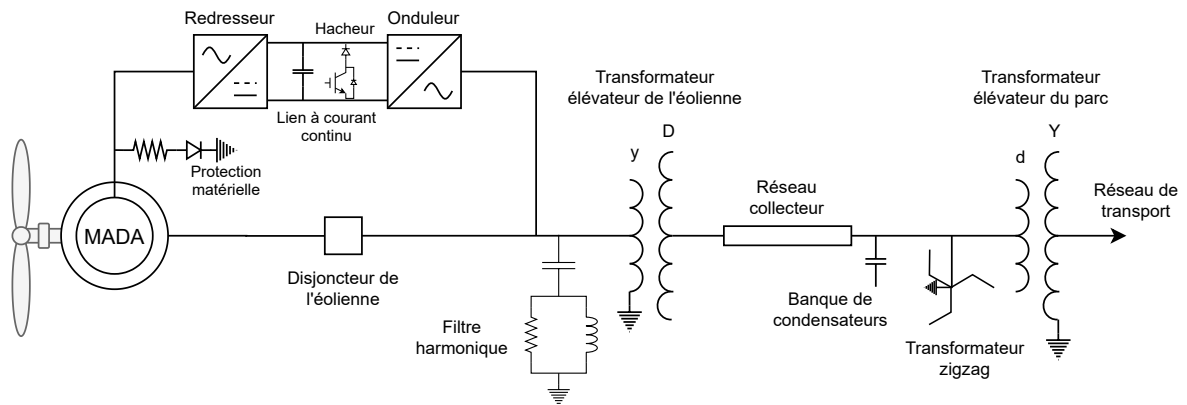


FIGURE 3.3 – Schéma typique d'une éolienne de type 3 à convertisseurs partiels

Ce premier type de source d'énergie raccordée au moyen d'onduleur est constitué d'éoliennes dites de type 3 (**figure 3.3**), et celles-ci sont directement liées à la croissance de l'électronique de puissance. Utilisant une machine asynchrone à double alimentation (MADA), la particularité de ce type est qu'en plus du stator, le rotor de la machine est connecté au réseau par une paire de convertisseurs dos à dos (redresseur et onduleur). De cette façon, le stator peut alimenter le rotor par l'onduleur à fréquence variable, permettant ainsi un contrôle de la vitesse et une compensation de la puissance réactive. Ce mode d'opération permet à la génératrice de fonctionner sur une plus grande plage de vitesses ($\pm 30\%$) [21, 56]. Selon l'excitation de la machine, l'éolienne peut fournir de la puissance réactive au réseau.

Il n'est pas économique de dimensionner les convertisseurs pour supporter toute la puissance nominale, c'est pourquoi ils sont dimensionnés pour environ 30% de la puissance de la machine. Toutefois, en cas de défaut sévère, une protection matérielle (« *crowbar* ») est nécessaire afin de protéger les convertisseurs. En activant cette protection, les forts courants seront dirigés vers la terre et non dans les convertisseurs.

3.2.1.4 Éolienne de type 4 à convertisseurs de pleine puissance

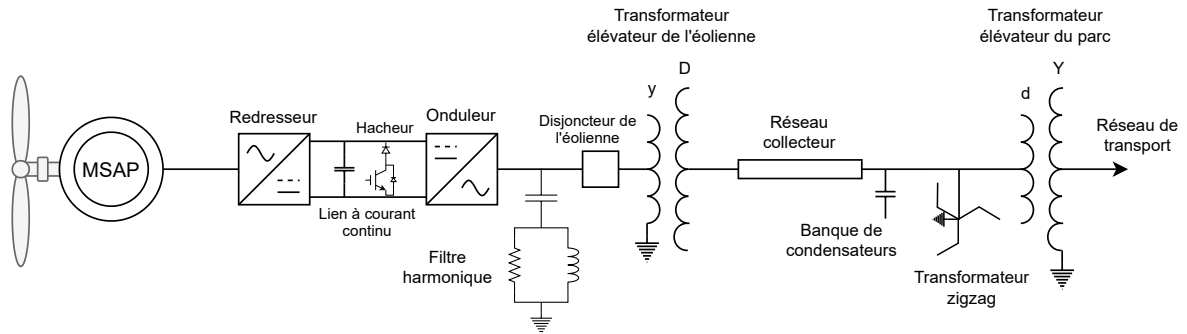


FIGURE 3.4 – Schéma typique d'une éolienne de type 4

Cette seconde catégorie de SERMO regroupe tous les types de génération dont la pleine puissance de la source est découplée par un double convertisseur dos à dos. Celle-ci comprend notamment les éoliennes de type 4, les centrales solaires photovoltaïques et certains types d'hydroliennes. En raison du découplage, le réseau verra la contribution électrique de la même façon, peu importe le type de génération. Ainsi, dans le cadre de cette thèse, afin d'étudier le comportement des sources à convertisseurs de pleine puissance, uniquement des éoliennes de type 4 ont été utilisées.

La **figure 3.4** présente un schéma typique d'une éolienne de type 4. Cette configuration permet de découpler complètement la génératrice du réseau, offrant une plus grande liberté sur la construction de celle-ci. Cette dernière peut être une machine synchrone à aimants permanents (MSAP) ou une machine asynchrone à rotor bobiné [21]. Le système de contrôle de l'onduleur permet de piloter la génératrice afin d'extraire la puissance maximale disponible, et ce, sur une large plage de vitesses du vent.

Avec la puissance des éoliennes qui ne cesse d'augmenter (**figure 3.5**), la taille de celles-ci devient aussi plus grande (**figure 3.6**). Il devient donc de plus en plus difficile de construire les boîtes de vitesses mécaniques permettant d'augmenter la vitesse du rotor par rapport à la turbine, c'est pourquoi certains modèles retirent les engrenages mécaniques [14]. Sans ces boîtes de vitesses, cette configuration nécessite moins de maintenance mécanique et donc augmente la fiabilité du système.

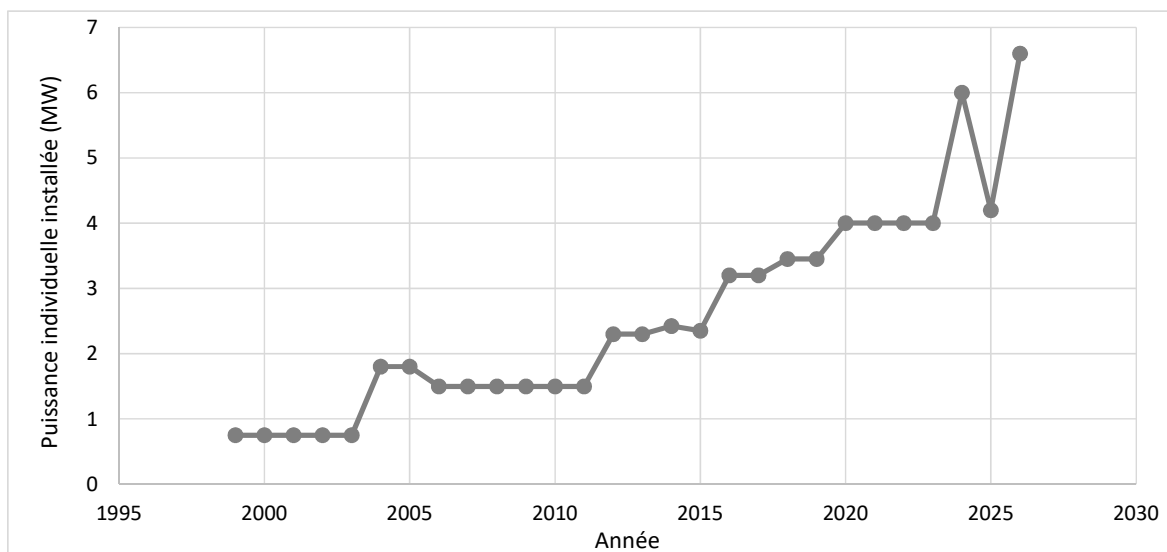


FIGURE 3.5 – Évolution de la puissance individuelle des éoliennes installées au Québec [2]

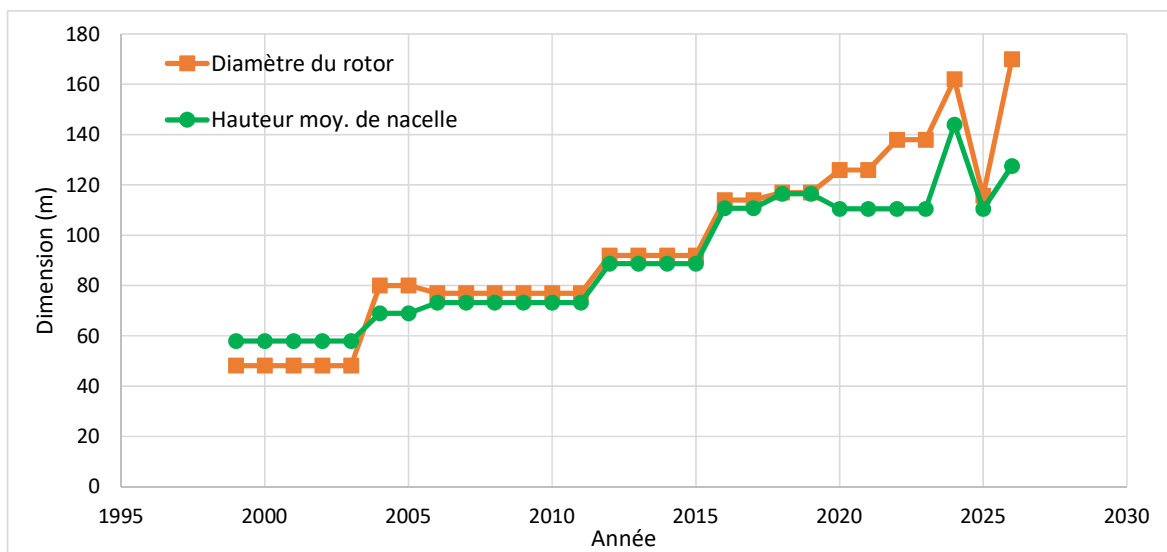


FIGURE 3.6 – Évolution de la hauteur et du diamètre des rotors des éoliennes installées au Québec [2]

3.2.2 Comportement des éoliennes SERMO en situation d'opération normale

3.2.2.1 Éolienne de type 3

La configuration des éoliennes de type 3, incluant une deuxième connexion sur la machine à l'aide d'un convertisseur à fréquence variable, permet un échange de puissance bidirectionnel avec le réseau. Une petite quantité de puissance injectée dans le circuit du rotor peut effectuer un contrôle important de la puissance dans le circuit du stator [57]. Les éoliennes de type 3 sont opérées soit à tension constante, soit à facteur de puissance constant, soit à puissance réactive constante [58].

En plus de la puissance active délivrée par le stator de la génératrice, le lien à électronique de puissance permet de délivrer au réseau de la puissance provenant du rotor lorsque la machine tourne en survitesse. Inversement, lorsque la machine tourne moins rapidement que la vitesse synchrone, ce lien alimente le rotor afin d'obtenir une vitesse de rotation optimale, permettant ainsi d'obtenir une meilleure puissance de sortie. Ce type de contrôle permet à la machine de travailler sur une plus grande plage de glissement de $\pm 30\%$ [21] allant même jusqu'à $\pm 50\%$ dans certains cas [57].

L'un des avantages de ce type d'éolienne est qu'il offre un certain contrôle séparé des puissances active et réactive, ce qui lui permet de servir de système de compensation de puissance réactive tout en fournissant sa puissance active nominale. Toutefois, sa capacité de transfert de puissance reste limitée par rapport à celle des éoliennes de type 4.

3.2.2.2 Éolienne de type 4

Il a déjà été mentionné que les convertisseurs à pleine puissance de l'éolienne de type 4 permettent de découpler entièrement la génératrice du réseau. Cela à l'avantage d'avoir un contrôle total de la puissance produite et absorbée par la machine, et permet de fonctionner sur une très grande variabilité des conditions de vents.

Selon les besoins du réseau, cette machine peut fournir ou absorber de la puissance réactive, indépendamment de la puissance active produite. Par exemple, la **figure 3.7** montre la production de puissance active et réactive dans le cas de l'éolienne Enercon E-126 EP3 [59], modèle utilisé dans le parc éolien Belle-Rivière à St-Gédéon [60]. La ligne noire est la production à tension nominale, tandis que la ligne rouge est la production à 90% de la tension nominale. Celle-ci peut fournir ou absorber jusqu'à 2 MVAR avec une production active allant de 10% à 100% de la puissance nominale (0,4 MW à 4 MW). De plus, si le réseau nécessite une plus grande production ou consommation de puissance réactive, cette éolienne peut produire ou absorber jusqu'à 2,8 MVAR pour une production réelle de 10% à 87,5% (0,4 MW à 3,5 MW).

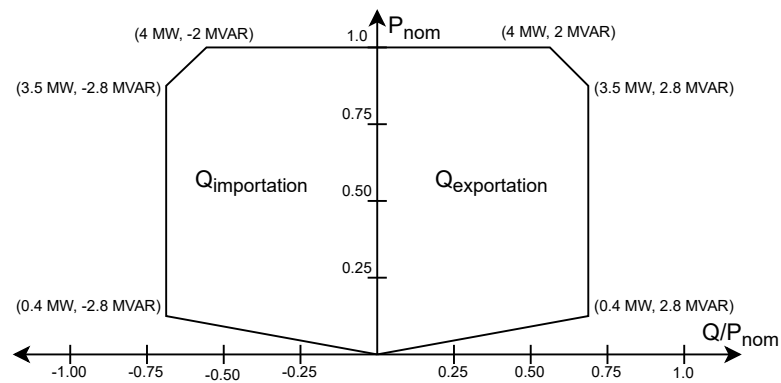


FIGURE 3.7 – Puissance active et réactive de l'éolienne Enercon E-126 EP3 [59]

3.2.3 Comportement des éoliennes SERMO en situation de court-circuit

Il est bien connu que les machines synchrones des centrales traditionnelles génèrent de forts courants de défaut pendant les premiers cycles (périodes subtransitoire et transitoire) avant de se stabiliser en régime permanent [56]. Les systèmes de protection actuels utilisent principalement ces forts courants pour déclencher lors des premiers cycles [14]. Toutefois, l'emploi d'électronique de puissance modifie largement les caractéristiques transitoires en cas de défaut [3–7, 9, 17, 18, 46, 48, 49, 58, 61, 62]. On peut classer les SERMO en deux catégories : les sources à réponse partiellement contrôlée (éoliennes de type 3) et celles à réponse entièrement contrôlée (éoliennes de type 4). Cette section présentera des réponses typiques de ces sources en cas de court-circuit.

3.2.3.1 Éolienne de type 3

Les éoliennes de type 3 sont des sources à réponse partiellement contrôlée avec et sans l'utilisation d'une protection matérielle contre les surtensions (« *crowbar* »). Lors d'un court-circuit, on peut retrouver trois modes d'opération distincts :

- Défaut sévère provoquant l'activation complète de la protection matérielle ;
- Défaut moyen provoquant l'activation par intermittence de la protection ;
- Défaut faible ne provoquant pas l'activation de la protection.

Le degré de sévérité est généralement déterminé par l'électronique de puissance à partir de la tension résiduelle lors d'un défaut et dépend des paramètres choisis par le constructeur [6]. Plus un défaut est sévère (plus près de la source), plus la tension résiduelle sera basse.

Défaut balancé/équilibré (défaut triphasé)

Le premier cas est le plus simple à étudier, en effet, lors de l'activation de la protection matérielle, les convertisseurs à base d'électronique de puissance sont complètement découplés de la génératrice. Alors, dans ce cas, la machine asynchrone va se comporter comme une machine à induction conventionnelle, c'est-à-dire en contribuant avec un fort courant de défaut alternatif ($\approx 3-6$ pu [4,6]) avec une composante continue exponentielle et décroissante. La **figure 3.8** montre un exemple de contribution typique d'une éolienne de type 3 complètement découplée lors d'un défaut sévère [61]. Tandis-que la **figure 3.9** présente les résultats de [58] pour un défaut triphasé-terre. L'amplitude maximale des courants de court-circuit va jusqu'à 3 pu.

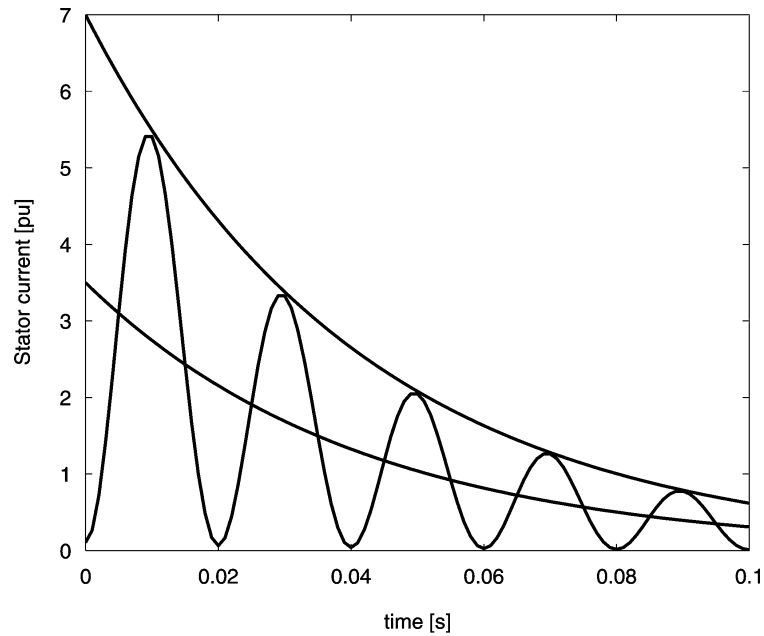


FIGURE 3.8 – Contribution typique d’une éolienne de type 3 complètement découplée ©2007 IEEE [61]

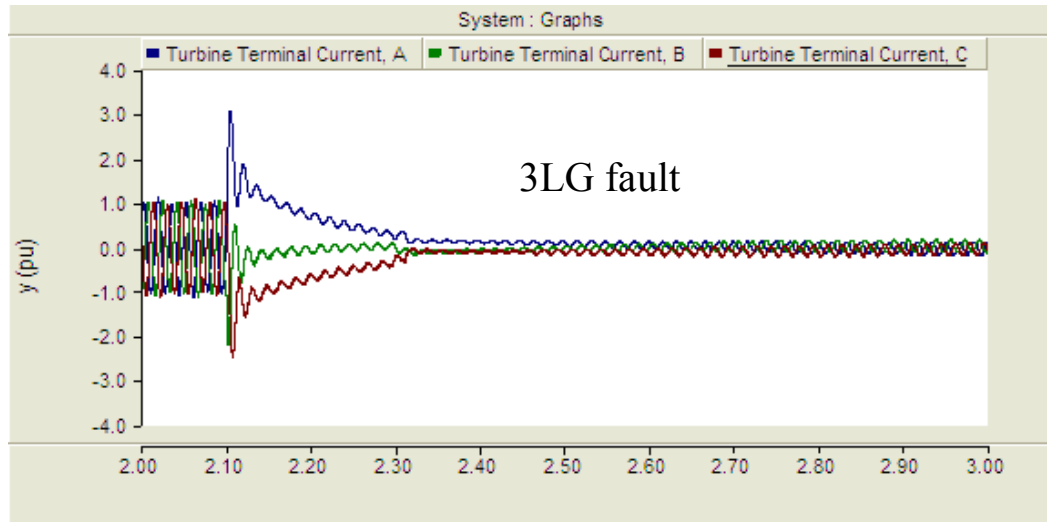


FIGURE 3.9 – Défaut triphasé-terre pour une éolienne de type 3 ©2012 IEEE [58]

De plus, il est important de mentionner que les caractéristiques électriques propres à la machine auront un grand impact sur ces résultats. La **figure 3.10** montre les résultats issus de [61] pour deux autres éoliennes de type 3. Cette fois, l’amplitude des courants de défaut varie entre 10,1 pu pour l’éolienne de 660 kW et 6,4 pu pour celle de 3 MW.

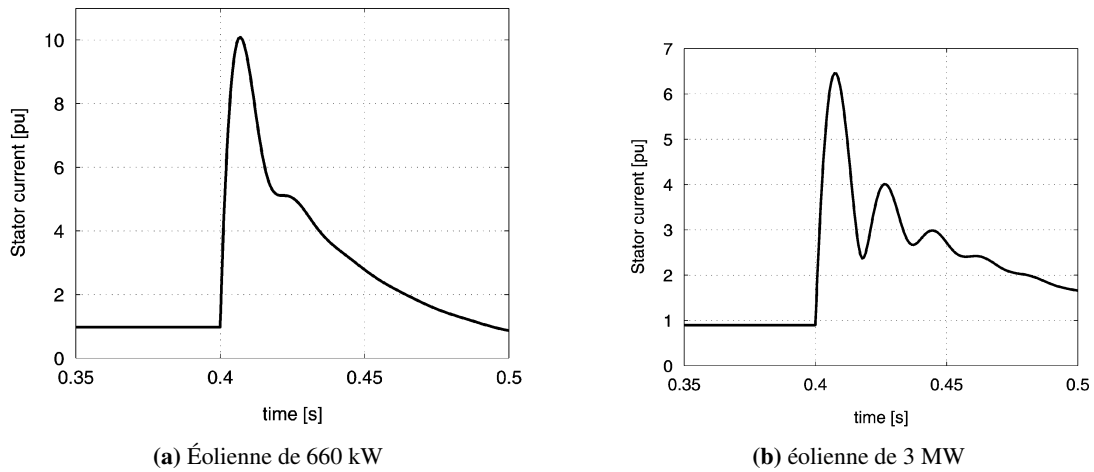


FIGURE 3.10 – Courant de court-circuit pour un défaut triphasé-terre ©2007 IEEE [61]

Pour le cas d'un défaut faible (éloigné), le système est plus complexe. En effet, sans l'utilisation de la protection matérielle, il est nécessaire de tenir compte de l'électronique de puissance. Dans ce cas, la réponse transitoire sera dépendante du système de contrôle et va varier selon le fabricant et le modèle de l'éolienne. Toutefois, certaines caractéristiques sont attendues lors des défauts moins sévères n'entraînant pas le déclenchement de la protection. Principalement, on peut s'attendre à ce que le système de contrôle envoie de la puissance réactive vers le défaut afin d'aider à supporter la chute de tension [61].

Finalement, le cas d'un défaut moyen est le plus complexe, il survient lorsqu'un défaut assez sévère déclenche la protection, mais seulement par intermittence. La commande de cette action dépend du fabricant et de sa programmation. Celle-ci est alors fortement dépendante des conditions du défaut et entraîne des non-linéarités complexifiant l'analyse et la détection du défaut par les systèmes de protection. La **figure 3.11** montre un exemple de ces non-linéarités dans le cas où la protection matérielle a été activée seulement pendant les deux premiers cycles.

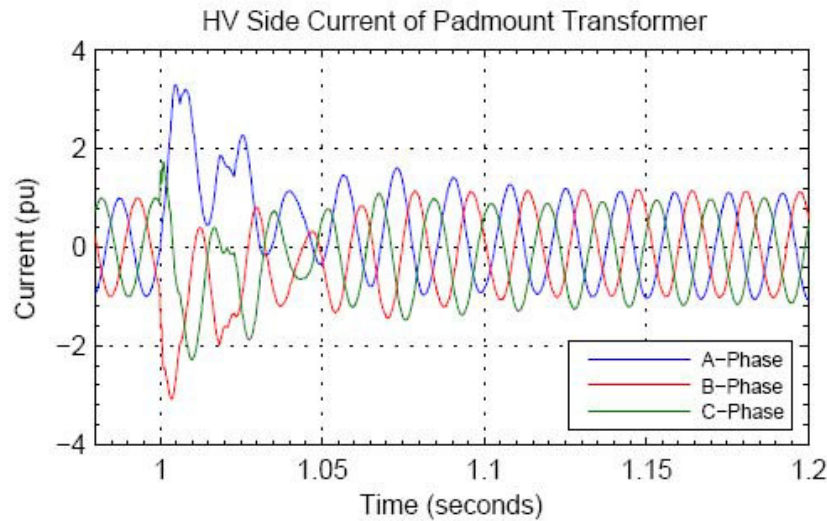


FIGURE 3.11 – Activation de la protection pendant deux cycles lors d'un défaut triphasé ©2012 IEEE [6]

Défauts non balancés/équilibrés (monophasé, biphasé et biphasé-terre)

Dans le cas d'un défaut sévère non balancé/équilibré, la génératrice se comporte de la même façon qu'une machine asynchrone due à l'activation complète de la protection matérielle [4]. Cependant, un défaut moins sévère nécessitant l'activation et la désactivation de la protection est beaucoup plus complexe à étudier. Le défi est que ce système ne peut pas être représenté sous forme de phaseurs. En effet, l'une des hypothèses principales quant à la résolution par les composantes symétriques, est que les séquences directe, inverse et homopolaire sont complètement découplées les unes des autres [4]. Cependant, dans le cas d'un défaut non balancé, celui-ci entraîne des courants inégaux sur l'électronique de puissance. Par leur système de contrôle, les éoliennes de types 3 peuvent envoyer des courants à séquence inverse afin de maintenir un courant équilibré malgré le défaut. C'est ce qu'on appelle l'opposition active de courant inverse et cette fonctionnalité a pour objectif de protéger l'électronique de puissance [6]. Cette opposition de courant inverse est limitée par les paramètres des convertisseurs, qui eux sont à leur tour limités par les paramètres du contrôle de la séquence directe. Ainsi, on retrouve une relation entre les différentes séquences, ce qui est incompatible avec les méthodes de calcul de courants de défaut conventionnel.

La **figure 3.12** présente les résultats issus de [58] pour différents types de défaut non balancé avec une éolienne de type 3. L'amplitude des courants de court-circuit est de 3 pu pour un défaut biphasé-terre et de 2 pu pour un défaut monophasé.

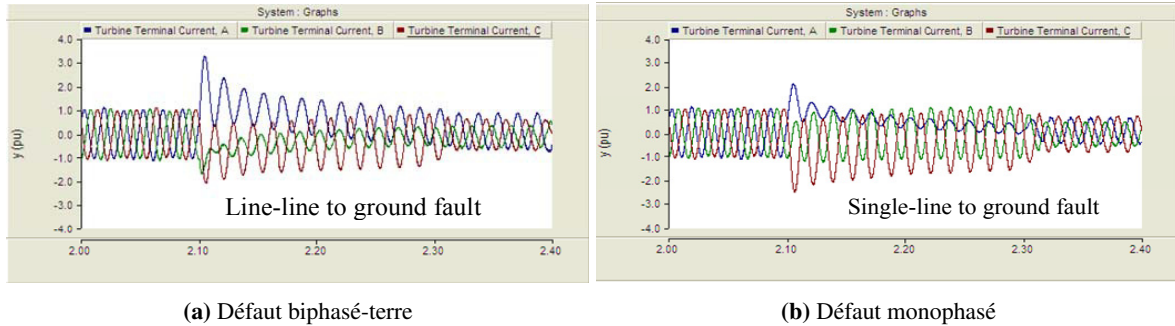


FIGURE 3.12 – Défaut biphasé-terre et monophasé pour une éolienne de type 3 ©2012 IEEE [58]

3.2.3.2 Éolienne de type 4

Les éoliennes de type 4 sont des sources à réponse entièrement contrôlée dont toute la puissance transite par au moins un convertisseur de puissance. La source d'énergie primaire est alors découplée du réseau. Ainsi, d'autres types de sources vont se comporter de manière similaire en cas de court-circuit. Parmi celles-ci, on peut citer les panneaux solaires photovoltaïques, les hydroliennes et les systèmes de compensation statique. Lors d'un court-circuit, il y aura une brève période transitoire d'environ un demi à deux cycles où un courant de défaut plus élevé, d'environ 2,5 pu ou moins, apparaîtra [18]. Par la suite, le système de contrôle modifiera la réponse en injectant un courant de 1,1 à 1,5 pu, selon les limites permises aux convertisseurs [4, 6–8, 17, 18]. De plus, celui-ci permet d'éliminer complètement les composantes à séquence inverse et homopolaire, injectant ainsi un courant triphasé équilibré, peu importe le type de défaut.

La **figure 3.13** présente les résultats issus de [58] pour différents types de défaut. Dans tous les cas, le courant est d'environ 1,2 pu et équilibré et ne considère pas la surintensité initiale avant la détection par le système de contrôle.

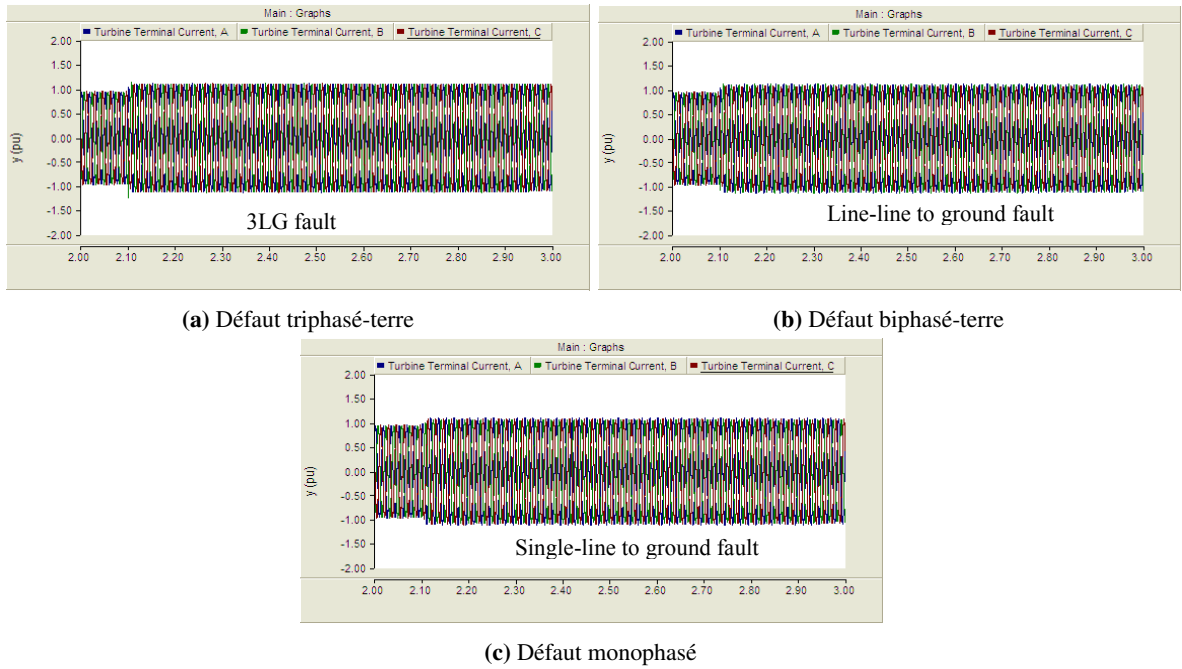


FIGURE 3.13 – Différent types de défaut pour une éolienne de type 4 ©2012 IEEE [58]

3.3 Introduction à la protection de distance

En raison de leur bonne sélectivité, de leur coût d'implémentation souvent plus faible que celui des protections différentielles, et de leur indépendance vis-à-vis de la force du réseau, les protections de distance (ou protections d'impédance) sont largement utilisées pour la protection des lignes de transport. Dans le cadre de cette thèse, c'est ce type de protection qui est étudié. Ainsi, cette section présente une description du fonctionnement général de ces protections.

3.3.1 Fonctionnement de base d'une protection de distance

La protection de distance se base sur la mesure de l'impédance apparente de la ligne vue du relais de protection qui est déduite des mesures simultanées de la tension et du courant. Celle-ci étant directement proportionnelle à sa longueur et non à l'intensité du courant la traversant, il est possible d'ajuster la portée (zone) de protection à partir d'une valeur d'impédance.

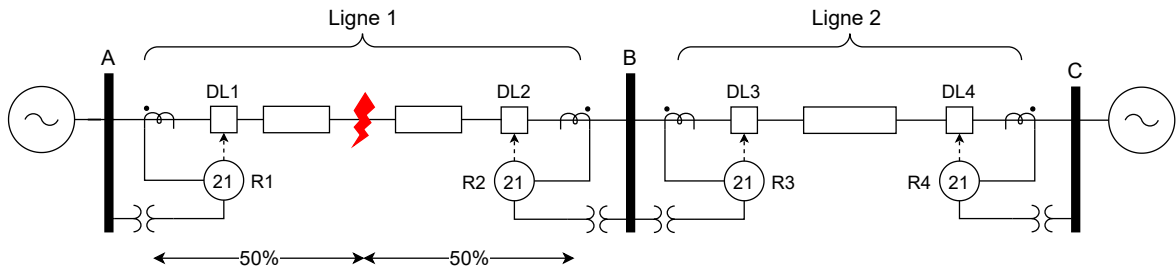


FIGURE 3.14 – Ligne simple avec un court-circuit au centre de la ligne 1

Prenons l'exemple de la **figure 3.14** avec la première ligne ayant une impédance $\vec{Z}_L$. Dans le cas d'un défaut franc au centre de celle-ci, de façon simplifiée, l'impédance mesurée par les deux relais R1 et R2 sera :

$$\vec{Z}_{mes} = \frac{\vec{U}_{mes}}{\vec{I}_{mes}} = \frac{\vec{I}_{mes} \cdot 0,5\vec{Z}_L}{\vec{I}_{mes}} = 0,5\vec{Z}_L \quad (3.1)$$

On obtient donc un résultat indiquant la position du défaut sur la ligne. On remarque également que celle-ci est indépendante de la puissance de la source. En effet, si la source génère un courant de court-circuit deux fois plus élevé, la différence de potentiel entre le point de mesure du relais et le point de défaut sera également plus grande, mais l'impédance mesurée restera égale à $0,5\vec{Z}_L$. Pour déclencher la protection, il suffit alors de comparer la mesure $\vec{Z}_{mes}$ à un seuil programmé en fonction de la zone à protéger, et le déclenchement aura lieu si l'impédance mesurée est inférieure à celui-ci.

Étant donné que l'on travaille avec une mesure d'impédance, il est possible de tracer un diagramme d'Argand (diagramme complexe $R - X$). La **figure 3.15** montre un exemple typique de ce diagramme d'impédance. On peut y voir l'impédance de la ligne représentée par une ligne pleine. Un défaut franc va donc se déplacer sur celle-ci, tandis qu'un défaut résistif sera déplacé vers la droite (ligne pointillée verte). Pour un bon système de protection, on veut déclencher seulement lors d'une situation anormale. Il est alors nécessaire d'y inclure une zone de retenue de la charge en situation normale. La limite de cette zone est dictée par la charge maximale admissible, typiquement avec un angle de $\pm 30^\circ$.

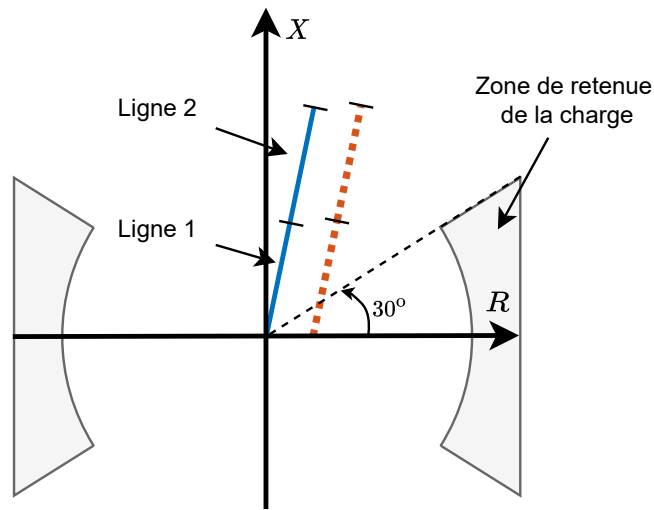


FIGURE 3.15 – Diagramme complexe $R - X$

3.3.2 Zones de protection

Il est courant d'utiliser plusieurs zones de protection afin d'assurer une bonne coordination et de tenir compte des imprécisions. Ces imprécisions de mesure sont liées aux transformateurs de courant et de tension, aux relais, ainsi qu'aux modélisations des impédances de ligne et à l'asymétrie des lignes non transposées.

Prenons l'exemple de la **figure 3.16**. Pour un défaut très près de la barre B et sur la ligne 2, on voudrait isoler le défaut en ouvrant les disjoncteurs DL3 et DL4. Cependant, les erreurs de mesure du relais associé au disjoncteur DL1 font que celui-ci considère le défaut à la fin de la ligne 1 et prend la décision de déclencher. On a alors une situation de mauvais déclenchement, et la protection est non sélective.

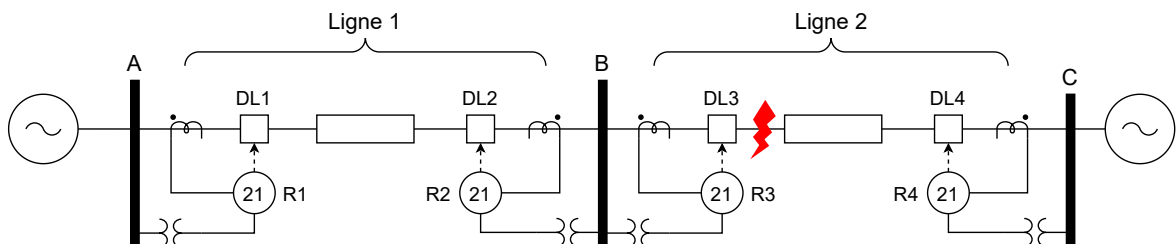


FIGURE 3.16 – Exemple simple de couverture d'une ligne

L'approche utilisée afin de pallier à cette situation est l'utilisation de plusieurs zones de protection (ou gradins au Québec). Avec l'arrivée des relais numériques, l'utilisation de plusieurs gradins sur le même appareil est devenue assez simple. Ainsi, l'utilisation de trois à quatre zones est généralement recommandée [63]. En considérant le relais associé au disjoncteur DL1 de l'exemple de la **figure 3.16**, on peut établir les quatre zones de protection suivantes :

- **Gradin 1** : Protection instantanée avec une portée de 80% à 90% de la ligne principale [14,63].
- **Gradin 2** : Protection temporisée (200 ms à 500 ms [63]) avec une portée entre 120% de la ligne principale et 100% de la ligne principale plus 50% de la ligne adjacente la plus courte [14]. Celle-ci a comme fonction de protéger le reste de la ligne principale en tenant compte des erreurs de mesure possible. De plus, la temporisation permet au gradin instantané du relais 3 de déclencher en premier dans le cas d'un défaut au début la ligne 2.
- **Gradin 3** : Protection temporisée long (600 ms à 1000 ms [63]) avec une portée de 120% de la ligne principale plus celle de la ligne adjacente la plus longue. Celle-ci sert de protection de relève pour la ligne 2 en cas de mauvais fonctionnement du disjoncteur DL3 ou de son relais associé.
- **Gradin 4** : Protection temporisée avec une couverture arrière comme protection de relève.

3.3.3 Caractéristiques de supervision

Il a été introduit à la section 3.3.1 qu'il est possible de représenter la protection de distance sur un diagramme d'impédance complexe. Il a également été expliqué à la section suivante qu'il est possible d'ajuster différentes zones (gradins). Deux familles principales d'éléments de protection sont utilisées pour délimiter les zones d'opération; ainsi, cette section présente les éléments de type MHO et de type QUAD.

3.3.3.1 Élément MHO

La caractéristique d'un élément MHO sur un diagramme complexe est un cercle avec un diamètre ajusté selon une valeur d'impédance, par exemple 80% de ligne principale pour le premier gradin. De plus, celui-ci est orienté selon l'angle d'impédance de la zone (donc de la ligne). La couverture arrière peut se faire soit avec un gradin décalé légèrement vers l'arrière (**figure 3.17a**) soit avec un gradin regardant entièrement vers l'arrière (**figure 3.17b**).

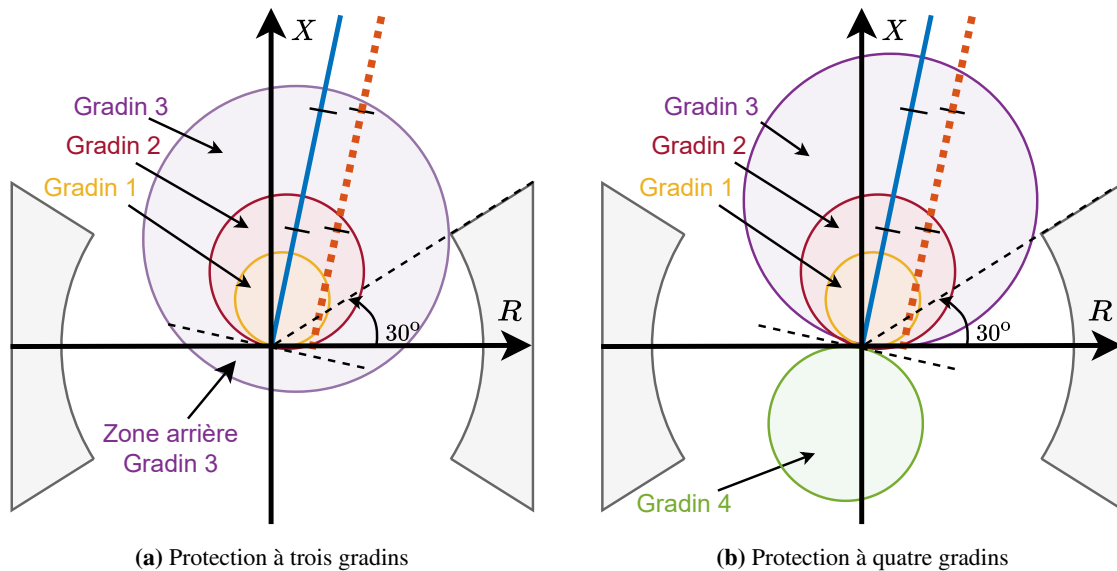


FIGURE 3.17 – Protection de distance MHO

L'un des désavantages de ce type de protection est sa mauvaise couverture en cas de défaut fortement résistif. La **figure 3.18** présente une vue rapprochée du diagramme d'impédance de la **figure 3.17b**, illustrant ce problème. Dans ce cas, le premier gradin ne couvre pas la mesure en début de ligne. Cet inconvénient peut également se produire pour le second gradin en présence d'un défaut situé en fin de ligne.

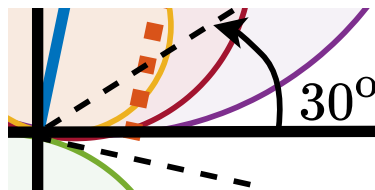


FIGURE 3.18 – Vue rapprochée du diagramme d'impédance à quatre gradins MHO

3.3.3.2 Élément QUAD

La seconde famille de protections sont les éléments QUAD. Celle-ci utilise une caractéristique de la forme d'un polygone quadrilatéral. L'ajustement se fait en fonction de la portée de la couverture de la ligne (limite en X) et d'une portée résistive indépendante (limite en R). Cela a pour avantage d'offrir une meilleure couverture pour les défauts résistifs, particulièrement aux extrémités de ligne. La **figure 3.19** montre un exemple de protection QUAD à trois gradins.

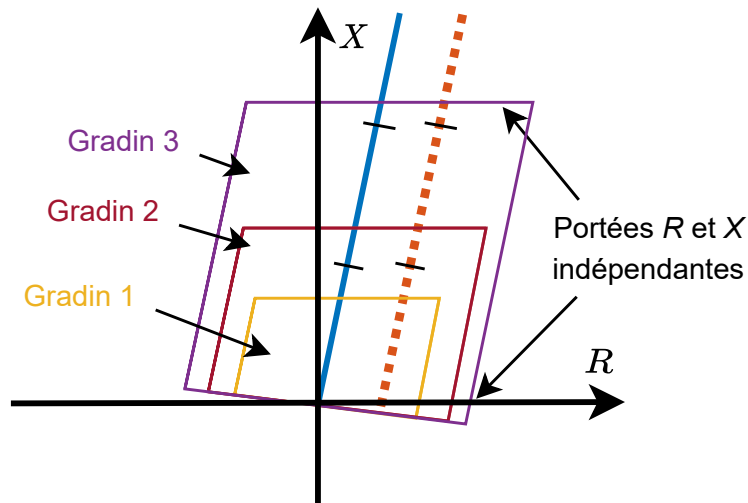


FIGURE 3.19 – Protection QUAD à trois gradins

3.3.4 Polarisation des protections de distance

Afin d'identifier adéquatement la position d'un défaut, les protections de distance nécessitent un angle de référence pour connaître la direction du courant. Cet angle de référence doit suivre la mesure suffisamment longtemps pour permettre l'élimination du défaut. Ce cadre de référence est généralement obtenu au moyen des méthodes de polarisation suivantes :

- Auto-polarisation (« *Self-Polarization* »);
- Polarisation croisée (« *Cross-Polarization* »);
- Polarisation avec mémoire (« *Memory Polarization* »).

3.3.4.1 Auto-polarisation

L'auto-polarisation utilise l'angle de $\bar{V}_{ij}$ pour les éléments phase-phase $\vec{Z}_{ij}$ et l'angle de $\bar{V}_i$ pour les éléments phase-terre $\vec{Z}_i$. Une difficulté apparaît pour les défauts très près de la ligne. En effet, les protections de distance nécessitent une tension minimale pour opérer. Alors, si le défaut est très près du transformateur de tension, la tension générée par le courant de court-circuit sera trop faible et la protection ne pourra pas opérer.

3.3.4.2 Polarisation croisée

La polarisation croisée permet de résoudre cette difficulté sauf pour les défauts triphasés. Le principe est d'utiliser une phase saine afin de fournir la référence. Par exemple, on peut utiliser la tension $\bar{V}_{AN}$ pour soutenir un défaut biphasé sur les phases B et C . Pour un défaut triphasé, puisqu'aucune phase n'est saine, cette méthode ne peut donc pas être utilisée.

3.3.4.3 Polarisation avec mémoire

Afin de résoudre le manque de tension dans le cas d'un défaut triphasé, une mémoire est ajoutée au circuit. Ainsi, le comparateur utilise les mesures juste avant le défaut comme référence. Cette méthode se base sur l'hypothèse que les gros alternateurs synchrones ne peuvent pas subir un changement important et rapide de fréquence et de phase durant un court-circuit en raison de leur grande inertie.

3.3.5 Téléprotection

Lorsqu'un court-circuit survient sur une ligne électrique, il est essentiel de le confiner le plus rapidement possible. L'utilisation d'éléments temporisés pour protéger une partie de la ligne va donc à l'encontre de cet objectif. Une solution à ce problème est la téléprotection, qui permet de coordonner l'action d'un relais à partir d'un autre via un canal de communication permettant un déclenchement quasi instantané sur l'ensemble de la ligne. Bien que plusieurs philosophies existent, elles se divisent principalement en trois catégories : le télédéclenchement, la permission et le blocage.

3.3.5.1 Télédéclenchement direct

Le principe de cette première méthode de téléprotection est d'envoyer un signal de déclenchement au second relais à l'opposé de la ligne en fonction de l'état de la zone sans dépassement du premier relais. Toutefois, l'inconvénient est qu'il y a un risque de faux déclenchement si le signal de communication est corrompu en situation normale.

3.3.5.2 Téléaccélération

Sans dépassement

La solution au défi précédent est la téléaccélération sans dépassement, qui ajoute une seconde condition au signal de téléprotection. Le signal de téléaccélération vient du gradin sans dépassement du premier relais, et la confirmation se fait avec celui avec dépassement du second relais à accélérer. Ainsi, si le signal est corrompu, le déclenchement requiert tout de même un défaut en avant.

Avec dépassement

Afin d'offrir une plus grande sensibilité, particulièrement pour les lignes courtes en cas de défaut très résistif, la téléaccélération avec dépassement peut être utilisée. Celle-ci est une évolution du schéma précédent, cependant, cette fois, c'est le gradin plus grand avec dépassement qui envoie un signal d'accélération. Ainsi, la difficulté à détecter un défaut résistif en début de ligne est atténuée. Ce type de téléprotection sera étudié au chapitre 7.

3.3.5.3 Téléblocage

Dans cette seconde philosophie, le déclenchement repose non pas sur l'envoi d'un signal de confirmation, mais sur l'absence d'un signal de blocage, généralement émis par un gradin arrière. L'idée est que, si le signal de communication est corrompu, on préfère ne pas déclencher rapidement lors d'un court-circuit plutôt que de déclencher involontairement en situation normale ou pour un défaut hors zone. Cependant, de courts délais doivent être inclus afin de tenir compte du délai de télécommunication et de préserver le signal de blocage en cas d'inversion du courant sur des lignes parallèles. Ce type de téléprotection sera également étudié au chapitre 7.

CHAPITRE 4

MÉTHODOLOGIE, MODÈLE NUMÉRIQUE ET BANC D’ESSAI EXPÉRIMENTAL

Sous-objectif 1 : Caractériser et modéliser avec précision le comportement d’un réseau électrique réel à forte pénétration d’énergie renouvelable non traditionnelle.

4.1 Introduction

Ce chapitre présente dans un premier temps la méthodologie élaborée et mise en œuvre au cours de ce travail de doctorat. Il présente ensuite la conception du modèle numérique du réseau de transport principal de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent. Suffisamment détaillé afin de représenter adéquatement la réalité, celui-ci a été modélisé à l’aide des logiciels de simulation ETAP et EMTP. Ce réseau inclut l’ensemble des composantes essentielles, à savoir les charges, les lignes de transport, les transformateurs ainsi que diverses sources d’énergie renouvelable. Par la suite, le banc d’essai expérimental est introduit. Celui-ci constitue un outil principal permettant de valider réellement la réponse des relais de protection commerciaux face aux comportements transitoires des sources SERMO. Enfin, une procédure spécifique visant à générer des fichiers de simulation fonctionnels et directement exploitables par le banc d’essai est décrite.

4.2 Méthodologie

L'organigramme présenté ci-après décrit la méthodologie développée dans ce chapitre et appliquée pour le reste de ce travail de thèse.

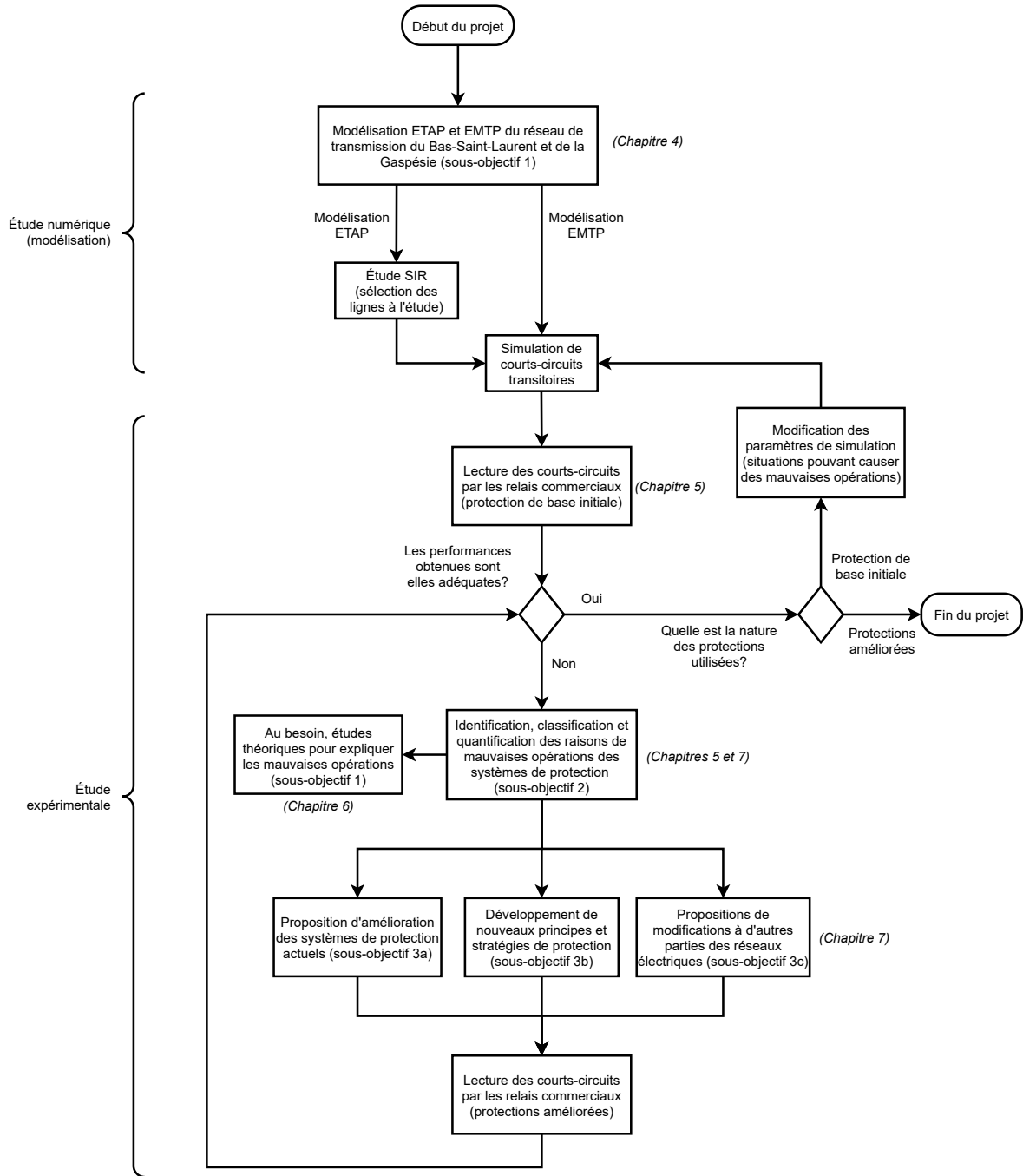


FIGURE 4.1 – Organigramme de la méthodologie

4.3 Recueil des données et modélisation du réseau de la Gaspésie et Bas-Saint-Laurent

4.3.1 Présentation du réseau à l'étude

La modélisation est une étape importante dans tout projet de simulation numérique. Dans l'optique d'étudier l'influence d'une forte pénétration de sources SERMO sur la protection des réseaux électriques, le modèle doit être suffisamment fidèle à la réalité. C'est pourquoi il a été décidé de modéliser le réseau de transmission de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent (**figure 4.2**). En effet, initialement conçu pour relancer l'économie de cette région [64] et pour alimenter la charge régionale [65], cette partie du Québec est maintenant devenue un point important d'intégration [66].



FIGURE 4.2 – Carte du réseau électrique québécois et région à l'étude [67]

4.3.2 Modélisation des lignes de transport

La première étape de la modélisation du réseau électrique consiste à établir son agencement général, en incluant les différentes lignes et les différents postes de transformation. Pour ce faire, il a été possible de s'appuyer sur le réseau de la **figure 4.3**, ainsi que sur le circuit proposé dans [66] et d'autres références publiques provenant d'Hydro-Québec [67, 68].

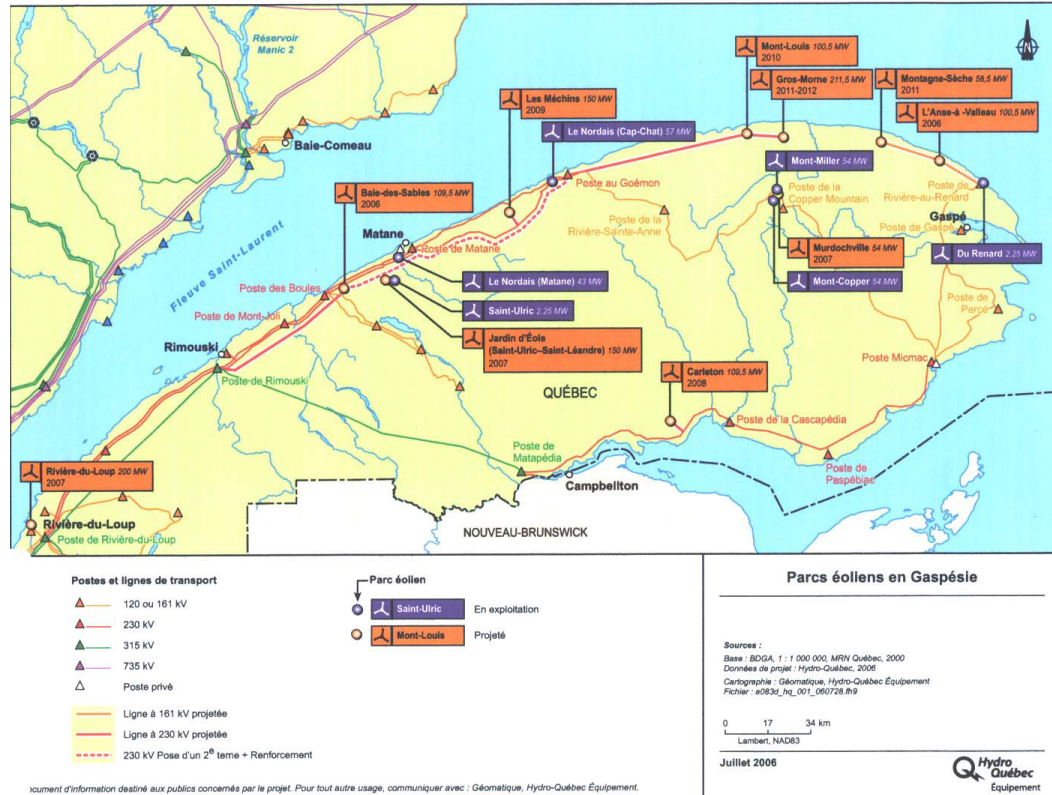


FIGURE 4.3 – Réseau de transport de la Gaspésie incluant les différents postes de transformation [69]

Lors de la modélisation d'une ligne, celle-ci peut être classée selon sa longueur physique (**tableau 4.1**), ce qui influence le choix des paramètres électriques à utiliser. Les distances ont été estimées avec [70] et les impédances des lignes déterminées à partir de [56, 71]; ces données sont résumées dans le **tableau 4.2**. Il est à noter qu'en raison de la limite de 25 barres imposée par la licence académique d'ETAP, certaines courtes lignes d'intégration des parcs ont été négligées ou simplifiées.

TABLEAU 4.1 – Classification de la longueur des lignes selon différents auteurs

<i>Références</i>	<i>[56]</i>	<i>[34]</i>	<i>[16, 72]</i>
<i>Courte</i>	< 25 km	< 80 km	< 80 km
<i>Moyenne</i>	25-250 km	80-200 km	80-240 km
<i>Longue</i>	> 250 km	> 200 km	> 240 km

TABLEAU 4.2 – Impédances des différentes lignes

<i>Niveau de tension [kV]</i>	<i>Ligne</i>	<i>Début</i>	<i>Fin</i>	<i>Distance [km]</i>	<i>R1 [Ω/km]</i>	<i>X1 [Ω/km]</i>	<i>R0 [Ω/km]</i>	<i>X0 [Ω/km]</i>	<i>Y1 [μS/km]</i>	<i>Y0 [μS/km]</i>
315	L_3082	RDL	RIM	97,3	0,044	0,37	0,25	1,36	4,44	2,43
	L_3083	RDL	RIM	97,3	0,044	0,37	0,25	1,36	4,44	2,43
	L_3089	RIM	MAP	128,6	0,044	0,37	0,25	1,36	4,44	2,43
	L_3090	RIM	MAP	128,6	0,044	0,37	0,25	1,36	4,44	2,43
230	L_2313	RDL	RIM	99,6	0,068	0,51	0,37	1,33	3,22	2,35
	L_2314	RDL	RIM	99,5	0,068	0,51	0,37	1,33	3,22	2,35
	L_2341	MAT	GOE	77,0	0,037	0,26	0,25	1,22	3,22	2,35
	L_2349	MAT	GOE	70,9	0,118	0,51	0,40	1,45	3,22	2,35
	L_2350	MAT	GOE	70,9	0,118	0,51	0,40	1,45	3,22	2,35
	L_MLO	GOE	MLO-GRM	100,0	0,068	0,51	0,32	1,45	3,22	2,35
	L_2351	CAS	MIC	100,9	0,068	0,49	0,29	1,50	3,37	2,09
	L_2352	CAS	MIC	100,9	0,068	0,49	0,29	1,50	3,37	2,09
	L_2387	RIM	MAT	94,4	0,068	0,51	0,32	1,45	3,22	2,35
	L_2388_1	RIM	LBO	55,0	0,068	0,51	0,35	1,45	3,22	2,35
	L_2388_2	LBO	MAT	39,4	0,118	0,51	0,40	1,45	3,22	2,35
	L_BDS	RIM	BDS-LMI	63,0	0,068	0,51	0,32	1,45	3,22	2,35
	L_2397_1	MAT	D_CAR	64,8	0,068	0,49	0,29	1,50	3,37	2,09
	L_2397_2	D_CAR	CAS	30,0	0,068	0,49	0,29	1,50	3,37	2,09
	L_2398_1	MAT	D_MES	22,0	0,068	0,49	0,29	1,50	3,37	2,09
	L_2398_2	D_MES	CAS	72,8	0,068	0,49	0,29	1,50	3,37	2,09
161	L_1601	GOE	COP	126,3	0,12	0,50	0,42	1,47	3,22	2,17
	L_1602	COP	MIC	98,3	0,12	0,50	0,42	1,47	3,22	2,17
	L_1603	MIC	PER	39,3	0,12	0,50	0,42	1,47	3,22	2,17
	L_1604	PER	GAS	58,2	0,12	0,50	0,42	1,47	3,22	2,17
	L_1605	GAS	RAR	38,9	0,12	0,50	0,42	1,47	3,22	2,17
	L_1607	MIC	GAS	65,8	0,12	0,50	0,42	1,47	3,22	2,17
	L_AAV	RAR	AAV-MSE	37,0	0,12	0,50	0,42	1,47	3,22	2,17
120	L_VDK	SDA	VDK	90	0,07	0,23	0,19	0,80	-	-

4.3.3 Modélisation des charges

4.3.3.1 Données de référence et puissances saisonnières

La seconde étape de la modélisation du réseau consiste à établir les différentes charges. La structure industrielle de la région est orientée vers l'exploitation des ressources naturelles, tandis que le secteur de la fabrication est considéré plus faible que dans d'autres régions du Québec [73]. Selon [66], la charge locale s'élève à environ 300 MW en été, tandis qu'en hiver, celle-ci peut atteindre un maximum de 1200 MW [65, 66]. En tenant compte de ces informations, il a été décidé de calculer les charges locales en fonction de la puissance moyenne consommée par habitant et en négligeant les charges industrielles.

Tout d'abord, en se basant sur des mesures personnelles de 2018 à 2020, la Régie de l'énergie du Canada en 2019 [74], et le Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) du Québec en 2013 [75], on peut estimer la consommation énergétique moyenne par habitant à 25 MWh par an. Par la suite, en se basant sur des données bimensuelles de factures personnelles d'Hydro-Québec, on retient les consommations suivantes du **tableau 4.3**, qu'on peut réarranger selon les saisons et celles-ci sont présentées au **tableau 4.4**.

TABLEAU 4.3 – Consommations énergétiques bimensuelles retenues par habitant

<i>Période</i>	<i>Consommation [kWh]</i>
Janvier/Février	6500
Mars/Avril	5000
Mai/Juin	2500
Juillet/Août	1500
Septembre/Octobre	3500
Novembre/Décembre	6000

TABEAU 4.4 – Consommation énergétique saisonnière par habitant

	<i>Hiver</i>	<i>Printemps</i>	<i>Été</i>	<i>Automne</i>
Déc.	3000			
Jan.	3250			
Fév.	3250			
		Mar. 2500		
		Avr. 2500		
		Mai. 1250		
			Juin 1250	
			Jui. 750	
			Août 750	
				Sep. 1750
				Oct. 1750
				Nov. 3000
<i>Total [kWh]</i>	<i>9500</i>	<i>6250</i>	<i>2750</i>	<i>6500</i>

Finalement, on estime la puissance instantanée à partir des consommations saisonnières et de la durée des saisons avec (4.1). Les puissances retenues sont résumées dans le **tableau 4.5**.

$$P \text{ [kW]} = \frac{E}{\Delta t} = \frac{\frac{\text{kW-heure}}{\text{saison}}}{3 \frac{\text{mois}}{\text{saison}} \cdot 30,5 \frac{\text{jour}}{\text{mois}} \cdot 24 \frac{\text{heure}}{\text{jour}}} \quad (4.1)$$

TABEAU 4.5 – Puissances saisonnières calculées et retenues par habitant

	<i>Hiver</i>	<i>Printemps</i>	<i>Été</i>	<i>Automne</i>
<i>Puissance calculée [kW]</i>	4326,05	2846,08	1252,28	2959,93
<i>Puissance retenue [kW]</i>	4350	2850	1250	2950

4.3.3.2 Population par région et calcul des charges saisonnières

Afin de séparer la puissance saisonnière retenue en plusieurs charges, la méthodologie a été d'utiliser le nombre d'habitant selon les différentes municipalités régionales de comté (MRC). La **figure 4.4** montre ces municipalités. Le recensement de la population a été fait à partir des données disponibles au Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie [76, 77] et du Gouvernement du Québec [78]. Un résumé de la population selon les différentes MRC est présenté dans le **tableau 4.6**.

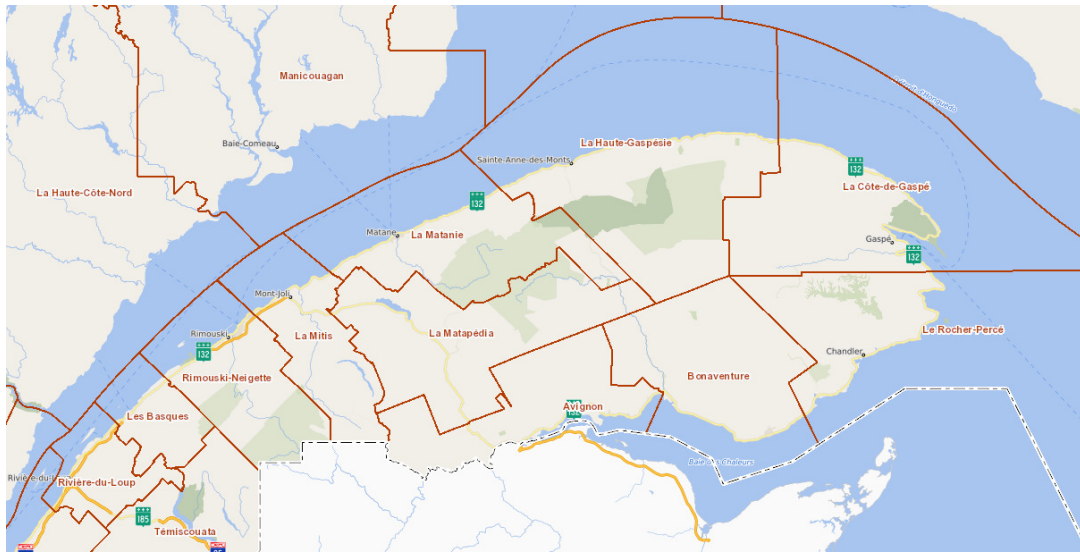


FIGURE 4.4 – Carte des MRC du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie [79]

TABLEAU 4.6 – Recensement de la population selon les différentes MRC

<i>Nom du poste</i>	<i>Abréviation des charges</i>	<i>MRC associée</i>	<i>Population</i>
Cascapédia	CAS	Avignon	15000
Copper Mountain	COP	(soustrait de la Haute-Gaspésie)	2000
Gaspé	GAS	partie de Le Rocher-Percé	14000
Goémon	GOE	La Haute-Gaspésie et La Côte-de-Gaspé	27000
Matapédia	MAP	La Matapédia et La Mitis	36000
Matane	MAT	La Matanie	21000
Micmac	MIC	Bonaventure	18000
Percé	PER	Partie de Le Rocher-Percé	3000
Rivière-au-Renard	RAR	Partie de Le Rocher-Percé	1000
Rimouski	RIM	Rimouski-Neigette	58000
Rivière-du-Loup	RDL	Rivière-du-Loup	35000

Finalement, il est possible de déterminer les charges saisonnières selon les différentes MRC. Un facteur de 120% a été ajouté à la puissance hivernale afin de tenir compte d'un temps de grand froid (crête de puissance) et ainsi être cohérent avec [66]. Les différentes charges sont résumées dans le **tableau 4.7**.

TABLEAU 4.7 – Charges saisonnières selon les différentes MRC

<i>Abréviation pour charges</i>	<i>Population</i>	<i>Hiver</i>	<i>Hiver Crête</i>	<i>Printemps</i>	<i>Été</i>	<i>Automne</i>	<i>Unité</i>
CAS	15000	65,25	78,3	42,75	18,75	44,25	[MW]
COP	2000	8,7	10,44	5,7	2,5	5,9	[MW]
GAS	14000	60,9	73,08	39,9	17,5	41,3	[MW]
GOE	27000	117,45	140,94	76,95	33,75	79,65	[MW]
MAP	36000	156,6	187,92	102,6	45	106,2	[MW]
MAT	21000	91,35	109,62	59,85	26,25	61,95	[MW]
MIC	18000	78,3	93,96	51,3	22,5	53,1	[MW]
PER	3000	13,05	15,66	8,55	3,75	8,85	[MW]
RAR	1000	4,35	5,22	2,85	1,25	2,95	[MW]
RIM	58000	252,3	302,76	165,3	72,5	171,1	[MW]
RDL	35000	152,25	182,7	99,75	43,75	103,25	[MW]
Total	230000	1000,5	1200,6	655,5	287,5	678,5	[MW]

4.3.4 Modélisation des transformateurs de puissance

La troisième étape pour établir le réseau est de modéliser les transformateurs de puissance. Afin d'identifier le nombre et le couplage (YNyn) des transformateurs dans chacun des postes, il est possible de s'appuyer sur le circuit proposé dans [66]. Les différents niveaux de tension ont été pris de [66, 68], et les puissances nominales sont des puissances standards pour ces niveaux de tension. On estime les pourcentages d'impédance ($Z\%$) à partir de [16] et les ratios X/R à partir de la norme IEEE Std C37.010-2016 [80]. Finalement, on peut séparer les parties résistive et réactive en faisant la résolution du système d'équations suivant :

$$Z\% = \sqrt{R^2 + X^2} \quad (4.2)$$

$$R = \sqrt{\frac{(Z\%)^2}{1 + \left(\frac{X}{R}\right)^2}} \quad (4.3)$$

$$X = \frac{X}{R} \cdot R \quad (4.4)$$

Les données de modélisation finales utilisées sont présentées au **tableau 4.8**.

TABLEAU 4.8 – Paramètres des transformateurs de puissance

<i>Poste</i>	<i>Abréviation</i>	<i>Tension primaire [kV]</i>	<i>Tension secondaire [kV]</i>	<i>Puissance nominale [MVA]</i>	<i>Nombre en parallèle</i>	<i>Z%</i>	<i>X/R</i>	<i>R [pu]</i>	<i>X [pu]</i>
Rivière-du-Loup	RDL	315	230	300	1	12,5	45	0,0028	0,1250
Rimouski	RIM	315	230	300	2	12,5	45	0,0028	0,1250
Matapédia	MAP	315	230	300	2	12,5	45	0,0028	0,1250
Les Boules	LBO	230	120	150	2	11,5	35	0,0033	0,1150
Goémon	GOE	230	161	200	1	11,5	40	0,0029	0,1150
MicMac	MIC	230	161	200	3	11,5	40	0,0028	0,1250

4.4 Modélisation des parcs éoliens

4.4.1 Recensement des parcs éoliens

La quatrième étape de l'élaboration du réseau consiste à recenser les différents parcs éoliens présents dans ces régions. L'intégration des parcs réels et modélisés, le nombre et le type d'éolienne, et la puissance totale installée sont résumés dans le **tableau 4.10**. Les informations recueillies proviennent principalement du Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie [81] ainsi que des contrats d'approvisionnement en électricité avec Hydro-Québec [82]. Les parcs Mesgi'g Ugu's'n 2 et Canton MacNider, issus des appels d'offres d'Hydro-Québec 2021-01 [83] et 2021-02 [84], ont été intégrés, bien qu'ils ne soient actuellement pas encore en fonction au moment de la rédaction de ce chapitre. Finalement, dans le but d'étudier l'effet de l'intégration des énergies renouvelables à onduleurs, les parcs éoliens de type 1 et 2 ont été retirés du modèle numérique. Ceux-ci sont résumés dans le **tableau 4.9**.

TABLEAU 4.9 – Résumé des parcs éoliens de type 1 et 2 retirés du modèle numérique

<i>Parc éolien</i>	<i>Puissance installée [MW]</i>	<i>Nombre d'éolienne</i>	<i>Type Éol.</i>	<i>Modèle</i>
Le Nordais-1 (Cap-Chat)	55,5	75	1/2 (NEG-Micon)	NM48/750
Le Nordais-2 (Matane)	42,75	57	1/2 (NEG-Micon)	NM48/750
Mont Cooper	54,00	30	1/2 (Vestas)	V80/1800
Mont Miller	54,00	30	1/2 (Vestas)	V80/1800

TABLEAU 4.10 – Recensement des différents parc éolien dans les régions du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie

<i>Parc éolien</i>	<i>Abréviation</i>	<i>Puissance installée [MW]</i>	<i>Nombre d'éolienne</i>	<i>Type Éol.</i>	<i>Modèle</i>	<i>Intégration réelle au réseau d'Hydro-Québec</i>	<i>Intégration dans le modèle numérique</i>
Anse-à-Valleau	E_AAV_T3x67	100,5	67	3 (GE Wind Energy)	GE 1,5 SLE, SE, S	ligne 161 kV de 24 km au poste RAR	ligne 161 kV de 37 km au poste RAR_161
Baie-des-Sables	E_BDS_T3x73	109,5	73	3 (GE Wind Energy)	GE 1,5 SLE, SE, S	ligne 230 kV de 63 km au poste RIM	ligne 161 kV de 63 km au poste RIM_230
Carleton	E_CAR_T3x73	109,5	73	3 (GE Wind Energy)	GE 1,5 SLE, SE, S	ligne 230 kV de 11,5 km en dériv. sur L_2397/L_2398 à 30 km du poste CAS	dériv. sur L_2397 à 30 km du poste CAS_230
Gros-Morne	E_GRM_T3x141	211,5	141	3 (GE Wind Energy)	GE 1,5 SLE, SE, S	ligne 230 kV de 17 km au parc éolien MLO	ligne 230 kV de 100 km au poste GOE_230
Lac-Alfred	E_LAL_T3x150	300,0	150	3 (Repower/Senvion)	MM82, MM92	ligne 315 kV de 30 km en dériv. sur L_3089/L_3090 à 75 km du poste RIM	directement au poste RIM_315
La Mitis	E_LMI_T3x12	24,60	12	3 (Repower/Senvion)	MM92	près du parc éolien Lac Alfred	directement au poste RIM_315
Le Plateau 1	E_PLA1_T4x60	138,6	60	4 (Enercon)	E-70 E4	dériv. sur L_3089/L_3090 à 40 km du poste MAP	directement au poste MAP_315
Le Plateau 2	E_PLA2_T4x9	21,15	9	4 (Enercon)	E-92	dériv. sur L_3089/L_3090 à 40 km du poste MAP	directement au poste MAP_315
Mesgi'g Ugiu's'n 1	E_MES1a_T3x46	147,2	46	3 (Senvion)	3,2M114 CCV	ligne 230 kV de 25 km en dériv. sur L_2397 à 22 km du poste MAP	dériv. sur L_2398 à 22 km du poste MAP_230
Mesgi'g Ugiu's'n 1.	E_MES1b_T3x1	2,050	1	3 (Senvion)	MM92 CCV	ligne 230 kV de 25 km en dériv. sur L_2397 à 22 km du poste MAP	dériv. sur L_2398 à 22 km du poste MAP_230
Mesgi'g Ugiu's'n 2	E_MES2_T4x24	102,2	24	4 (Enercon)	E138 EP3 E3	nouveau parc suite à l'appel d'offre 2021-01, n'est pas encore installé	dériv. sur L_2398 à 22 km du poste MAP_230
Mont-Louis	E_MLO_T3x67	100,5	67	3 (GE Wind Energy)	GE 1,5 SLE, SE, S	ligne 230 kV de 89 km au poste GOE	ligne 230 kV de 100 km au poste GOE_230
Mont-Rothery	E_MRO_T3x37	74,00	37	3 (Repower/Senvion)	MM82, MM92	directement au poste COP	directement au poste COP_161
Montage-Sèche	E_MSE_T3x39	58,50	39	3 (GE)		ligne 161 kV de 26 km au parc éolien AAV	ligne 161 kV de 37 km au poste RAR_161
New Richmond 1	E_NRI1_T4x27	54,00	27	4 (Enercon)	E-82 E2	ligne 230 kV de 8 km au poste CAS	directement au poste CAS_230
New Richmond 2	E_NRI2_T4x6	13,80	6	4 (Enercon)	E-82 E2	ligne 230 kV de 8 km au poste CAS	directement au poste CAS_230
Roncevaux	E_RON_T3x34	74,80	34	3 (GE Electric Canada)	GE 2,2-107	dériv. sur L_3089/L_3090 à 40 km du poste MAP	directement au poste MAP_315
Saint-Damase	E_SDA1_T4x10	23,50	10	4 (Enercon)	E-92	dériv. sur ligne 120 kV (L_1454 ou L_1455) à 10 km du poste LBO	directement au poste LBO_161 (sur dériv. sur L2388 à 39,4 km de MAT_230)
Canton MacNider	E_SDA2_T4x10	122,3	22	4 (Enercon)	E-160 EP5 E3	nouveau parc suite à l'appel d'offre 2021-02, n'est pas encore installé	directement au poste LBO_161 (sur dériv. sur L2388 à 39,4 km de MAT_230)
Saint-Ulric / Saint-Léandre	E_SUL_T3x85	133,3	85	3 (GE Wind Energy)	GE 1,5 SLE	ligne 230 kV de 5 km en dériv. sur L_2387/L_2388 à 20 km du poste MAT	directement au poste MAT_230
Vents-du-Kempt	E_VDK_T4x43	101,5	43	4 (ENE)	E-92	ligne 120 kV de 10 km au poste Causapscal (qui est à environ 80 km du poste Les Boules)	ligne 120 kV de 90 km au poste LBO_161

4.4.2 Modélisation des parcs éoliens sur le logiciel ETAP

Lors de cette étape, les parcs éoliens ont été modélisés avec le modèle intégré du logiciel ETAP. En raison du nombre limité de 25 barres sur la licence académique, les réseaux collecteurs n'ont pas été modélisés et les parcs éolien ont été raccordé directement sur la haute tension.

Outres les spécifications des puissances, des niveaux de tension et des types des éoliennes, les valeurs par défaut des modèles génériques ont été préservées. Pour les éoliennes de type 4, une limite de courant de court-circuit de 115% a été programmée. Ensuite, les transformateurs élévateurs des parcs éoliens ont été ajoutés en parallèle sur les barres afin d'inclure leur contribution homopolaire lors d'un défaut vers la terre (**figure 4.5**).

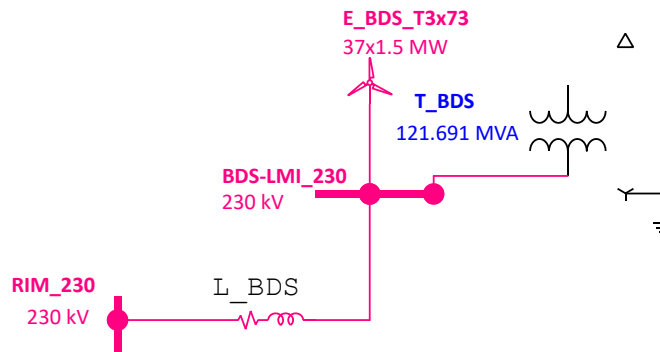


FIGURE 4.5 – Exemple d'ajout d'un transformateur élévateur en parallèle à un parc éolien

4.4.3 Modélisation des parcs éoliens de type 3 sur le logiciel EMTP

Lors de cette étape, les parcs éoliens de type 3 ont été modélisés à l'aide des modèles intégrés du logiciel EMTP. Ce modèle générique a été validé pour les études de court-circuit à partir d'enregistrements de défauts réels et de modélisations de fabricants [85]. Étant donné que l'objectif est de réaliser des court-circuits sur les lignes de transport, les réseaux collecteurs ont pu être négligés pour simplifier le modèle. Cette approximation n'entraîne qu'une différence maximale d'un peu moins de 3% [4] et est jugée acceptable.

Le module de parc éolien est un ensemble de plusieurs sous-modules. La **figure 4.6** représente un schéma simplifié d'une éolienne raccordée au réseau de transport. Des dizaines de paramètres sont modifiables et, pour la plupart, il est difficile d'obtenir les valeurs exactes. Ainsi, ceux-ci ont été ajustés au mieux des informations disponibles.

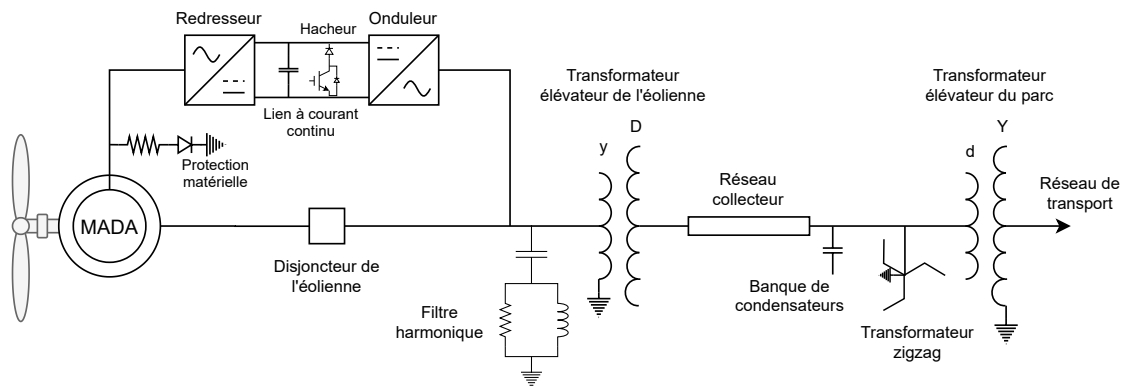


FIGURE 4.6 – Schéma simplifié d'un parc avec des éoliennes de type 3

Contrôle de la puissance réactive

Tout d'abord, la puissance active des génératrices a été déterminée conformément aux contrats d'approvisionnement en électricité [82]. En se basant sur la fiche technique de la série 1,5 MW de General Electric [86], le facteur de puissance a été établi à 90% inductif et 95% capacitif. Pour le contrôle de la puissance réactive en situation normale, on utilise le mode VAR-Volt (Q-V), conformément aux exigences d'Hydro-Québec [11].

Modèle générique et type des convertisseurs

Le modèle choisi pour les convertisseurs est celui à valeurs moyennes (« *Average* », AVG). Ce modèle offre de bonnes performances pour une période d'échantillonnage allant jusqu'à $50 \mu s$ [85].

Le contrôleur du convertisseur du côté réseau est traditionnellement à séquences couplées (« *Coupled Sequences Control* », CSC) [87], c'est donc ce mode qui a été privilégié. Cette décision a également été prise pour tenir compte du pire cas en termes de contribution à la séquence inverse. La deuxième option est un contrôle à séquences découplées (« *Decoupled Sequences Control* », DSC). Lors d'une situation de déséquilibre, ce second mode d'opération permet de diminuer les harmoniques de rang 2 dans le lien à courant continu et d'injecter de la puissance réactive à séquence inverse dans le réseau [85, 87, 88].

Protections et tenue à basse tension

En ce qui concerne les paramètres de la protection matérielle (« *crowbar* ») au niveau du rotor, du contrôle du hacheur sur le lien à courant continu, ainsi que des protections de surintensité et de surtension, tous ont été laissés aux valeurs par défaut. Enfin, la caractéristique de tenue à basse tension (« *Low Voltage Ride Through* », LVRT) a été ajustée pour respecter les exigences d'Hydro-Québec illustrées à la **figure 4.7**.

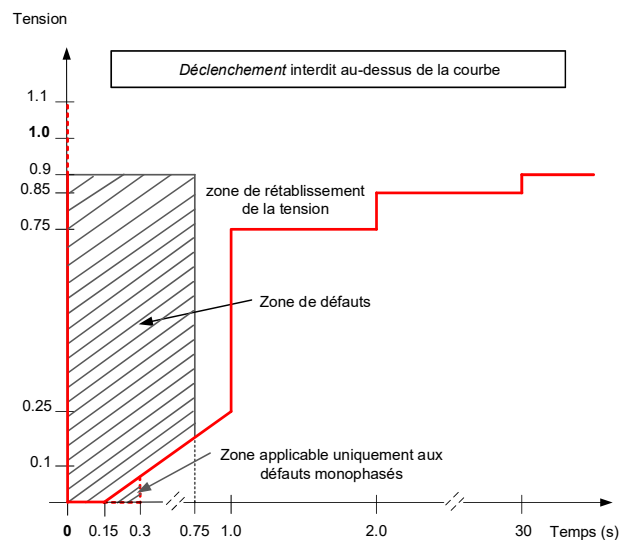


FIGURE 4.7 – Exigences d'Hydro-Québec de tenue à basse tension pour une source SERMO [11]

Capacité d'injection et d'absorption de puissance réactive

Ensuite, il faut vérifier l'exigence d'Hydro-Québec concernant l'injection de puissance réactive du côté haute tension du point commun de raccordement produite par l'installation de production d'électricité. La **figure 4.8** présente les huit combinaisons de tension et de facteur de puissance à atteindre. Ces cas doivent être évalués à la fois à pleine puissance active et à puissance active minimale. Pour les éoliennes de type 3, il est spécifié qu'elles ne sont pas tenues de fournir une contribution de puissance réactive si la puissance active injectée est inférieure ou égale à 10%.

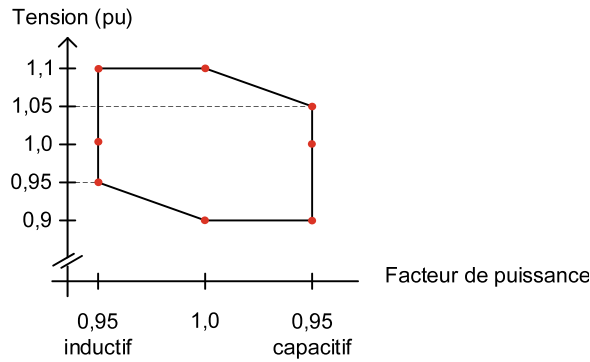


FIGURE 4.8 – Exigence de puissance réactive disponible du côté haute tension du poste de départ - Extrait de l'exigence D-2022-088 [11]

La démarche qui suit présente un exemple d'essais réalisés pour le parc éolien Anse-à-Valleau (AAV). Tout d'abord, on peut déterminer la puissance réactive nécessaire pour obtenir un facteur de puissance de 95%.

$$FP = 0,95 = \frac{P}{S} \rightarrow S = \frac{100,5 \text{ MW}}{0,95} = 105,8 \text{ MVA} \quad (4.5)$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \rightarrow Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{105,8^2 - 100,5^2} = 33,066 \text{ MVAR} \quad (4.6)$$

En prenant une base de puissance égale à la puissance nominale du parc, on obtient :

$$S_{base} = 111,67 \text{ MVA} \quad (4.7)$$

$$P = \frac{100,5}{111,67} = 0,90 \text{ pu} \quad (4.8)$$

$$Q = \frac{33,066}{111,67} = 0,296 \text{ pu} \quad (4.9)$$

Lorsque le parc éolien opère à facteur de puissance capacitif de 95%, il faut une commande de puissance réactive capacitive de +0,296 pu. De la même façon, on trouve que pour obtenir un facteur de puissance inductif de 90%, il faut une commande de puissance réactive inductive de -0,436 pu. Les éoliennes sélectionnées ont une capacité de puissance réactive supérieure aux exigences de la norme d'Hydro-Québec.

La méthodologie pour réaliser les essais était d'utiliser uniquement le parc à l'étude, une source de tension constante, et d'imposer la commande de puissance réactive avec le mode « *Q-control* ». Le **tableau 4.11** et la **figure 4.9** montrent les résultats obtenus pour le parc éolien Anse-à-Valleau.

TABLEAU 4.11 – Essais et résultats de l'étude de la puissance réactive disponible au poste Anse-à-Valleau

<i>Cas</i>	<i>Exigence de puissance réactive</i>	<i>V [pu]</i>	<i>P [pu]</i>	<i>Q [pu]</i>
1	Capacitive maximum	1,00	0,90	0,30
2	Inductive maximum	1,00	0,90	-0,44
3	Capacitive maximum	1,05	0,90	0,30
4	Aucune	1,10	0,90	-0,07
5	Inductive maximum	1,10	0,90	-0,44
6	Inductive maximum	0,95	0,90	-0,44
7	Aucune	0,90	0,90	0,00
8	Capacitive maximum	0,90	0,90	0,14
9	Capacitive maximum	1,00	0,10	0,30
10	Inductive maximum	1,00	0,09	-0,37
11	Capacitive maximum	1,05	0,09	0,30
12	Aucune	1,10	0,09	0,22
13	Inductive maximum	1,10	0,09	-0,44
14	Inductive maximum	0,95	0,09	-0,22
15	Aucune	0,90	0,11	-0,07
16	Capacitive maximum	0,90	0,09	0,30

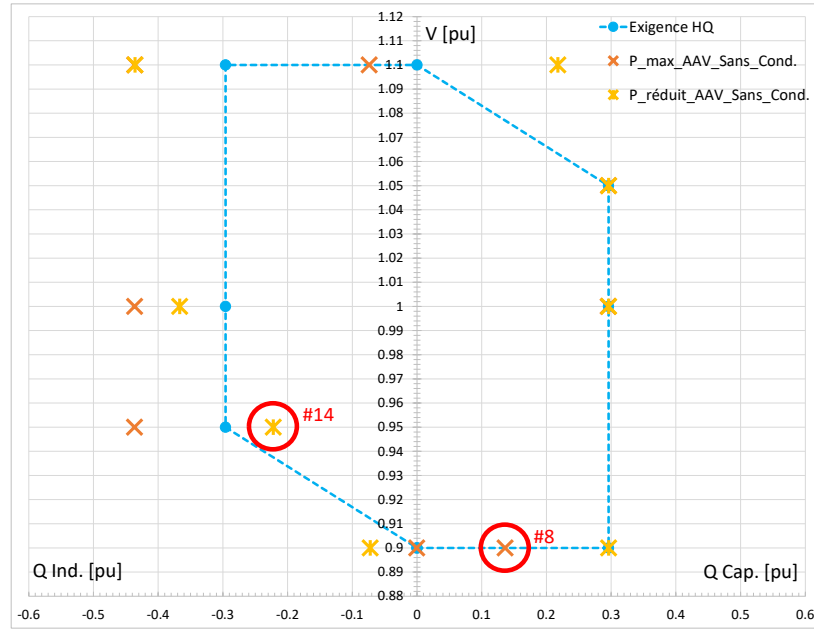


FIGURE 4.9 – Résultats de l'étude de la puissance réactive disponible au poste Anse-à-Valleau

Les résultats montrent un bon fonctionnement, sauf pour les cas #8 et #14. Ce dernier reste acceptable puisque la puissance active est égale à 10% de sa valeur nominale [11]. Pour le cas #8, une source de puissance réactive est nécessaire. Bien qu'un STATCOM soit généralement utilisé pour un contrôle dynamique [82], une banque de condensateurs est privilégiée ici pour sa simplicité de modélisation dans le logiciel EMTP. De plus, il restera tout de même un contrôle dynamique assuré par le contrôle du parc éolien. La capacité ajoutée est calculée comme suit :

$$Q_C = (Q_{\text{recherchée, pu}} - Q_{\text{actuelle, pu}}) \cdot S_{\text{base}} = (0,296 - 0,14) \cdot 111,78 = 17,44 \text{ MVAR} \quad (4.10)$$

Ainsi, une banque de condensateurs de 18 MVAR a été ajoutée au réseau collecteur du parc éolien Anse-à-Valleau. La **figure 4.10** montre les résultats obtenus. Cette fois, les cas #14 et #10 ne sont pas respectés, mais reste tolérable en raison de leur faible puissance active.

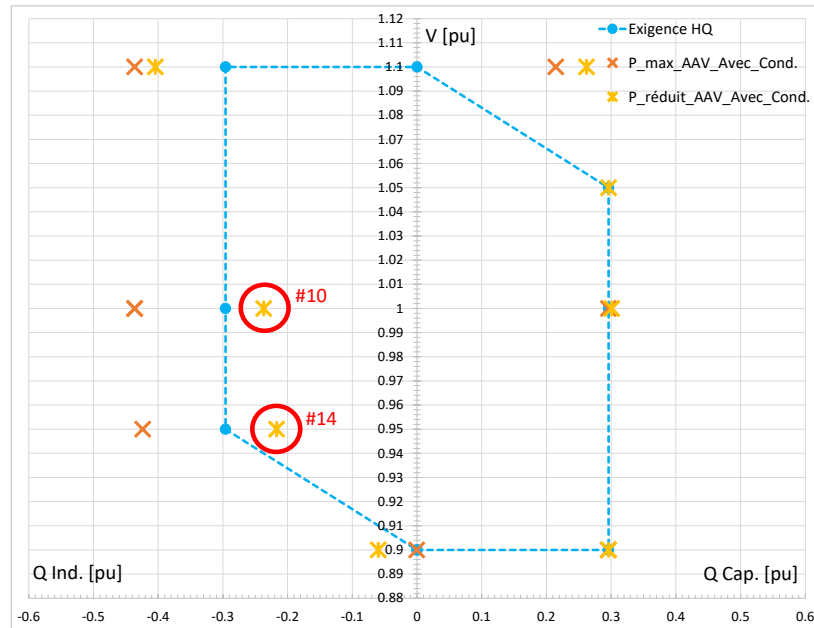


FIGURE 4.10 – Résultats de l'étude de la puissance réactive disponible au poste Anse-à-Valleau avec l'ajout d'une banque de condensateurs

Ajustement des contrôleurs

Dans le modèle intégré, trois contrôleurs de type proportionnel-intégral (PI) avec des boucles de rétroaction sont ajustables. Les deux premiers sont au niveau de l'éolienne : l'un est pour la régulation de tension du côté du rotor, et l'autre est pour la synchronisation avec le réseau (« *Phase Locked Loop* », PLL). Ces deux régulateurs ont été laissés par défaut. Le troisième régulateur est pour le contrôle dynamique de la puissance réactive au point commun de raccordement en cas d'une variation du niveau de tension. Celui-ci a été ajusté manuellement pour chacun des parcs éoliens afin de respecter les exigences de [11], qui sont résumées dans le **tableau 4.12**.

TABLEAU 4.12 – Paramètres de performance associés à la fonction de régulation de tension de la centrale utilisant des SERMO [11]

Paramètre	Description	Exigences pour la performance de la régulation de tension	
		Exploitation normale ¹	Lors de perturbations ⁴
Temps de réaction	Délai entre la variation de tension et le début de la réponse de la <i>centrale</i> à cette variation de tension	< 200 ms ²	< 16 ms ²
Temps de réponse	Délai entre le début de la réponse à une variation de tension et le moment où la puissance réactive atteint 90% de sa valeur finale	< 30 s ³	≤ 100 ms ³
Amortissement	Ratio d'amortissement (ζ) des oscillations de la puissance réactive garantissant la stabilité de la réponse à une variation de tension	0,3 ³	s. o.
Écart final	Écart maximal de la puissance réactive une fois stabilisée par rapport à la valeur finale requise	s. o.	-2,5 % / +10 % du courant maximum du <i>groupe</i>
1. Lors des variations de tension alors que la tension du <i>réseau</i> est maintenue à l'intérieur des limites normales d'exploitation, généralement entre 0,9 p.u. et 1,1 p.u. 2. Ne s'applique pas aux éoliennes de type III. 3. Varie selon les caractéristiques du <i>réseau de transport</i> à proximité du point de raccordement de la <i>centrale</i>. Le <i>Transporteur</i> fournit les réglages à appliquer par le producteur. 4. Lors de variations brusques de la tension du <i>réseau</i> au-delà des limites normales d'exploitation et détectées au niveau des bornes des <i>groupes</i> de la <i>centrale</i>.			

Couplage et puissance des transformateurs

Le transformateur élévateur de l'éolienne permet d'augmenter la basse tension générée jusqu'à la moyenne tension du réseau collecteur [82]. Le couplage retenu est de type *Dyn11*. Dans le logiciel EMTP, cela correspond à une connexion $DYg + 30^\circ$. En théorie, un couplage *Dyn11* implique que le côté haute tension est en avance de 330° par rapport au côté basse tension. Cependant, dans EMTP, le paramétrage $DYg + 30^\circ$ signifie que le secondaire Yg est en avance de $+30^\circ$ par rapport au primaire D , ce qui revient à une configuration standard *Dyn11*. La puissance nominale du transformateur est choisie égale à celle de l'éolienne. Les impédances des enroulements, exprimées en valeur par unité (pu), sont laissées aux valeurs par défaut du logiciel. La branche de magnétisation, quant à elle, n'est pas prise en compte dans le modèle.

Quant au transformateur élévateur du parc éolien, celui-ci augmente la tension du réseau collecteur (25 kV ou 34,5 kV) à celle du réseau de transport (120, 161, 230 ou 315 kV). Pour annuler le déphasage introduit par le transformateur de l'éolienne et éviter des flux de puissance involontaires, un couplage $YNd1$ est utilisé. Dans EMTP, le primaire du transformateur est raccordé au réseau collecteur, et le secondaire au réseau de transport. Il faut donc choisir une connexion $DYg + 30^\circ$ pour obtenir le déphasage souhaité. La **figure 4.11** résume les couplages utilisés. La puissance du transformateur correspond à la somme des puissances des éoliennes du parc. Les impédances des enroulements (en pu) sont laissées par défaut et la branche de magnétisation est négligée.

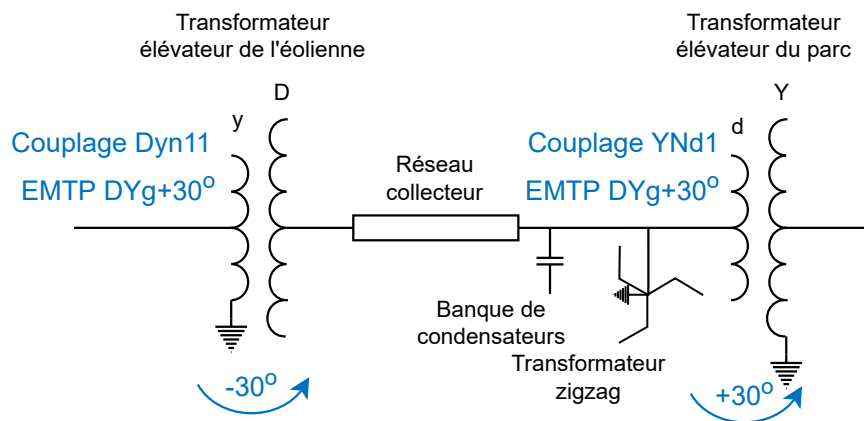


FIGURE 4.11 – Couplage des transformateurs des parcs éoliens

Transformateur de mise à la terre

Le type de raccordement des transformateurs affecte le régime du neutre des équipements. Pour que le régime du neutre du réseau collecteur soit effectivement mis à la terre, on ajoute un transformateur zigzag. Ces transformateurs vont contribuer à la séquence homopolaire lors d'un défaut à la terre sur le réseau collecteur.

Lors des essais pratiques, les courts-circuits sont réalisés sur le réseau de transport. Le transformateur zigzag est alors découplé du réseau et ne contribue pas. Néanmoins, ceux-ci ont été dimensionnés et ajoutés dans le modèle numérique, et les détails des calculs sont présentés à l'annexe A.

4.4.4 Modélisation des parcs éoliens de type 4 sur le logiciel EMTP

Lors de cette étape, les parcs éoliens de type 4 ont été modélisés à l'aide des modèles intégrés du logiciel EMTP. Ce modèle générique a été validé pour les études de court-circuit avec des enregistrements de défauts réels et des modélisations des fabricants [54,85,89,90]. Encore une fois, les réseaux collecteurs ont pu être négligés pour simplifier le modèle.

Comme précédemment, le module de parc éolien est un ensemble de plusieurs sous-modules. La **figure 4.12** représente un schéma simplifié d'une éolienne raccordée au réseau de transport. Des dizaines de paramètres sont modifiables et, pour la plupart, il est difficile d'obtenir les valeurs exactes. Ceux-ci ont donc été ajustés au mieux des informations disponibles.

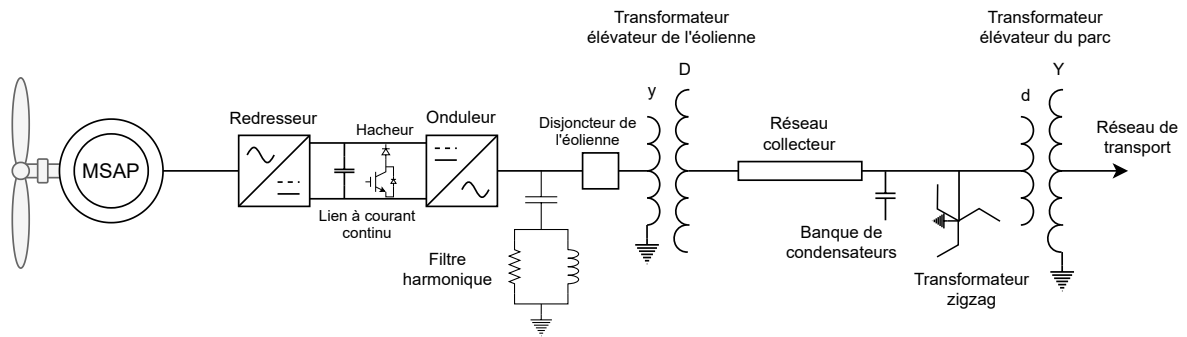


FIGURE 4.12 – Schéma simplifié d'un parc avec des éoliennes de type 4

Capacité d'injection et d'absorption de puissance réactive

Tout comme pour les parcs éoliens de type 3, la puissance active des génératrices a été déterminée conformément aux contrats d'approvisionnement en électricité [82]. Un facteur de puissance de 85% a également été choisi pour l'ensemble des parcs éoliens. Pour le contrôle de la puissance réactive en situation normale, on utilise le mode VAR-Volt (Q-V), conformément aux exigences d'Hydro-Québec [11].

Modèle et type des convertisseurs

Encore une fois, le modèle choisi pour les convertisseurs est celui à valeurs moyennes (« *Average* », AVG), et le contrôleur est également à séquences couplées (« *Coupled Sequence Control* », CSC). Une différence avec les éoliennes de type 3 est la limitation en courant lors d'un court-circuit. Pour cela, on a ajusté la limite en courant du convertisseur du côté réseau à 1,15 pu.

Protections et tenue à basse tension

En ce qui concerne les protections, les éoliennes de type 4 n'ont pas de protection de type « *crow-bar* », cependant elles ont tout de même un hacheur de courant au niveau du lien à courant continu. Celui-ci a été laissé avec les valeurs par défaut. Enfin, la caractéristique de tenue à basse tension a été ajustée pour respecter les exigences d'Hydro-Québec, comme illustré à la **figure 4.7**.

Exigence d'injection de puissance réactive

Encore une fois, les 16 essais d'injection de puissance (**figure 4.8**) ont été réalisés pour chacun des parcs. Il est demandé d'obtenir un facteur de puissance de 95% inductif et capacitif, ce qui représente une puissance réactive de 0,296 pu. Le **tableau 4.13** et la **figure 4.13** montrent les résultats obtenus pour le parc éolien de New Richmond 1. À la suite de ces essais, il a été conclu qu'il n'est pas nécessaire d'ajouter de compensation de puissance réactive pour les parcs éoliens de type 4.

TABEAU 4.13 – Essais et résultats de l'étude de la puissance réactive disponible au poste New Richmond 1

<i>Cas</i>	<i>Exigence de puissance réactive</i>	<i>V [pu]</i>	<i>P [pu]</i>	<i>Q [pu]</i>
1	Capacitive maximum	1,00	0,87	0,52
2	Inductive maximum	1,00	0,86	-0,47
3	Capacitive maximum	1,05	0,87	0,53
4	Aucune	1,10	0,87	0,00
5	Inductive maximum	1,10	0,86	-0,53
6	Inductive maximum	0,95	0,86	-0,38
7	Aucune	0,90	0,87	0,00
8	Capacitive maximum	0,90	0,87	0,32
9	Capacitive maximum	1,00	0,09	0,53
10	Inductive maximum	1,00	0,07	-0,52
11	Capacitive maximum	1,05	0,09	-0,52
12	Aucune	1,10	0,08	0,00
13	Inductive maximum	1,10	0,07	-0,52
14	Inductive maximum	0,95	0,07	-0,52
15	Aucune	0,90	0,08	0,00
16	Capacitive maximum	0,90	0,09	0,52

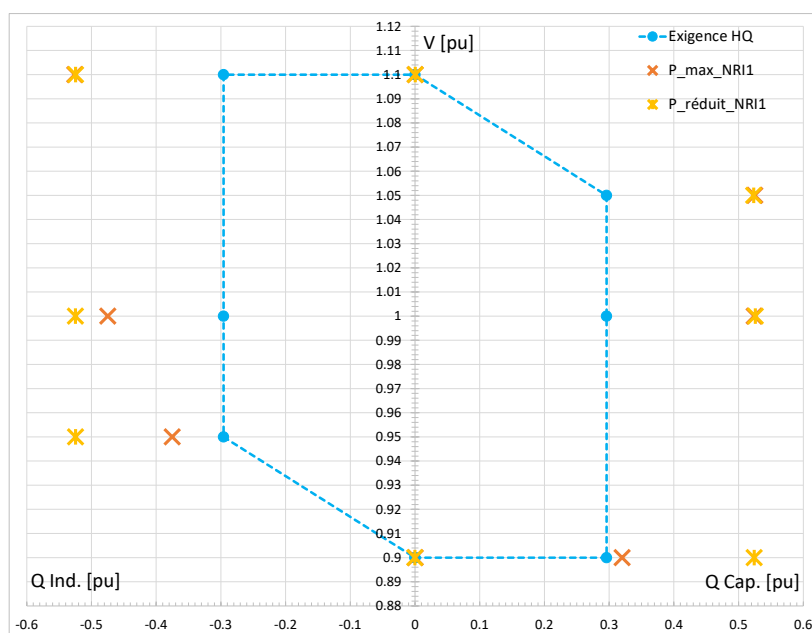


FIGURE 4.13 – Résultats de l'étude de la puissance réactive disponible au poste New Richmond 1

Ajustement des contrôleurs

Dans le modèle intégré, deux contrôleurs PI avec des boucles de rétroaction sont ajustables. Le premier est au niveau de l'onduleur pour la synchronisation avec le réseau avec une rétroaction de type PLL, celui-ci a été laissé par défaut. Le second est pour le contrôle dynamique de la puissance réactive au PCR. Celui-ci a été ajusté manuellement pour chacun des parcs afin de respecter les exigences techniques de raccordement d'Hydro-Québec [11], qui sont résumées dans le **tableau 4.12**.

Couplage et puissance des transformateurs

Le transformateur élévateur de l'éolienne doit augmenter la basse tension générée jusqu'à la moyenne tension du réseau collecteur [82]. Le branchement choisi est de type *Dyn11*. Encore une fois, il faut choisir une connexion *DYg + 30°*. La puissance choisie est égale à celle de l'éolienne, les impédances des enroulements en pu sont laissées par défaut et la branche de magnétisation n'est pas considérée.

Le transformateur élévateur du parc doit augmenter la tension du réseau collecteur (25 kV ou 34,5 kV) jusqu'à la tension du réseau de transport (120 kV, 161 kV, 230 kV ou 315 kV). Le branchement choisi est de type *YNd1*. Tel que mentionné à la section 4.4.3, il faut choisir sur EMTP une connexion *DYg + 30°*. La puissance choisie est égale à la somme des éoliennes, les impédances des enroulements en pu sont laissées par défaut et la branche de magnétisation n'est pas considérée.

4.4.5 Convergence du modèle numérique et maintien des niveaux de tension

La dernière étape de la modélisation est de s'assurer de sa convergence et du maintien des niveaux de tension. Pour ce faire, on active peu à peu certaines parties du réseau et on vérifie les niveaux de tension et l'écoulement de puissance. Des condensateurs et des inductances sont ajoutés en parallèle à des endroits stratégiques afin de garantir une tension à $\pm 5\%$ de la valeur nominale.

Afin d'étudier le taux d'intégration des sources non conventionnelles, des incréments de 10% du fonctionnement des parcs ont été réalisés. Ainsi, les condensateurs et les inductances ont dû être ajustés manuellement pour chacune des situations. En raison de la forte exportation vers le reste du Québec (équivalent Thévenin), il n'était pas possible d'obtenir un réseau stable avec un taux de fonctionnement supérieur à 60% pour la charge estivale et 80% pour la charge hivernale. En effet, le raccordement relativement faible vers le reste du réseau agit comme un goulot d'étranglement, limitant la puissance maximale transmissible. Ce phénomène dans cette région est bien connu [91,92].

4.4.6 Modélisations finales

Les **figures 4.14** et **4.15** présentent les modélisations du réseau du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie sur les logiciels ETAP et EMTP.

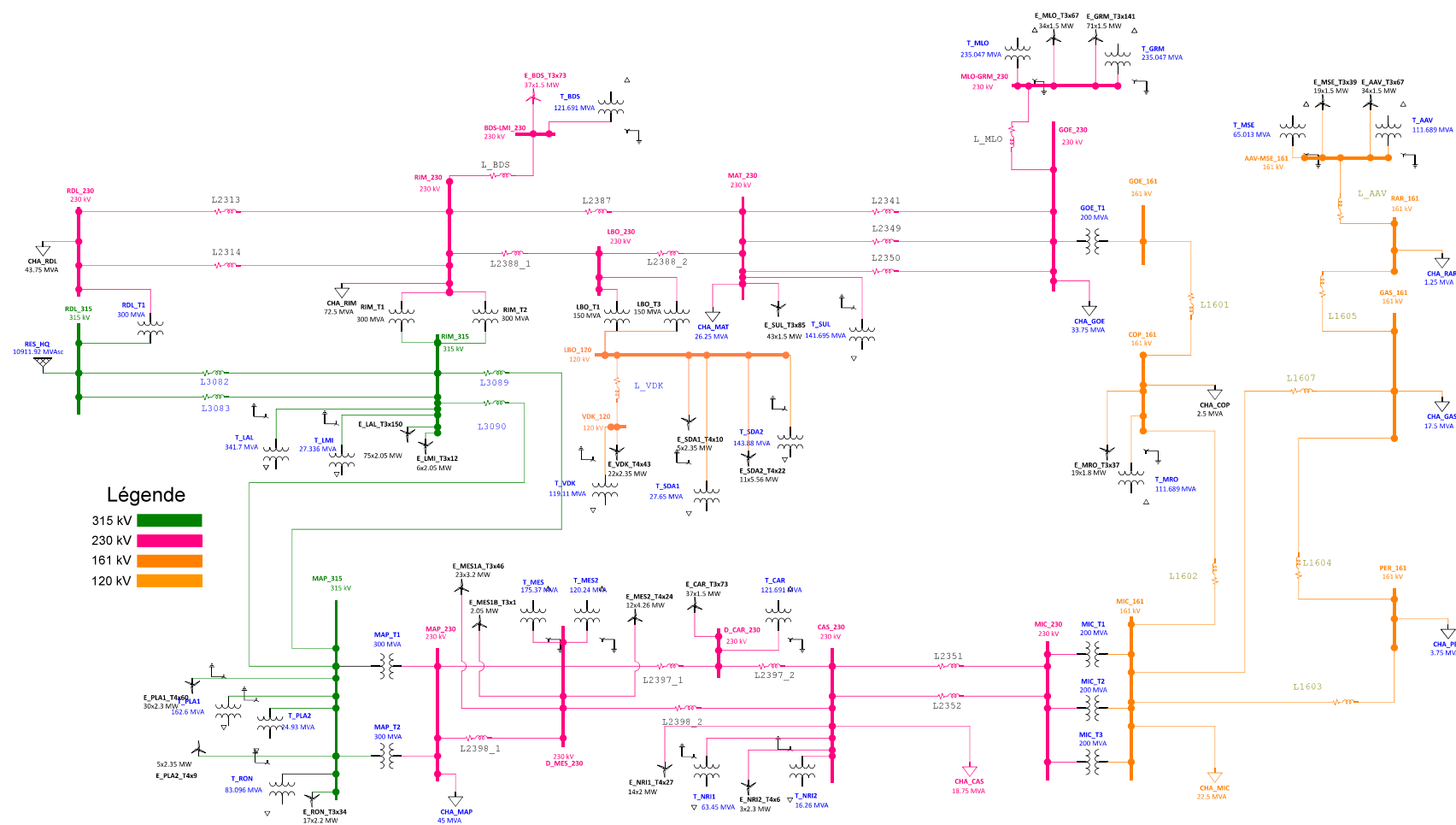


FIGURE 4.14 – Modélisation du réseau du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie sur le logiciel ETAP

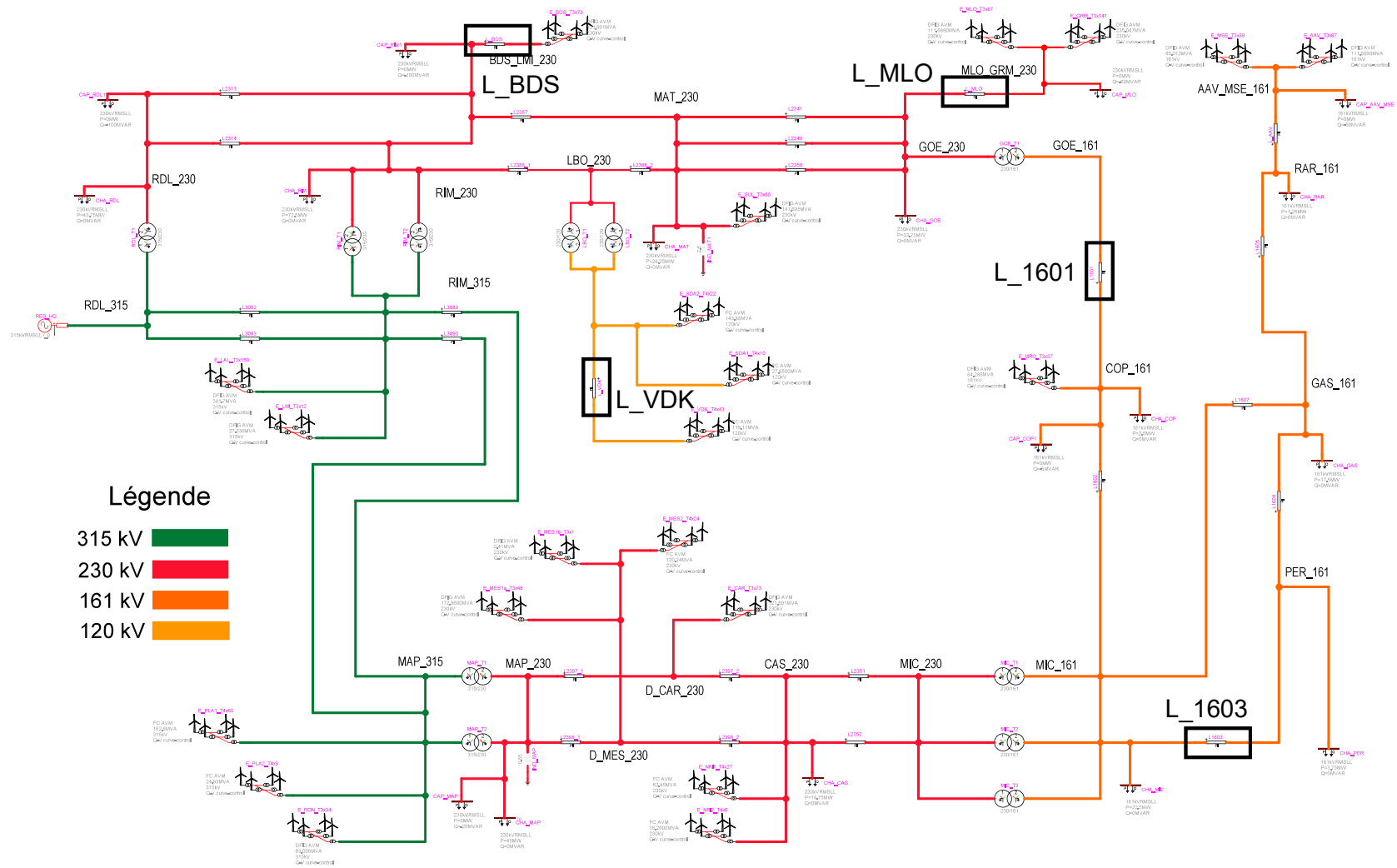


FIGURE 4.15 – Modélisation du réseau du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie sur le logiciel EMTP

4.5 Validation du modèle numérique

À la suite de la réalisation du modèle numérique, une étape de validation s'avère nécessaire. Une présentation au 90^e congrès de l'ACFAS [93] a été l'occasion de valider les réponses transitoires des SERMO lors des différents courts-circuits. Lors de cette présentation, le réseau d'intégration du parc éolien Belle-Rivière à Saint-Gédéon a été modélisé en respectant les mêmes règles que celles décrites dans ce chapitre. Les comportements observés étaient cohérents avec ceux attendus selon la littérature.

À titre d'exemple, les figures suivantes présentent la contribution à la sortie des onduleurs du parc éolien de type 4 Vents-du-Kempt. Les résultats sont illustrés pour un défaut monophasé et pour un défaut biphasé-terre à proximité. Dans les deux cas, la contribution est pratiquement équilibrée, avec peu de courant de séquence inverse et aucun courant de séquence homopolaire.

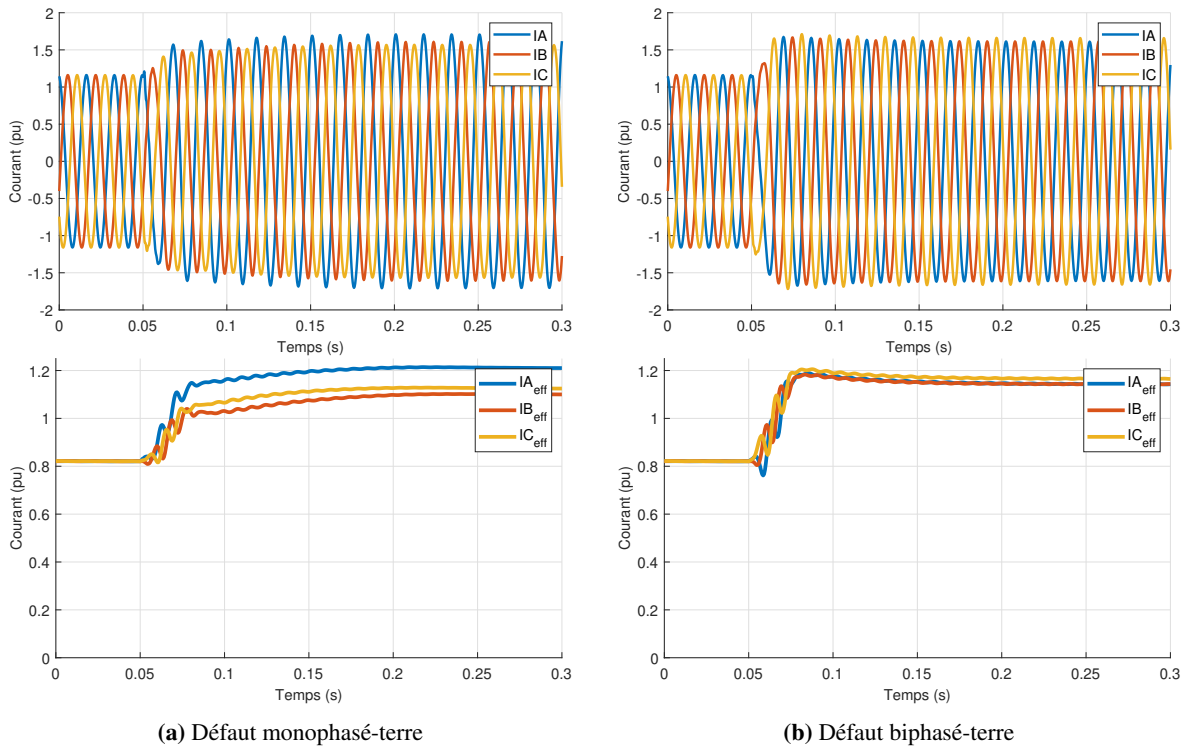


FIGURE 4.16 – Courants de ligne du parc éolien Vents-du-Kempt

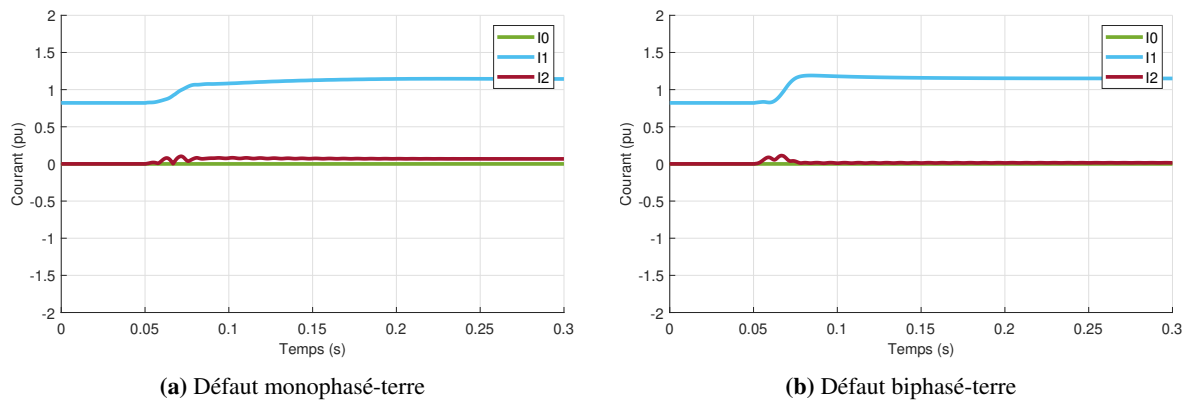


FIGURE 4.17 – Courants des séquences du parc éolien Vents-du-Kempt

4.6 Description du banc d'essai expérimental

Afin d'obtenir des résultats représentatifs de la réalité, les réponses transitoires issues des simulations EMTP sont injectées dans des relais de protection réels, permettant ainsi d'étudier leur comportement. Cette section présente la description du montage physique. La **figure 4.18** illustre le schéma de principe du banc d'essai réalisé.

4.6.1 Relais de protection de distance et communication

En ce qui concerne les protections des lignes, les relais utilisés sont deux SEL-421 (*firmware* version 2006) de la compagnie Schweitzer Engineering Laboratories [94]. Les relais ont été choisis en raison de leur disponibilité au laboratoire, de leurs bonnes performances et car ils sont actuellement en utilisation chez de nombreuses compagnies d'électricité. La communication avec ceux-ci à partir d'un ordinateur se fait à l'aide du logiciel SEL-5030 AcSELeator [95].

4.6.2 Source multicanal et interface de bas niveau

Les données de court-circuit sont injectées dans les relais à l'aide de la source multicanal SEL-4000 [96]. Le logiciel SEL-5401 est utilisé afin de transmettre les événements transitoires simulés de l'ordinateur jusqu'à la source. Par la suite, celle-ci va convertir les événements transitoires en signaux analogiques et va les envoyer dans les relais via l'interface de bas niveau. De cette façon, les relais vont considérer les signaux envoyés de la même façon que si l'événement était mesuré réellement.

4.6.3 Synchronisation entre les relais

La synchronisation temporelle entre les relais est assurée par l'horloge satellite SEL-2407 [97]. Cette synchronisation permet de comparer les deux rapports d'événements simultanément.

4.6.4 Communication entre les relais et protocole de communication

En cas de mauvais fonctionnement de l'un des relais, il est crucial d'obtenir un rapport d'événement pour comprendre le problème. Or, sans détection de défaut, le relais peut ne pas générer de rapport ou le faire trop tard. La solution consiste à établir une communication entre les deux relais. Comme l'un est généralement soutenu par une source forte, on peut supposer qu'il fonctionnera adéquatement. Alors, avec un lien de communication, il peut ordonner au relais à l'autre extrémité de la ligne de démarrer un enregistrement. De plus, une logique de détection de sous-tension très sensible a été ajoutée pour faciliter la détection d'anomalies et démarrer la génération des rapports. Finalement, la méthode de communication utilisée est celle propre au fabricant, soit le protocole *Mirrored Bits* [98].

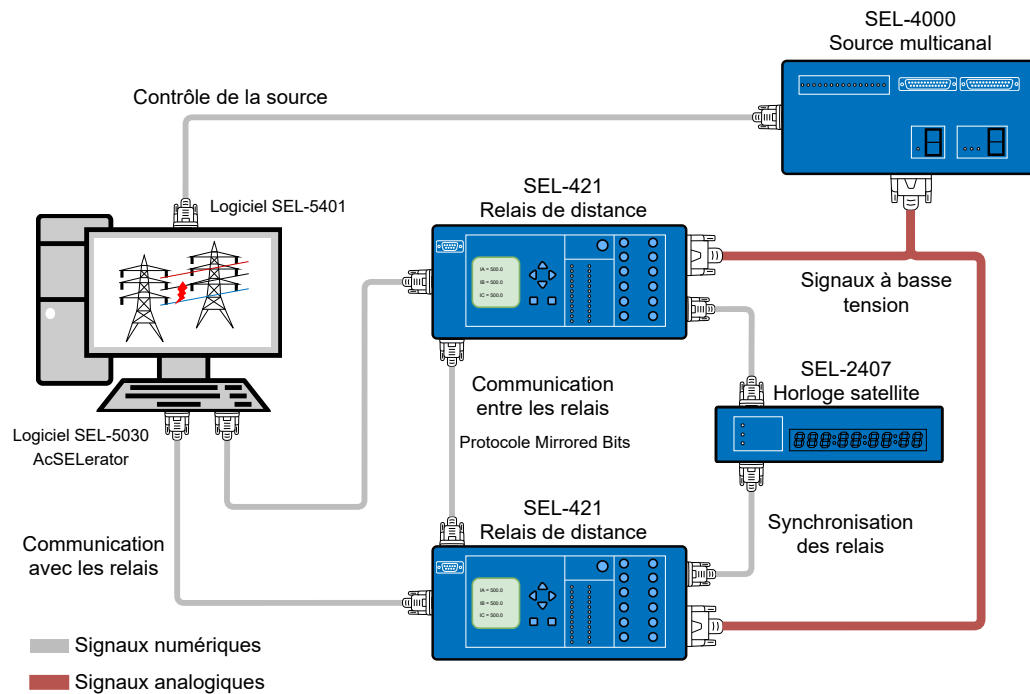


FIGURE 4.18 – Schéma de principe du montage physique

4.7 Procédure pour la création des fichiers d'événements transitoires

4.7.1 Standard sur les fichiers d'événement

La norme internationale IEC 60255-24 :2013 / IEEE Std C37.111-2013 [99] établit un format pour les fichiers contenant des formes d'onde et des événements transitoires dans les réseaux électriques. Ce format standardisé est connu sous le nom de « *Common format for transient data exchange* » (COMTRADE). Le logiciel EMTP permet d'exporter les résultats transitoires simulés au format COMTRADE. La source multicanaux utilisée permet de convertir ces événements transitoires en signaux analogiques et de les envoyer aux relais.

Chaque événement est sauvegardé dans deux à trois fichiers :

1. Fichier d'en-tête (.HDR), optionnel ;
2. Fichier de configuration (.CFG), obligatoire ;
3. Fichier de données (.DAT), obligatoire.

4.7.2 Simulation EMTP et rééchantillonnage

Conformément aux exigences d'Hydro-Québec [11], il est possible de définir les paramètres de simulation. Le taux d'échantillonnage doit être de $10\ \mu\text{s}$ (1/100 kHz), ce qui est en accord avec la précision du modèle AVG des éoliennes qui demande une période inférieure à $50\ \mu\text{s}$ [85]. L'algorithme de calcul doit être de type « *Trapezoidal and Backward Euler* », et le modèle doit avoir atteint le régime permanent après une seconde.

Suite à plusieurs essais, la modélisation incluant l'ensemble des parcs se stabilise après légèrement plus d'une seconde, comme montré à la **figure 4.19**. Cette différence est jugée acceptable en raison de l'ampleur du modèle, tandis que l'exigence faisait référence à un seul parc éolien. Toutefois, afin de garantir l'absence de flux de puissance transitoire juste avant le court-circuit, celui-ci a été ajouté après 5,1 secondes, soit longtemps après la fin du régime transitoire d'initialisation.

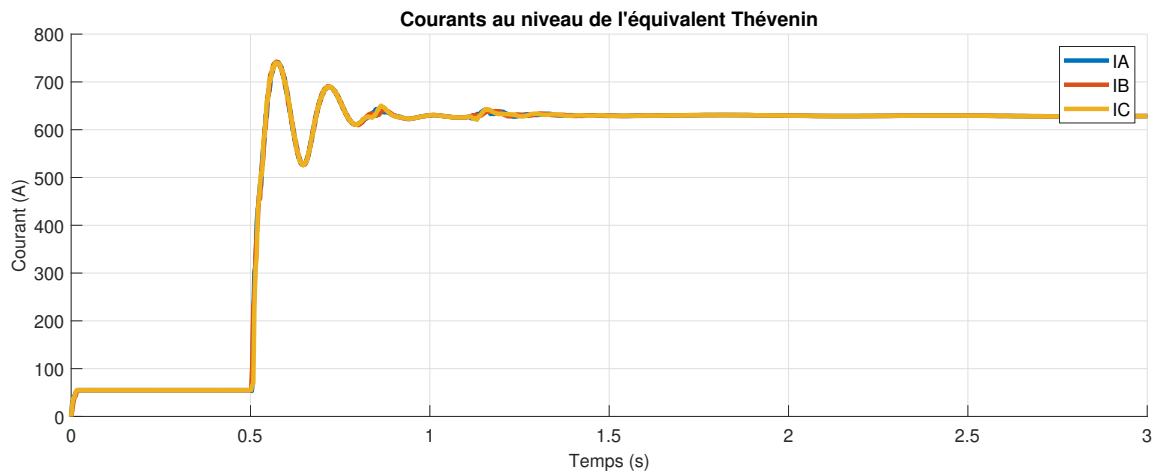


FIGURE 4.19 – Courants au niveau de l'équivalent Thévenin

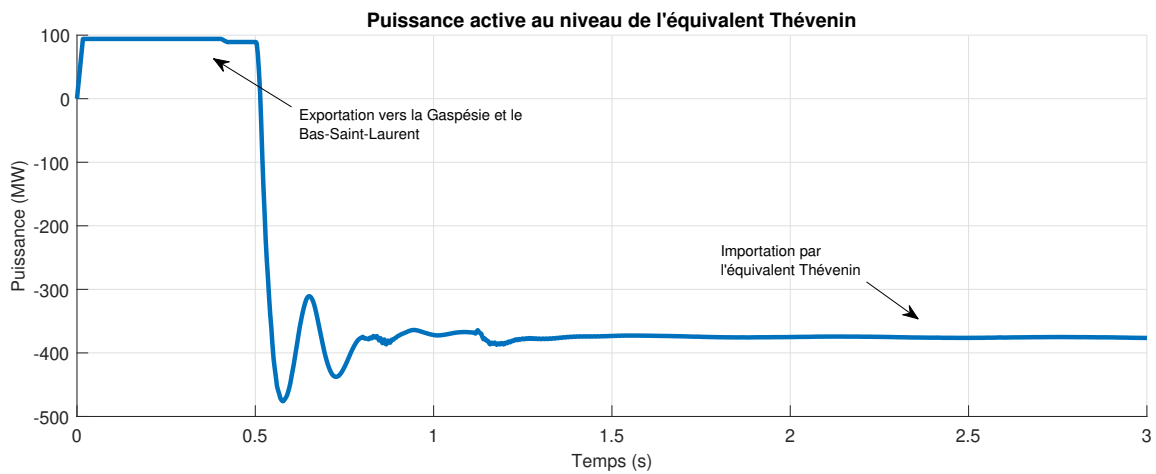


FIGURE 4.20 – Puissance active au niveau de l'équivalent Thévenin

Le logiciel SEL-5401 et la source SEL-4000 utilisés pour générer les signaux analogiques de courants et de tensions qui sont injectés aux relais fonctionnent à une fréquence maximale de 4 kHz ($1/250 \mu s$) pendant 1 seconde ou de 2 kHz ($1/500 \mu s$) pendant 2 secondes. Ces fréquences sont largement inférieures à celle exigée par [11]. La solution utilisée est de réaliser les essais à une fréquence de 100 kHz ($1/10 \mu s$), ce qui permet d'obtenir fidèlement le comportement transitoire. Par la suite, pour satisfaire les limitations des équipements, on réalise un rééchantillonnage sur MATLAB vers une fréquence inférieure. Il faut donc initialement exporter les données au format « .mat ». Finalement, afin d'obtenir le bon nombre d'échantillons, il est nécessaire de désactiver sur EMTP l'option « *Save intermediate time-points* ».

Lors du traitement sur MATLAB, on en profite pour réaliser plusieurs opérations. Tout d’abord, afin d’assurer un ajustement initial adéquat des relais, il est recommandé d’avoir des données pré-défaut pendant au moins 20 cycles (0,333 s) [100]. Donc, les données sont sélectionnées seulement pour la période s’étendant entre 4 et 6 secondes. Ainsi, on a 1,1 seconde de données en pré-défaut et 0,9 seconde de données en court-circuit, ce qui est largement suffisant pour satisfaire à [100] et pour permettre un déclenchement en zone avec dépassement. Ensuite, les données sont repositionnées pour correspondre à un intervalle allant de 0 à 2 secondes. Enfin, on divise les valeurs par les rapports de transformation des transformateurs de courant et de tension afin d’obtenir les mesures au secondaire. Il est important de mentionner que pour ces niveaux de tension (120 kV à 315 kV), il est d’usage d’utiliser des transformateurs de tension à diviseur capacitif. Toutefois, ceux-ci vont également induire des phénomènes transitoires [101, 102], ainsi le traitement sur MATLAB fait abstraction de ces perturbations et permet d’étudier seulement le comportement transitoire des SERMO.

Les **figures 4.21** et **4.22** montrent le résultat obtenu pour le courant de la phase A d’un parc éolien de type 3 lors d’un défaut triphasé. Tandis que les **figures 4.23** et **4.24** présentent les bonnes performances transitoires du rééchantillonnage à 2 kHz.

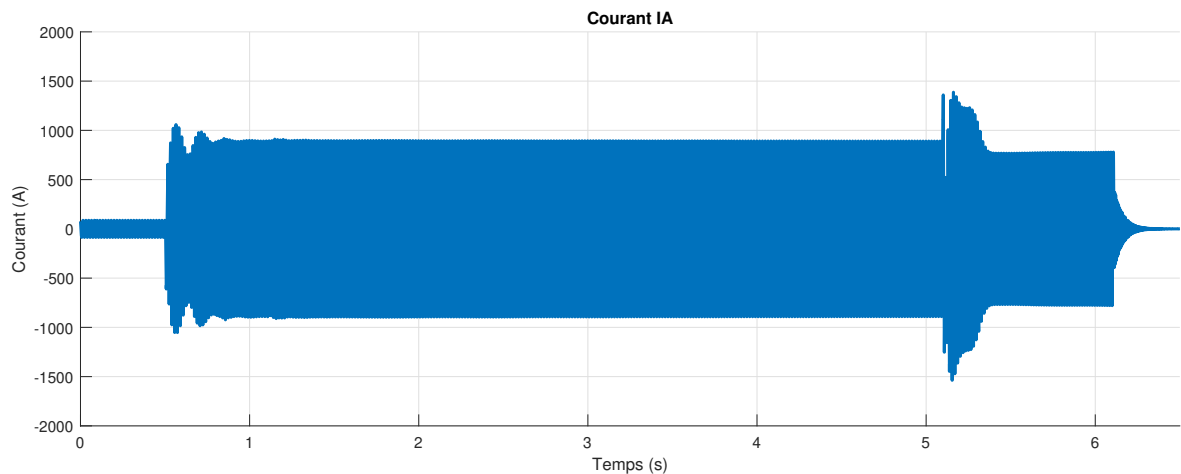


FIGURE 4.21 – Événement complet d’un court-circuit triphasé (phase A seulement)

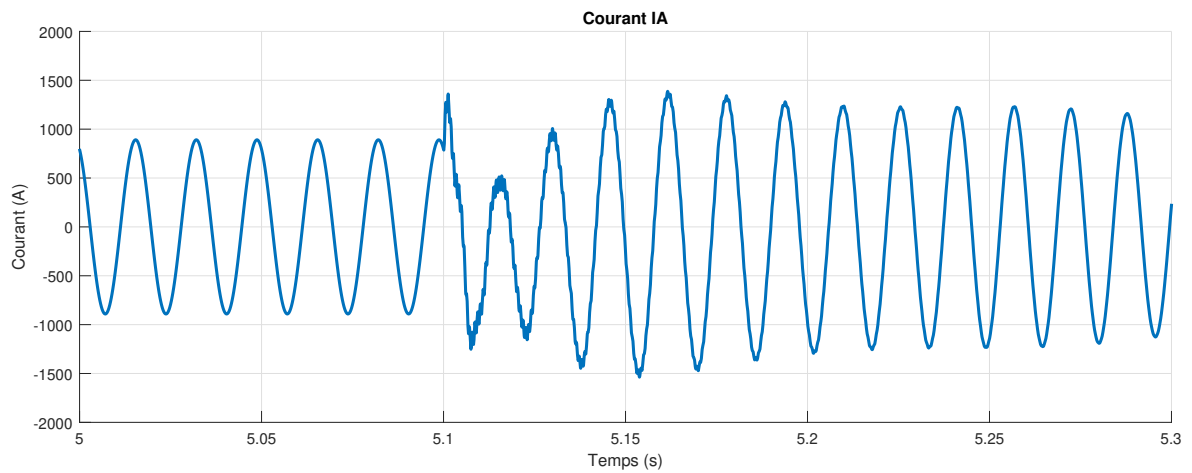


FIGURE 4.22 – Résultat agrandi sur le moment de défaut

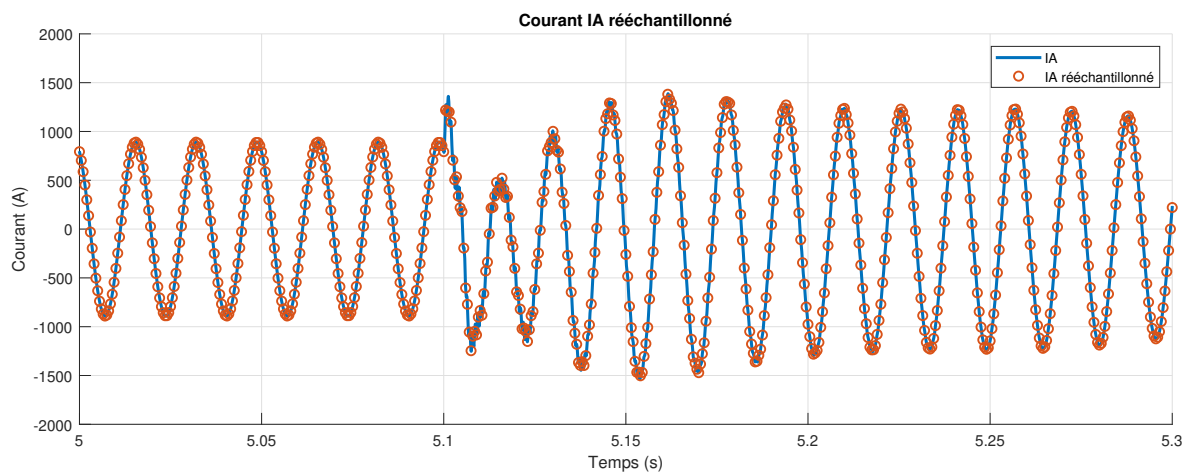


FIGURE 4.23 – Signal rééchantillonné à 2 kHz

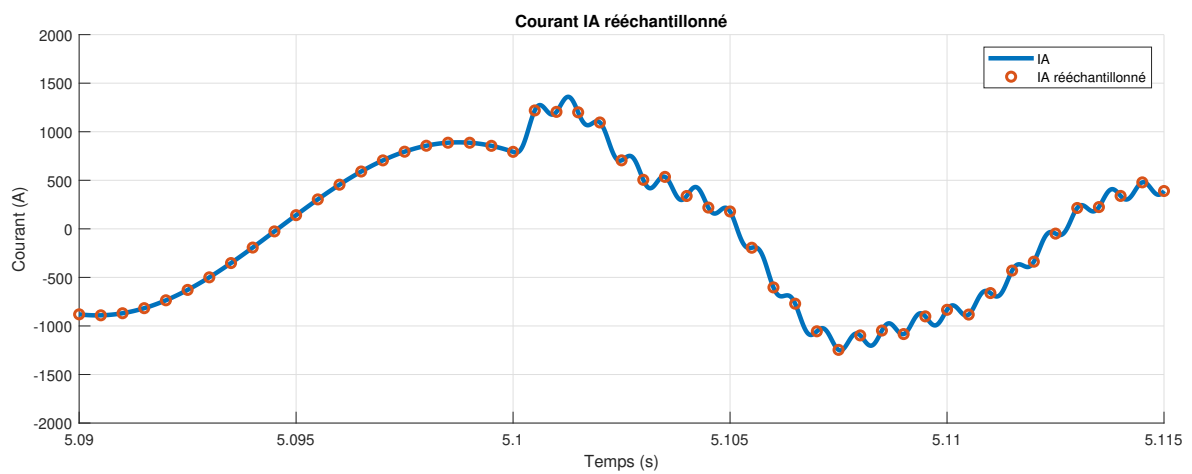


FIGURE 4.24 – Résultat agrandi sur la variation transitoire

La **figure 4.25** montre le résultat final, soit un signal rééchantillonné, ramené sur l'intervalle de 0 à 2 secondes et divisé par le rapport de transformation du transformateur de courant.

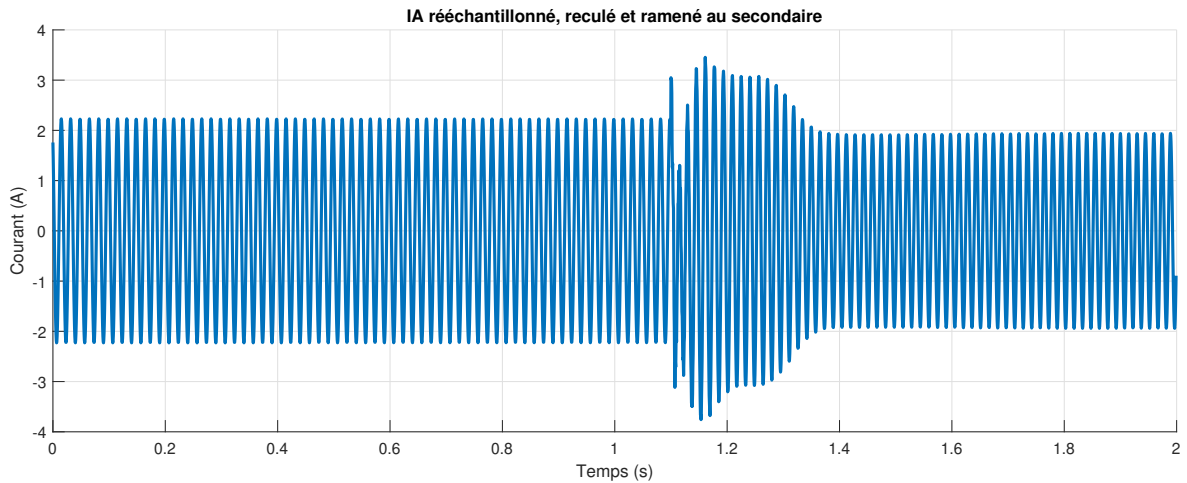


FIGURE 4.25 – Résultat final du traitement sur MATLAB

4.7.3 Conversion et correction des fichiers COMTRADE

Une fois le traitement effectué sur MATLAB, il est possible d'importer les fichiers MATLAB (.mat) dans le logiciel EMTP afin de générer les fichiers COMTRADE (.CFG et .DAT). Cependant, le fichier de configuration (.CFG) présente un problème lors de la communication avec le logiciel SEL-5401. En effet, le taux d'échantillonnage contient des décimales, ce que le logiciel ne peut pas prendre en charge. Un second programme MATLAB a donc été développé pour corriger tous les fichiers concernés. Les **figures 4.26** et **4.27** présentent un exemple de fichier de configuration avant et après correction.

```
f2munger,ScopeView
6,6A,0D
1,IA,,?,3.8102317386941136E-4,-1.4173258365465085,0.0,-32767,32767
2,IB,,?,4.761504950208486E-4,4.720623704314319,0.0,-32767,32767
3,IC,,?,4.4844264534391553E-4,-3.841021099064701,0.0,-32767,32767
4,VA,,?,0.004695121475912536,0.0021429673438433383,0.0,-32767,32767
5,VB,,?,0.0046958807082622,0.006642223711395445,0.0,-32767,32767
6,VC,,?,0.0046966730140630885,0.007823024810051038,0.0,-32767,32767
60.0
1
1999.9999999975557,3999
05/01/24,11:04:30.555
05/01/24,11:04:30.555
ASCII
```

FIGURE 4.26 – Fichier de configuration initial

```
f2munger,ScopeView
6,6A,0D
1,IA,,?,3.8102317386941136E-4,-1.4173258365465085,0.0,-32767,32767
2,IB,,?,4.761504950208486E-4,4.720623704314319,0.0,-32767,32767
3,IC,,?,4.4844264534391553E-4,-3.841021099064701,0.0,-32767,32767
4,VA,,?,0.004695121475912536,0.0021429673438433383,0.0,-32767,32767
5,VB,,?,0.0046958807082622,0.006642223711395445,0.0,-32767,32767
6,VC,,?,0.0046966730140630885,0.007823024810051038,0.0,-32767,32767
60.0
1
2000,3999
05/01/24,11:04:30.555
05/01/24,11:04:30.555
ASCII
```

FIGURE 4.27 – Fichier de configuration corrigé

4.8 Conclusion

En conclusion, ce chapitre contribue à l'atteinte du sous-objectif 1 qui était de caractériser et modéliser avec précision le comportement d'un réseau électrique réel à forte pénétration d'énergie renouvelable non traditionnelle. À cet effet, le réseau électrique du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie a ainsi été modélisé avec rigueur à partir de données publiquement accessibles (longueurs et configuration des lignes, charges électriques, parcs éoliens), complétées par des hypothèses réalistes concernant notamment les impédances des lignes et les caractéristiques des transformateurs. La modélisation finale inclut 28 lignes de transport, 21 parcs éoliens de type 3 et 4, ainsi que deux niveaux de charges. Une attention particulière a été portée au fonctionnement des parcs éoliens. Leur intégration a été effectuée conformément aux exigences techniques de raccordement des centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec [11], et leur comportement en régime de court-circuit est conforme au standard IEEE 2800-2022 [12]. Ainsi, la méthodologie de conception et de modélisation a été détaillée avec précision dans ce chapitre.

Ensuite, un banc d'essai expérimental a été présenté afin de disposer d'un outil pratique pour la réalisation d'essais sur des relais de protection commerciaux. Celui-ci permet d'observer et d'analyser de manière concrète le comportement des relais face à des situations réalistes de courts-circuits.

Finalement, une procédure a également été élaborée pour générer des événements transitoires exploitables par ces relais. Celle-ci repose sur les résultats de simulations de courts-circuits effectuées à partir du modèle EMTP développé dans ce chapitre.

CHAPITRE 5

ÉVALUATION EXPÉRIMENTALE DES PERFORMANCES ET IDENTIFICATION DES CAUSES DE MAUVAISES OPÉRATIONS DES PROTECTIONS DE DISTANCE

Sous-objectif 2 : Déterminer expérimentalement les limites de performance des systèmes de protection actuels (protection de distance).

5.1 Introduction

Ce chapitre a pour objectif d’approfondir, par validation expérimentale, la compréhension de l’impact des SERMO sur les performances des protections de distance. Ainsi, celui-ci répond au deuxième sous-objectif de cette thèse.

Ce chapitre commence par l’identification des lignes à l’étude et la présentation des réglages proposés pour une protection de base. Ensuite, un plan de simulation est élaboré pour analyser les effets des SERMO sur les protections de distance lors d’un court-circuit. Afin de compléter cette analyse, le travail s’appuie sur une expérimentation originale par l’injection de signaux analogiques dans des relais de protection commerciaux réels. Ces signaux sont obtenus à partir d’événements transitoires de courts-circuits simulés sur le logiciel EMTP. Cette approche expérimentale permet d’évaluer rigoureusement les performances des systèmes de protection en analysant les réponses des relais. Suite à cela, il est possible d’identifier, de classer et de quantifier les causes des mauvaises opérations, et ainsi de pouvoir déterminer les limites de performance dans un contexte réel.

Enfin, ce chapitre constitue une étape importante pour le développement de solutions innovantes adaptées aux systèmes de protection dans des réseaux à haute pénétration de SERMO.

5.2 Identification des lignes à l'étude

Le modèle du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie réalisé compte 28 lignes de transport. Toutefois, il est inefficace de toutes les étudier en raison du long temps de simulation et du nombre d'essais pratiques qui devraient être réalisés sur les relais. Il faut donc affiner la sélection des lignes afin de se concentrer sur les paramètres d'intérêt, soit les défis liés aux SERMO.

Premièrement, il a été décidé de ne pas réaliser de court-circuit sur les lignes dites « complexes ». C'est-à-dire les lignes parallèles avec des effets mutuels et les lignes à trois terminaux. Ce choix a été réalisé, car celles-ci entraînent des défis supplémentaires pour les protections de distance, tels que l'aveuglement et l'inversion de courant [15].

Ensuite, il est connu que les lignes très courtes posent un défi important pour les protections de distance. En effet, les tensions mesurées par le relais seront très faibles, même pour un défaut à l'extrémité opposée de la ligne. Cela augmente l'importance des erreurs de mesure et le risque de mauvaises opérations des systèmes de protection [103, 104]. De plus, ce phénomène s'accroît lorsque la source alimentant le défaut est faible. Le ratio entre l'impédance de la source et celle de la ligne (« *Source Impedance Ratio* », SIR) permet de classer la longueur électrique des lignes selon leur impédance par rapport à la puissance de la source. Ainsi, leur longueur électrique se voit changée en fonction du taux de fonctionnement des parcs éoliens. Les événements transitoires étant réalisés à partir d'une modélisation EMTP, cela permet d'éviter les erreurs liées aux mesures et aux effets transitoires des transformateurs de tension. Toutefois, pour se donner un point de départ pour la sélection des lignes, un classement basé sur le SIR a été réalisé.

La méthode proposée par [103] et adoptée dans le standard IEEE Std C37.113-2015 [104] pour le calcul des SIR de phase et de terre est la suivante :

1. On détermine le courant et la chute de tension sur la ligne en réalisant des courts-circuits triphasé et monophasé en fin de ligne.

2. On calcule l'impédance de la source avec :

$$Z_{S,3\phi} = \frac{V_{base,ph-t} - V_{relais,ph-t}}{I_{relais}} \quad (5.1)$$

$$Z_{S,1\phi} = \frac{V_{base,ph-t} - V_{relais,ph-t}}{I_{relais} + (3I_{0,relais}k_0)} \quad (5.2)$$

$$k_0 = \frac{Z_{0,ligne} - Z_{1,ligne}}{3Z_{1,ligne}} \quad (5.3)$$

Où :

- $V_{base,ph-t}$ est la base de tension phase-terre du réseau ;
- $V_{relais,ph-t}$ est la mesure de tension phase-terre au relais ;
- I_{relais} est le courant de défaut mesuré par le relais ;
- $I_{0,relais}$ est le courant homopolaire mesuré par le relais ;
- k_0 est le facteur de compensation homopolaire.

3. On calcule les SIR de phase et de terre avec :

$$SIR_{3\phi} = \frac{Z_{S,3\phi}}{Z_{1,ligne}} \quad (5.4)$$

$$SIR_{1\phi} = \frac{Z_{S,1\phi}}{Z_{1,ligne}} \quad (5.5)$$

On définit la longueur électrique selon les valeurs suivantes du standard IEEE [104] :

- Courte : $SIR > 4$
- Moyenne : $0,5 \leq SIR \leq 4$
- Longue : $SIR < 0,5$

Finalement, le **tableau 5.1** présente les SIR obtenus avec la modélisation ETAP, et ce, pour différents pourcentages de fonctionnement des parcs éoliens, tandis que le **tableau 5.2** présente les lignes de transport qui seront à l'étude ainsi que les raisons de leur sélection.

TABLEAU 5.1 – Résultats des SIR obtenus avec ETAP

Ligne	Relais	Début	Fin	SIR (3 ϕ)			SIR (1 ϕ)		
				100%	50%	10%	100%	50%	10%
L_MLO	1	GOE	MLO-GRM	0.55	0.66	0.86	0.48	0.60	0.81
	2	MLO-GRM	GOE	0.63	1.30	6.94	0.31	0.56	1.62
L_BDS	1	RIM	BDS-LMI	0.36	0.40	0.52	0.20	0.31	0.40
	2	BDS-LMI	RIM	3.09	6.24	33.72	1.54	2.25	3.99
L_1601	1	GOE	COP	0.38	0.44	0.64	0.30	0.36	0.51
	2	COP	GOE	0.54	0.79	1.40	0.32	0.38	0.74
L_1602	1	COP	MIC	0.78	1.15	2.01	0.38	0.52	0.87
	2	MIC	COP	0.42	0.53	0.81	0.38	0.46	0.71
L_1603	1	MIC	PER	1.22	1.50	2.09	0.99	1.11	1.42
	2	PER	MIC	10.30	14.43	47.42	8.25	9.69	15.68
L_1604	1	PER	GAS	2.48	2.83	3.44	2.17	2.35	2.79
	2	GAS	PER	1.83	2.42	4.46	2.25	1.66	2.35
L_1605	1	GAS	RAR	2.06	2.27	2.67	1.90	2.04	2.40
	2	RAR	GAS	2.62	4.32	17.82	1.72	2.19	3.96
L_1607	1	MIC	GAS	1.08	1.29	1.65	0.89	1.00	1.26
	2	GAS	MIC	3.56	5.22	18.49	2.73	3.30	5.76
L_AAV	1	RAR	AAV-MSE	3.19	3.41	3.86	3.05	3.29	3.77
	2	AAV-MSE	RAR	1.81	3.62	17.87	0.81	1.28	2.88
L_VDK	1	LBO	VDK	0.40	0.49	0.65	0.34	0.41	0.54
	2	VDK	LBO	4.73	10.20	60.58	1.39	3.00	5.24

Légende

Courte	
Moyenne	
Longue	

TABLEAU 5.2 – Sélection des lignes à l'étude

	<i>Longueur SIR vue du relais 1</i>		<i>Longueur SIR vue du relais 2</i>		
<i>Taux de fonct. des parcs</i>	<i>10%</i>	<i>100%</i>	<i>10%</i>	<i>100%</i>	<i>Raisons de la sélection</i>
L_MLO	Moyenne	Longue	Courte	Longue	Radiale avec 100% de génération de type 3 d'un côté.
L_BDS	Courte	Longue	Courte	Moyenne	Radiale avec 100% de génération de type 3 d'un côté.
L_1601	Moyenne	Longue	Moyenne	Longue	Ligne de référence sans particularité.
L_1603	Moyenne	Moyenne	Longue	Longue	Maillée avec un côté fort et l'autre côté faible.
L_VDK	Moyenne	Longue	Moyenne	Longue	Radiale avec 100% de génération de type 4 d'un côté.

5.3 Protection de base initiale

En première analyse, en raison de leur forte présence en Amérique du Nord, il a été décidé d'étudier le comportement des éléments de distance MHO (phase et terre). De plus, plusieurs fonctions ont été désactivées, notamment : la détection transitoire des transformateurs capacitifs (ECVT), les éléments de surintensités de phase, de terre et à séquence inverse (E50P/E50G/E50Q) ainsi que les éléments de distance QUAD. Le **tableau 5.3** présente les paramètres des lignes à protéger en valeurs primaires.

TABLEAU 5.3 – Paramètres des lignes à protéger en valeurs primaires

<i>Ligne à protéger</i>	<i>Tension de ligne [kV]</i>	<i>R_l [Ω_p]</i>	<i>X_l [Ω_p]</i>	<i>Z_l [Ω_p]</i>	<i>Phase (deg.)</i>	<i>R₀ [Ω_p]</i>	<i>X₀ [Ω_p]</i>	<i>Z₀ [Ω_p]</i>	<i>Phase (deg.)</i>
L_MLO	230	6,80	51,00	51,45	82,41	32,00	145,00	148,49	77,55
L_BDS	230	4,28	32,13	32,41	82,41	20,16	91,35	93,55	77,55
L_1601	161	15,16	63,15	64,94	76,50	53,05	185,66	193,09	74,05
L_1603	161	4,72	19,65	20,21	76,50	16,51	57,77	60,08	74,05
L_VDK	120	6,30	20,70	21,64	73,07	17,10	72,00	74,00	76,64

Les relais utilisés fonctionnent avec les valeurs au secondaire des transformateurs de mesure. Les rapports de transformation de courant (RTC) et de tension (RTT) sont choisis de manière à produire des valeurs secondaires de courant et de tension compatibles avec les relais utilisés pour les essais pratiques. Le **tableau 5.4** présente les rapports de transformation choisis.

TABLEAU 5.4 – Rapports de transformation pour les différents niveaux de tension

	<i>120 [kV]</i>	<i>161 [kV]</i>	<i>230 [kV]</i>	<i>315 [kV]</i>
<i>RTC</i>	200	200	400	400
<i>RTT</i>	600	800	1200	1200

On peut calculer les valeurs des impédances au secondaire avec la conversion suivante :

$$Z_{TR} = \frac{RTT}{RTC} \quad (5.6)$$

$$Z_{sec} = \frac{Z_{pri}}{Z_{TR}} \quad (5.7)$$

Ainsi, le **tableau 5.5** présente les paramètres des lignes à protéger en valeurs secondaires.

TABLEAU 5.5 – Paramètres des lignes à protéger en valeurs secondaires

<i>Ligne à protéger</i>	<i>RTC</i>	<i>RTT</i>	<i>ZTR</i>	<i>Z₁</i> [Ω _s]	<i>Angle</i> [deg.]	<i>Z₀</i> [Ω _s]	<i>Angle</i> [deg.]
L_MLO	400	1200	3	17,15	82,41	49,50	77,55
L_BDS	400	1200	3	10,80	82,41	31,18	77,55
L_1601	200	800	4	16,24	76,50	48,27	74,05
L_1603	200	800	4	5,05	76,50	15,02	74,05
L_VDK	200	600	3	7,21	73,07	24,67	76,64

En ce qui concerne les paramètres des protections de distance, les seuils ont été ajustés selon les règles de l'art [14, 63] sans tenir compte des effets possibles des sources SERMO et cela pour les cinq lignes à protéger. On propose d'utiliser un premier gradin instantané avec une portée de 80% de la ligne et un second gradin temporisé à 20 cycles avec une portée de 120% de la ligne. Finalement, on peut calculer le facteur de compensation homopolaire pour les éléments de terre avec l'équation suivante :

$$\vec{k}_0 = \frac{\vec{Z}_0 - \vec{Z}_1}{3 \vec{Z}_1} \quad (5.8)$$

Le **tableau 5.6** présente les réglages initiaux utilisés sur les relais de protection pour les éléments de distance MHO de phase et de terre.

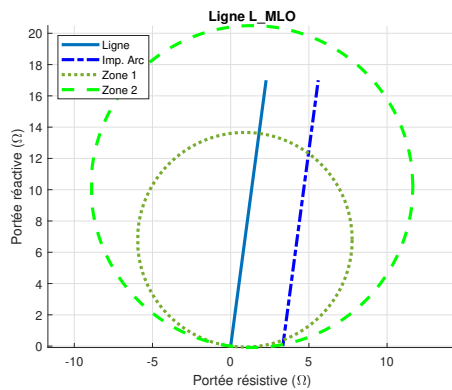
TABLEAU 5.6 – Réglages initiaux des éléments de distance MHO de phase et de terre

<i>Ligne à protéger</i>	<i>Gradin 1</i> <i>phase/terre</i> <i>(Z1P/Z1MG)</i>	<i>Temporisation</i> <i>Gradin 1</i> <i>phase/terre</i> <i>(Z1PD/Z1GD)</i>	<i>Gradin 2</i> <i>phase/terre</i> <i>(Z2P/Z2MG)</i>	<i>Temporisation</i> <i>Gradin 2</i> <i>phase/terre</i> <i>(Z2PD/Z2GD)</i>	<i>Magnitude</i> <i>du facteur</i> <i>de compensation</i> <i>homopolaire</i> <i>(k0M1)</i>	<i>Angle</i> <i>du facteur</i> <i>de compensation</i> <i>homopolaire</i> <i>(k0A1)</i>
L_MLO	13,72	0 cyc.	20,58	20 cyc.	0,629	-7,41
L_BDS	8,64	0 cyc.	12,97	20 cyc.	0,629	-7,41
L_1601	12,99	0 cyc.	19,48	20 cyc.	0,658	-3,69
L_1603	4,04	0 cyc.	6,06	20 cyc.	0,658	-3,69
L_VDK	5,77	0 cyc.	8,65	20 cyc.	0,807	5,04

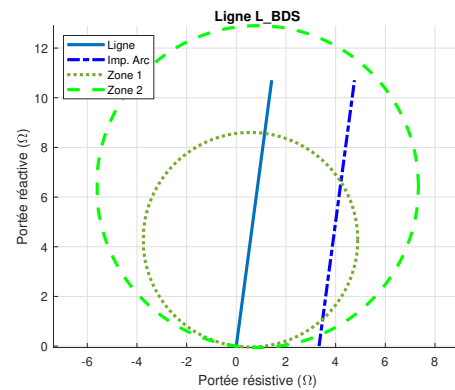
De plus, tel qu'indiqué dans les exigences de raccordement au réseau de transport d'Hydro-Québec [11], un défaut avec une résistance d'arc de $10\ \Omega$ ($3R_{\text{def}} = 30\ \Omega$) doit être considéré. Cette résistance, ajoutée à l'impédance de ligne, déplace la mesure horizontalement [14, 63]. Pour chaque ligne à l'étude, cette valeur est rapportée au secondaire des transformateurs de mesure (**tableau 5.7**). La **figure 5.1** présente les protections de distance dans des diagrammes d'impédance.

TABLEAU 5.7 – Impédance de défaut

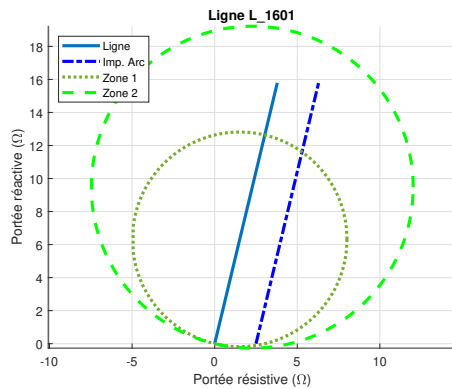
<i>Ligne à protéger</i>	<i>Imp. Arc [Ω_{pri}]</i>	<i>ZTR</i>	<i>Imp. Arc [Ω_{sec}]</i>
L_MLO	10	3	3,33
L_BDS	10	3	3,33
L_1601	10	4	2,50
L_1603	10	4	2,50
L_VDK	10	3	3,33



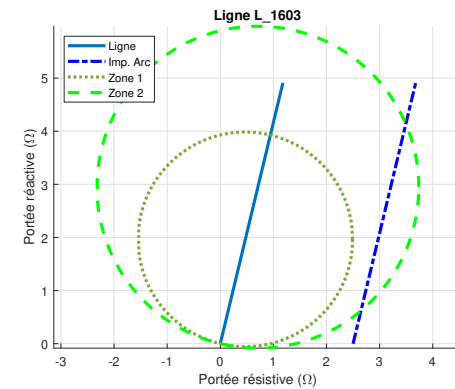
(a) Ligne Mont-Louis (MLO)



(b) Ligne Baie-des-Sables (BDS)

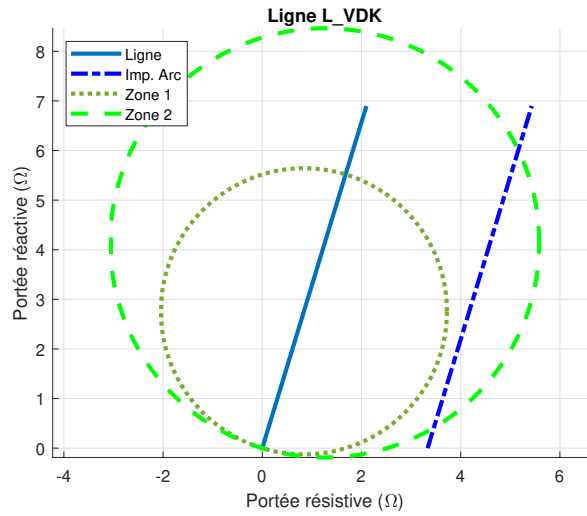


(c) Ligne 1601



(d) Ligne 1603

FIGURE 5.1 – Protections de distance (valeurs au secondaire des transformateurs de mesure)



(e) Ligne Vents-du-Kempt (VDK)

Figure 5.1 (suite) – Protections de distance (valeurs au secondaire des transformateurs de mesure)

Avant même de commencer les essais pratiques, il est possible de faire quelques commentaires sur les protections MHO de terre en présence d'un défaut résistif. En se fiant à la figure précédente, on peut dire qu'il y a un risque de mauvais déclenchement du premier gradin instantané pour un défaut en début de ligne sur les lignes L_MLO, L_BDS, L_1603 et L_VDK. De plus, les gradins temporisés des lignes L_1603 et L_VDK sont à risque de mauvaises opérations pour un défaut en fin de ligne. Cependant, en raison de l'expansion dynamique des caractéristiques MHO, il est possible que ces éléments fonctionnent malgré cette représentation graphique [30].

5.4 Plan d'essais initiaux

Une fois le modèle numérique complété et les lignes à l'étude sélectionnées, le plan des différents essais a été établi. Il inclut cinq lignes (L_MLO, L_BDS, L_1601, L_1603 et L_VDK), deux niveaux de charge (estival et hivernal), deux positions de défaut, cinq types de court-circuit, ainsi que des incréments de 10% de production éolienne selon le scénario de charge. La **figure 5.2** et l'équation (5.9) présentent un résumé du plan de simulation des lignes à l'étude. Ainsi, il y aura initialement un total de 700 courts-circuits et 1400 rapports d'événements à l'étude.

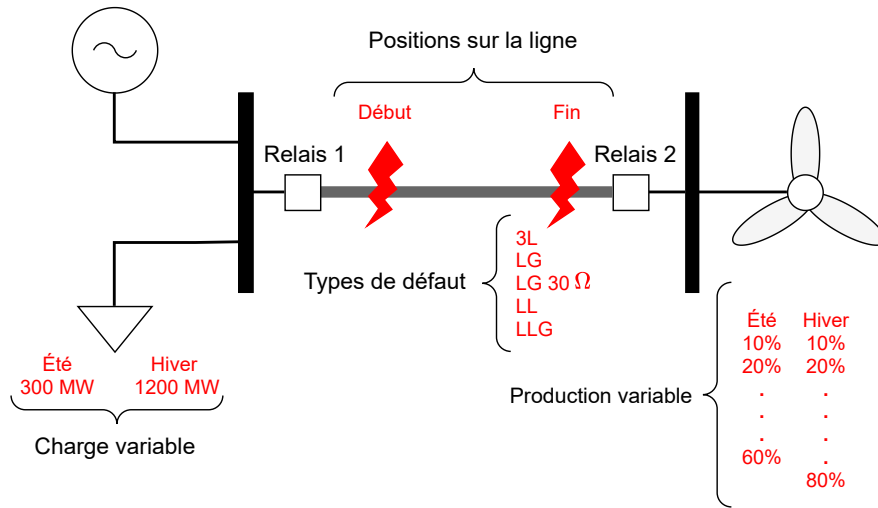


FIGURE 5.2 – Paramètres de l'expérimentation initial pour les cinq lignes à l'étude

$$5 \text{ lignes} \times 2 \text{ positions} \times 5 \text{ défauts} \times 14 \text{ niveau de productions} = 700 \text{ courts-circuits} \quad (5.9)$$

5.5 Résultats avec la protection de base initiale

En première analyse, pour maximiser l'effet des sources SERMO sur les éléments de distance MHO, on suppose une défaillance du disjoncteur en zone instantanée. Ainsi, le relais en fin de ligne ne perçoit que la faible contribution des éoliennes pendant toute la durée de sa retenue pour son gradin avec dépassement.

Le **tableau 5.8** présente les taux de réussite des protections MHO de phase et de terre pour un défaut en début de ligne (gradin 1), selon le type de court-circuit.

TABLEAU 5.8 – Taux de réussite du gradin 1 instantané selon le type de défaut

	L_MLO		L_BDS		L_1601		L_1603		L_VDK	
	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2
Total	100%	99%	100%	80%	100%	100%	100%	100%	100%	59%
3L	100%	100%	100%	71%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
LG	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	29%
LG30	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	43%
LL	100%	93%	100%	71%	100%	100%	100%	100%	100%	21%
LLG	100%	100%	100%	57%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tel qu'attendu, les performances des relais 1, du côté du réseau principal, sont excellentes, avec un taux de réussite de 100% pour l'ensemble des lignes à l'étude. En ce qui concerne les performances des relais 2, on observe une dégradation significative pour les lignes L_BDS et L_VDK. Pour cette première, seulement les éléments de phase n'ont pas bien fonctionné, tandis que pour la seconde, les éléments de phase et de terre ont mal opéré.

Le **tableau 5.9** présente les taux de réussite pour un défaut en fin de ligne (gradin 2), selon le type de défaut.

TABLEAU 5.9 – Taux de réussite du gradin 2 temporisé selon le type de défaut

	L_MLO		L_BDS		L_1601		L_1603		L_VDK	
	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2
Total	60%	26%	100%	21%	87%	80%	80%	16%	80%	47%
3L	100%	14%	100%	0%	100%	100%	100%	0%	100%	100%
LG	0%	79%	100%	100%	100%	100%	100%	71%	100%	21%
LG30	0%	7%	100%	0%	36%	0%	0%	0%	0%	0%
LL	100%	29%	100%	7%	100%	100%	100%	7%	100%	21%
LLG	100%	0%	100%	0%	100%	100%	100%	0%	100%	93%

Pour les relais 1, les éléments de phase offrent d'excellentes performances. Toutefois, on observe une dégradation pour les éléments de terre, principalement lors des défauts monophasés résistifs. Ces performances étaient attendues selon la représentation graphique des éléments MHO présentée à la **figure 5.1**. Pour les relais 2, tel qu'attendu, les performances se dégradent fortement sur toutes les lignes, sauf la ligne de référence L_1601, tant pour les éléments de phase que de terre.

5.6 Analyse des rapports d'événement

Afin de comprendre les raisons des mauvaises opérations, la prochaine étape de l'étude consiste à analyser les rapports d'événements obtenus. Ceux-ci peuvent être examinés avec le logiciel du fabricant, synchroWAVE (SEL-5601-2 [105]). Bien qu'une seule condition non satisfaite suffise à empêcher le déclenchement, un mauvais fonctionnement peut résulter de plusieurs causes. Pour mieux cerner les processus en jeu, ces causes ont été identifiées et classées selon l'ordre d'analyse du **tableau 5.10**. Les sections 5.6.1 à 5.6.8 présentent les démonstrations correspondantes.

TABLEAU 5.10 – Classification de l'analyse des rapports d'événement

Section associée	Classification	Commentaires
5.6.1	Fonctionnement correct	
5.6.2	Courant de court-circuit trop faible (phase ou neutre)	Le courant est trop faible pour s'assurer d'un court-circuit.
5.6.3	Impédance mesurée en dehors de la zone de protection	- Le courant est suffisamment grand pour être un court-circuit; - L'impédance mesurée (du défaut) n'est pas dans la zone de protection.
5.6.4	Mauvaise identification du type de défaut	- Le courant est suffisamment grand pour être un court-circuit; - L'impédance mesurée (du défaut) est dans la zone de protection; - Le relais identifie le mauvais type de défaut, l'impédance du défaut identifiée est saine et ne sera pas dans les zones de protection.
5.6.5	Blocage de la directionnalité (courant de séquence inverse trop faible)	- Le courant est suffisamment grand pour être un court-circuit; - L'impédance mesurée (du défaut) est dans le cercle; - Le relais identifie le bon type de défaut; - Le courant I2 est trop faible pour assurer une directionnalité (F32P).
5.6.6	Blocage de la directionnalité (identification d'un défaut arrière)	- Le courant est suffisamment grand pour être un court-circuit; - L'impédance mesurée (du défaut) est dans le cercle; - Le relais identifie le bon type de défaut; - Le courant I2 dépasse le seuil 50RP, mais pas 50FP, et on mesure Z2 positif (considère un défaut arrière).
5.6.7	Mauvaise identification d'une phase ouverte	- Le courant est suffisamment grand pour être un court-circuit; - L'impédance mesurée (du défaut) est dans le cercle; - Le relais identifie le bon type de défaut; - Le relais considère un défaut avant; - Le courant IBC est assez grand, mais IB OU IC est trop faible ($<0.05 I_{nom}$), le relais considère une phase ouverte et non un court-circuit.
5.6.8	Mauvaise polarisation (variation de fréquence)	- Tous les éléments fonctionnent bien; - La variation de fréquence déplace les caractéristiques de supervision MHO, ce qui peut faire perdre la mesure en zone 2 (intermittent) ou la faire entrer en zone 1 pendant un bref instant.

Les **figures 5.3** et **5.4**, extraites du manuel de référence des relais utilisés [106], présentent les logiques de supervision de l'élément de phase MAB1 et de terre MAG1. Des programmations similaires existent pour chacun des éléments. Les différents encadrés indiquent les raisons des mauvais fonctionnements qui sont présentées dans les sections suivantes.

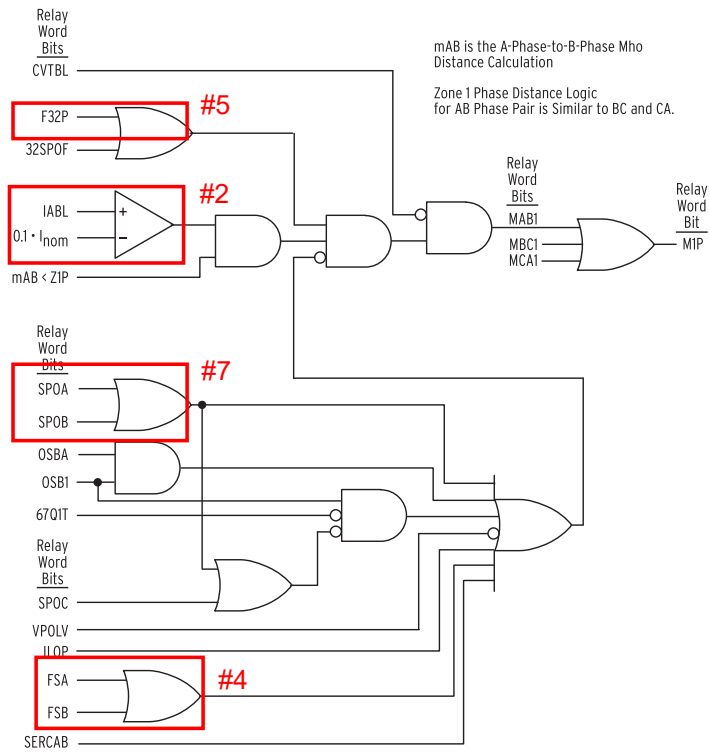


FIGURE 5.3 – Logique de supervision de l'élément de phase MAB1 [106]

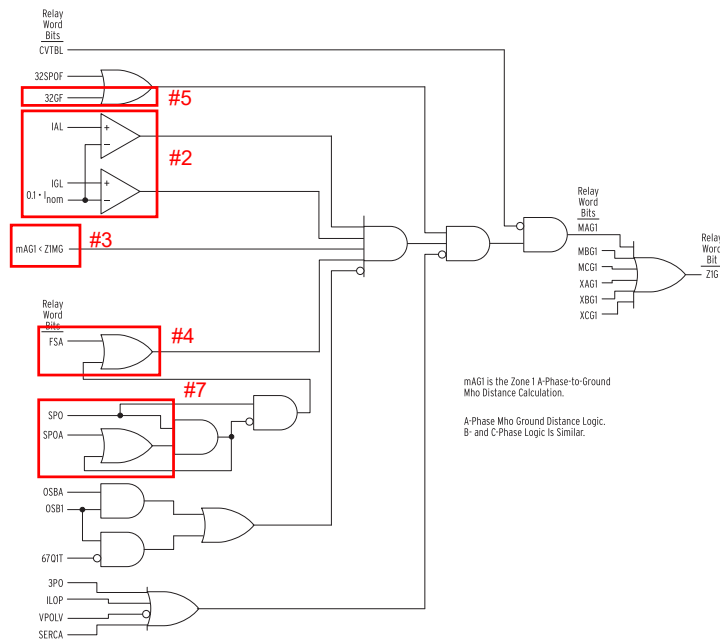


FIGURE 5.4 – Logique de supervision de l'élément de terre MAG1 [106]

5.6.1 Fonctionnement correct

La situation d'un fonctionnement correct est la plus simple à analyser et est généralement déjà indiquée par les voyants lumineux sur la façade des relais. Un fonctionnement réussi se produit lorsque le bon élément de supervision s'active dans un délai raisonnable après l'arrivée du court-circuit.

L'exemple suivant concerne un court-circuit biphasé-terre sur les phases B et C à la fin de la ligne L_MLO (gradin 2). La **figure 5.5** présente les signaux de courant et de tension enregistrés par le relais 1.

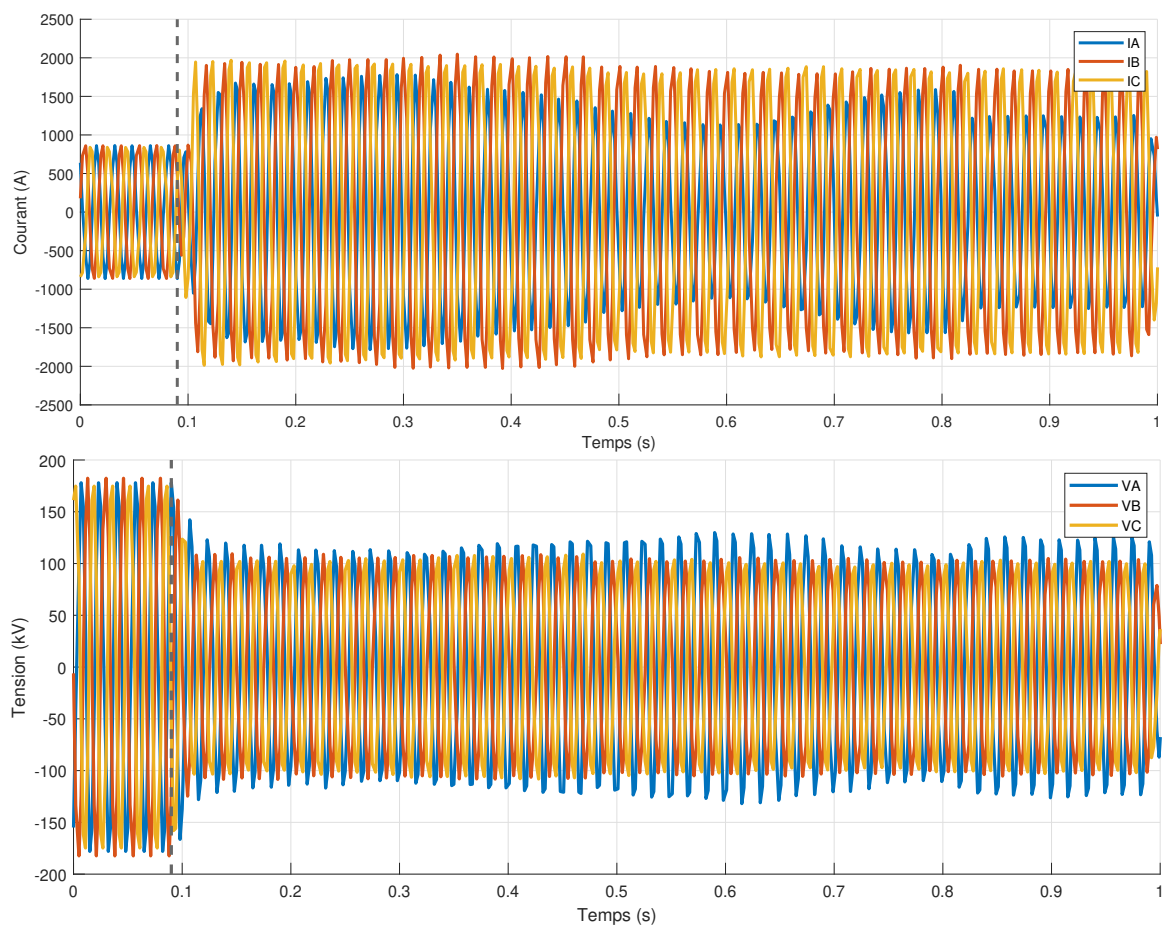


FIGURE 5.5 – Signaux de courant et de tension enregistrés par le relais 1 - bon fonctionnement

En se fiant aux différents bits enregistrés par le relais et affichés à la **figure 5.6**, on peut voir le deuxième gradin de l'élément BC (MBC2) s'activer légèrement après l'apparition du défaut. On peut également voir le bon fonctionnement de l'élément de phase temporisé (M2PT) après 20 cycles ainsi que le bit de déclenchement (TR).

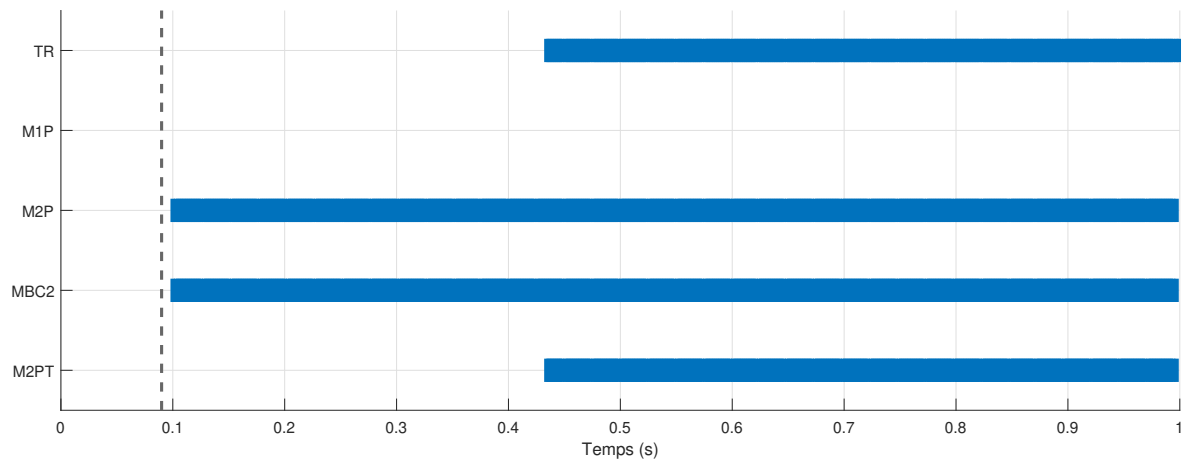


FIGURE 5.6 – Bits enregistrés par le relais 1 - bon fonctionnement

La **figure 5.7** présente la mesure de l'impédance ZBC qui est belle et bien à l'intérieur de la caractéristique de deuxième gradin .

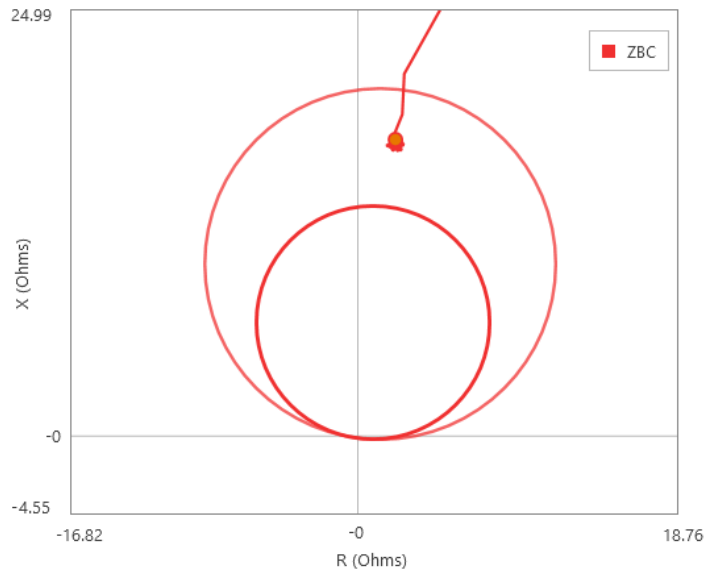


FIGURE 5.7 – Élément ZBC de synchroWave sans expansion dynamique - bon fonctionnement

5.6.2 Courant de court-circuit trop faible

Cette deuxième situation, et première problématique, concerne le blocage en raison d'un courant de court-circuit trop faible. Trois possibilités peuvent entraîner un courant insuffisant :

- Une puissance de court-circuit trop faible ;
- Le déclenchement de la protection de tenue à basse tension lors d'un affaissement prolongé de la tension. Cela déconnecte le parc éolien du reste du réseau ;
- Le déclenchement de l'une des protections internes de la machine bloque les convertisseurs de puissance. Cela entraîne une perte de contribution sans ouvrir le disjoncteur principal du parc éolien.

Cette dernière situation est conforme aux exigences de raccordement d'Hydro-Québec : « *Lors d'une perturbation en sous-tension, si la tension de composante directe chute à 0,1 p.u. du côté haute tension du poste de départ, les onduleurs peuvent entrer en mode blocage temporaire durant lequel il n'y a plus d'échange de courant avec le réseau.* » [11].

Pour les éléments de phase, il est nécessaire que le courant pour un défaut entre deux phases soit supérieur à un seuil non programmable de 10% du courant nominal (0,5 A). L'encadré #2 de la **figure 5.3** montre cette condition pour le déclenchement de l'élément MAB1. Le courant utilisé par cet élément est calculé à partir des courants de ligne mesurés et est donné par :

$$\bar{I}_{AB} = \bar{I}_A - \bar{I}_B \quad (5.10)$$

Pour les éléments de terre, il est requis que le courant de la phase en défaut et le courant de terre soient supérieurs à un seuil non programmable de 10% du courant nominal (0,5 A). L'encadré #2 de la **figure 5.4** montre ces conditions de courants pour le déclenchement de l'élément MAG1.

5.6.2.1 Puissance insuffisante de la source

Afin d'illustrer l'absence de déclenchement en raison d'une puissance de court-circuit insuffisante, l'exemple suivant concerne un court-circuit monophasé-terre sur la phase A à la fin de la ligne L_MLO (gradin 2) et par le relais 1. D'après la **figure 5.8**, on remarque le bon fonctionnement de l'élément de terre en deuxième gradin (MAG2) jusqu'à ce que le courant de terre (IG) soit inférieur au seuil de 10% du courant nominal. La durée de bonne identification, limitée à la période transitoire initiale, étant inférieure à la temporisation de l'élément MAG2, aucun déclenchement ne se produit. Enfin, une étude expliquant le faible courant de terre est présentée à la section 6.2.

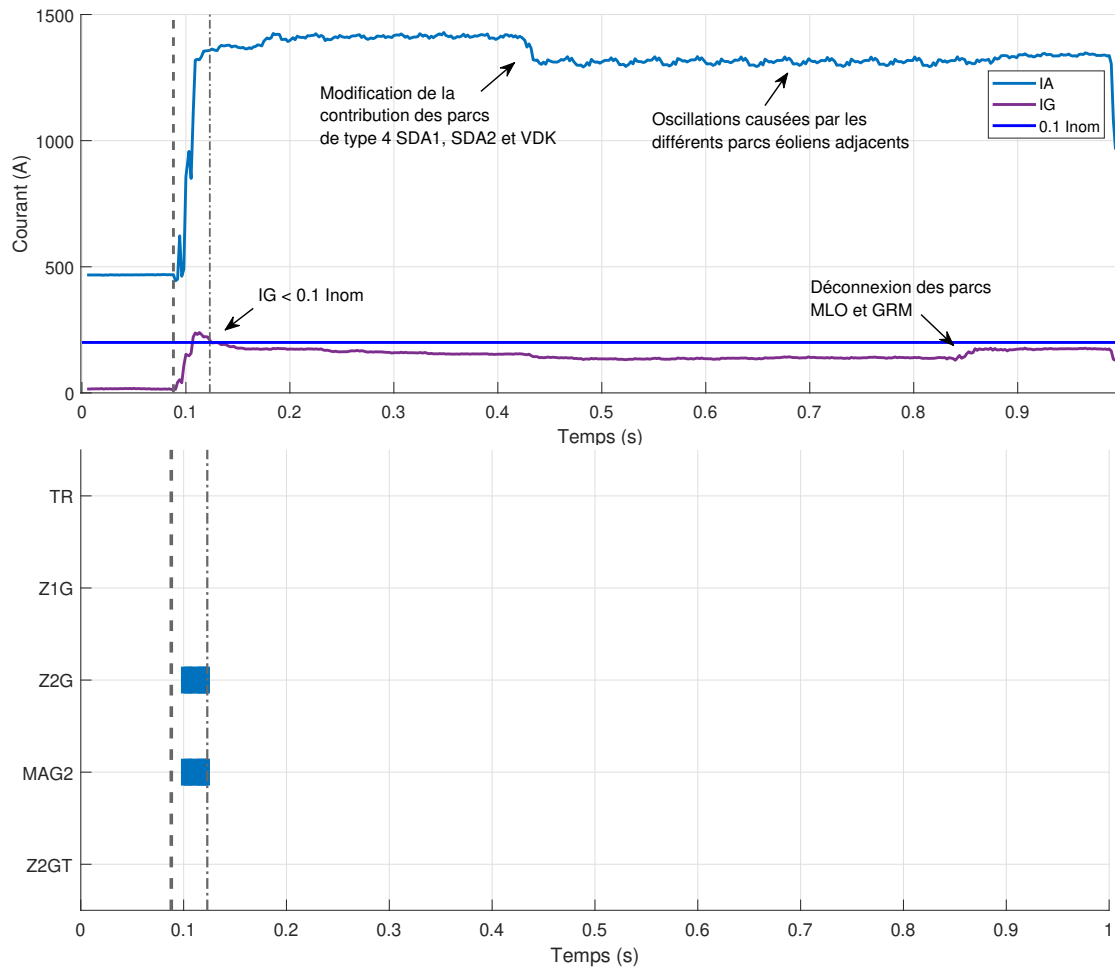


FIGURE 5.8 – Courants IA et IG et bits enregistrés par le relais 1 - courant de terre trop faible

5.6.2.2 Déclenchement de la protection de tenue à basse tension (LVRT)

La seconde situation survient lors d'un affaissement important et prolongé de la tension, suffisamment marqué pour déclencher la protection de tenue à basse tension. Lorsque cette protection s'active, le disjoncteur de la machine s'ouvre, cessant ainsi la contribution du parc.

Bien que possible, cette situation ne s'est pas produite lors des essais initiaux en raison du réglage de la protection contre les affaissements sévères de tension (section 5.6.2.3).

5.6.2.3 Protection des convertisseurs

Plusieurs protections sont intégrées aux parcs éoliens afin de protéger la machine et l'électronique de puissance (**figure 5.9**). Principalement, il y aura une protection de surintensité, une protection lors d'un affaissement sévère de tension et dans le cas des éoliennes de type 3 une protection matérielle. Dans tous les cas, ces protections vont bloquer temporairement les deux convertisseurs afin de les protéger.

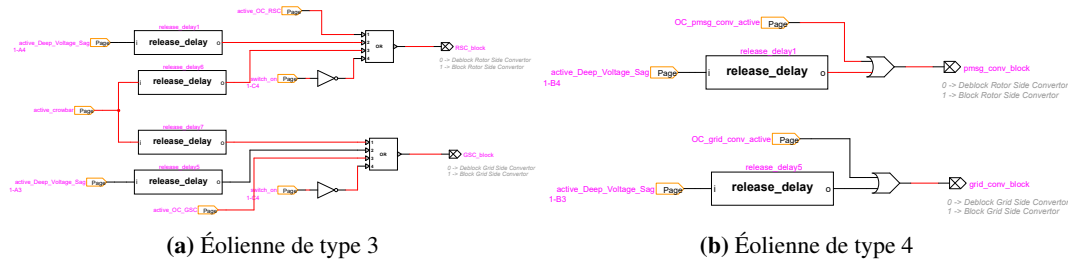


FIGURE 5.9 – Schéma des protections des convertisseurs de puissance sur EMTP

La détection d'affaissement sévère de tension (« *Deep Voltage Sag* », DVS) est utilisée afin d'éviter les surintensités potentielles [85]. Quant à la protection matérielle, elle est utilisée pour protéger le convertisseur du côté rotor des éoliennes de type 3 contre les surintensités ainsi que les surtensions au niveau des condensateurs du lien à courant continu. Afin d'éviter le déclenchement de la protection matérielle, un hacheur de courant est utilisé pour limiter la tension du lien à courant continu en déchargeant l'excédent d'énergie dans une résistance [85].

L'exemple de la **figure 5.10** présente un court-circuit triphasé sur la ligne L_BDS, près du relais 2 et mesuré par ce dernier. Il est possible d'identifier trois périodes où la réponse transitoire va dépendre du déclenchement des protections.

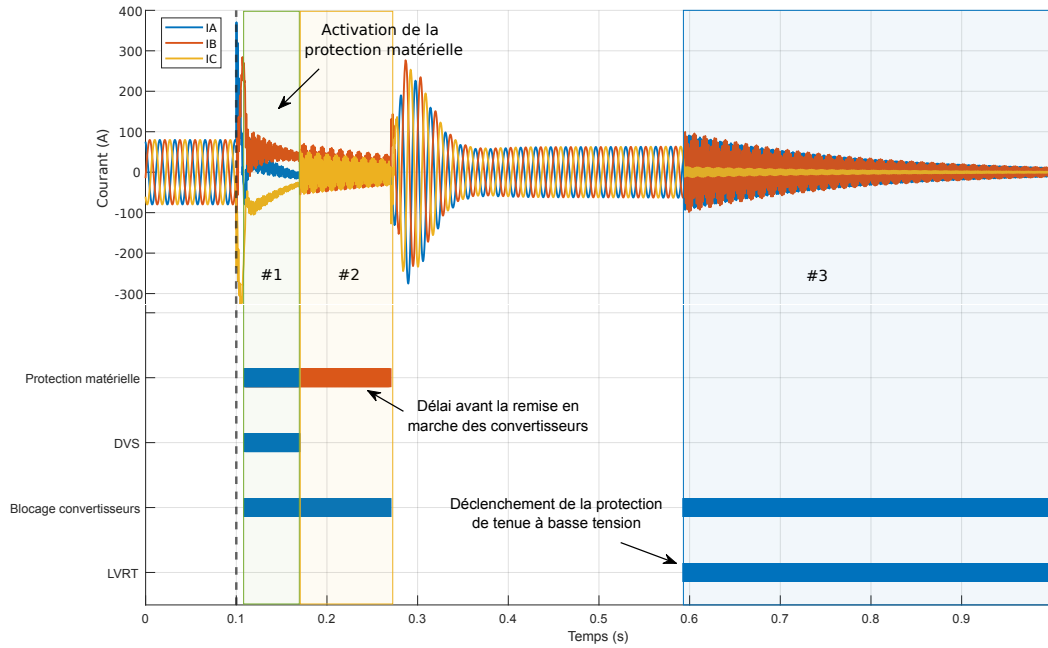


FIGURE 5.10 – Défaut triphasé à la fin de la ligne L_BDS au niveau du relais 2

Dans le premier encadré, on remarque l'activation de la protection matérielle, celle-ci va court-circuiter le rotor avec des impédances. La machine asynchrone, étant encore connectée, va se décharger dans le réseau. La composante à haute fréquence vient de la décharge du filtre harmonique et des condensateurs sur le réseau collecteur, tel que montré à la **figure 5.11**. La décroissance pratiquement linéaire est due aux impédances ajoutées au rotor par la protection matérielle. La **figure 5.12** montre la décharge sans impédances ajoutées. On peut clairement voir la composante exponentielle décroissante et celle alternative.

Dans le second encadré, la protection matérielle est retirée, mais le délai de blocage des convertisseurs n'est pas encore terminé. Ainsi, le rotor de la machine est ouvert et aucun courant ne peut y circuler. Ce faisant, celui-ci ne peut pas induire des courants au stator. Donc, la machine ne contribue tout simplement pas aux courants de court-circuit.

Finalement, dans le troisième encadré, le délai pour l'exigence de tenue à basse tension est dépassé et le disjoncteur de la machine est maintenant ouvert. La composante à haute fréquence vient encore une fois de la décharge du filtre harmonique et des condensateurs.

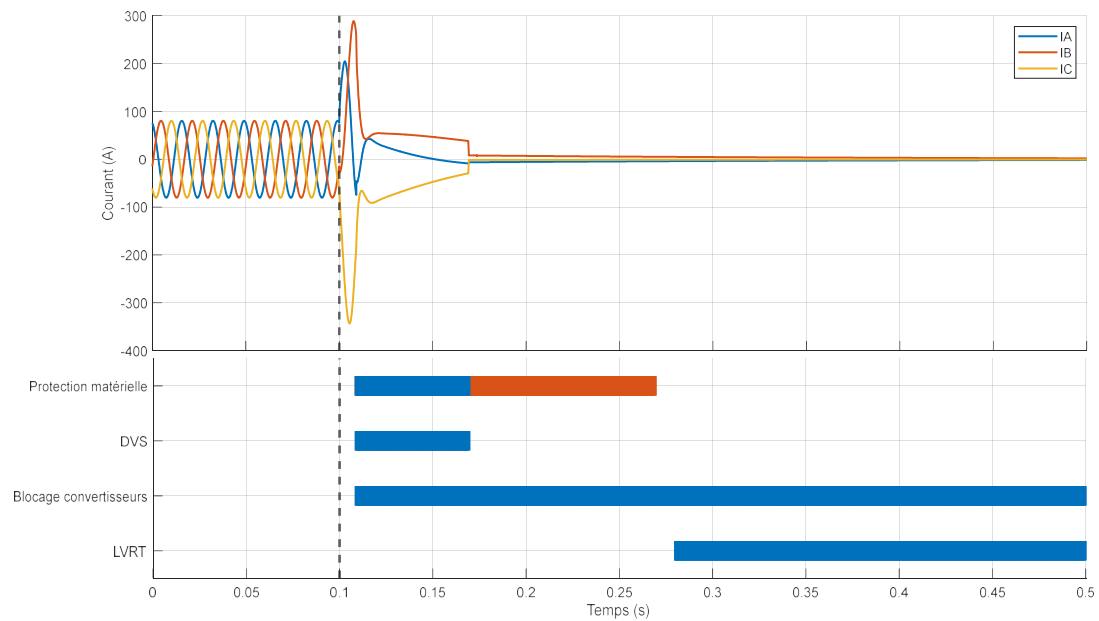


FIGURE 5.11 – Défaut triphasé à la fin de la ligne L_BDS sans filtre et sans condensateurs

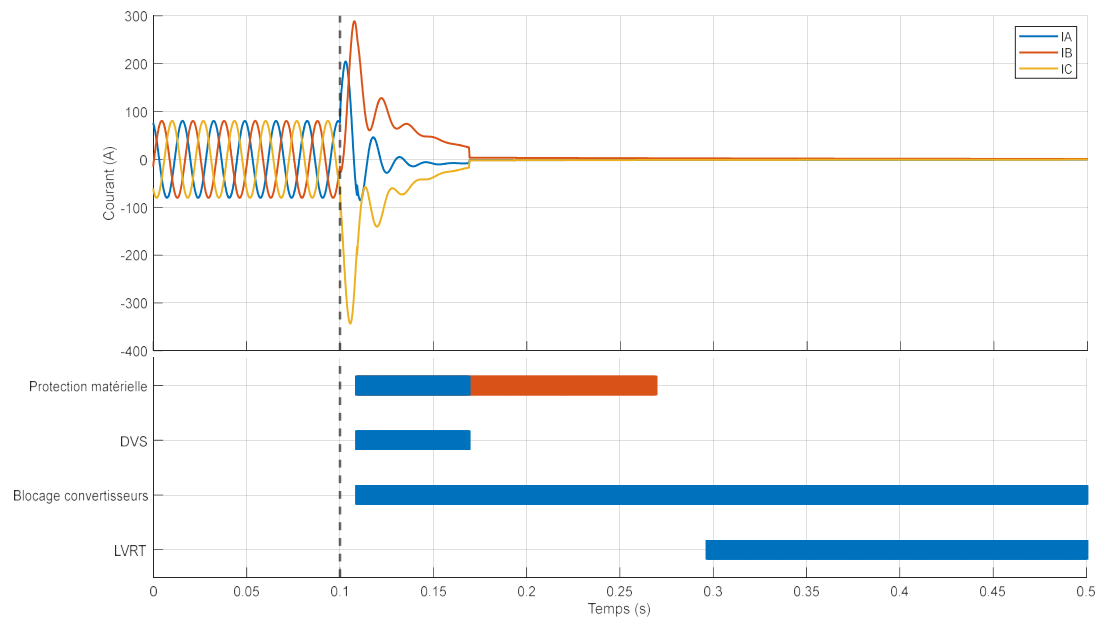


FIGURE 5.12 – Défaut triphasé à la fin de la ligne L_BDS sans filtre, sans condensateurs et sans impédances ajoutées par la protection matérielle

Au niveau des systèmes de protection, les trois situations décrites précédemment ne seront pas détectées. Les relais utilisés filtrent les composantes continue et à haute fréquence pour ne garder que celle fondamentale. Autrement dit, le relais du côté de la source SERMO ne verra aucune contribution. La **figure 5.13** présente les courants filtrés et enregistrés par le relais 2 lors d'un défaut triphasé sur la ligne L_BDS. Ces résultats sont cohérents avec ceux théoriques présentés par [61] aux **figures 3.8 à 3.10**.

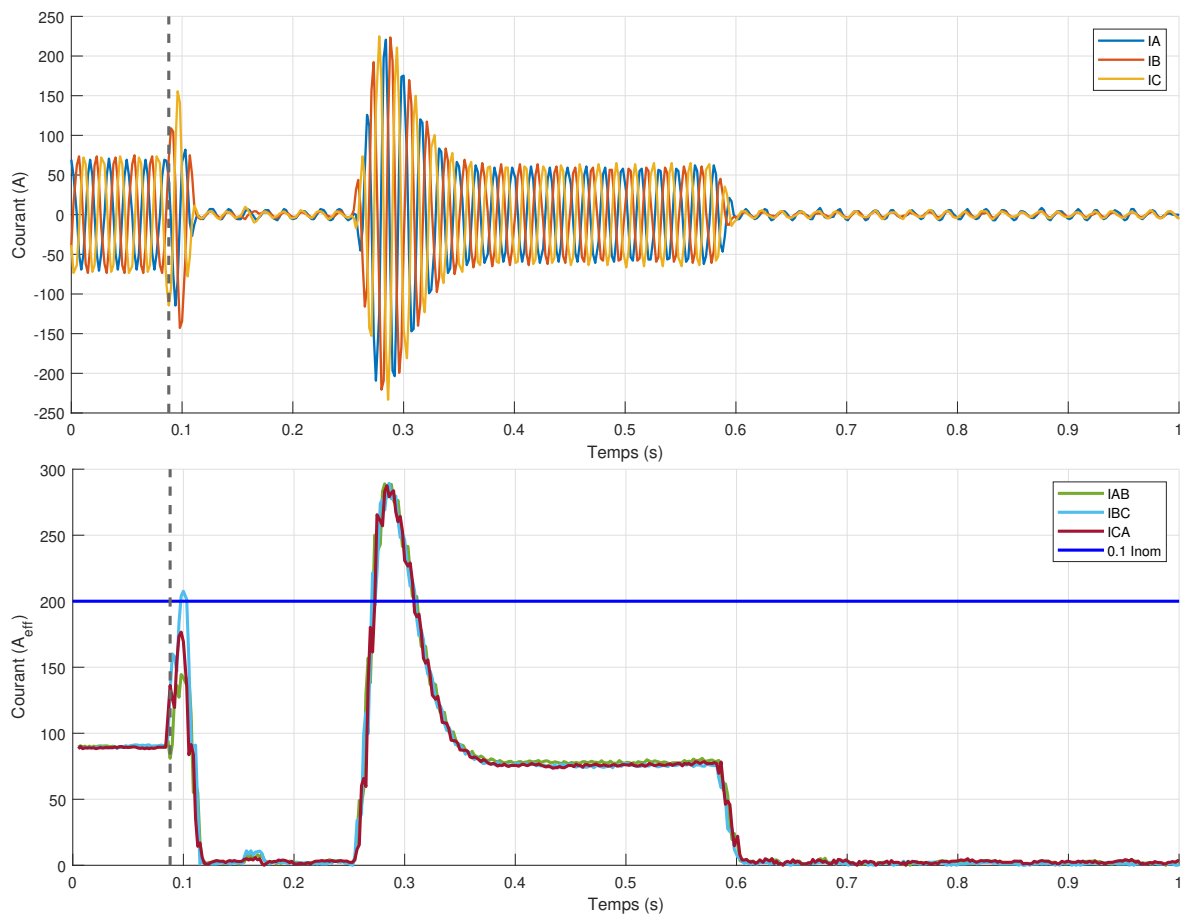


FIGURE 5.13 – Courants enregistrés par le relais 2 lors du déclenchement des protections de l'éolienne

5.6.3 L'impédance mesurée est en dehors de la zone de protection

Cette troisième situation est problématique uniquement pour les défauts impédants. En effet, si la mesure d'impédance lors d'un court-circuit franc se situe en dehors des caractéristiques de supervision, le défaut n'est tout simplement pas sur la ligne. Dans le cas d'un défaut impédant, celui-ci s'ajoute à l'impédance de la ligne et peut involontairement faire sortir la mesure des caractéristiques de supervision. Dans le cadre de cette thèse, seulement des courts-circuits monophasés résistifs ont été étudiés. L'encadré #3 de la **figure 5.4**, extrait du manuel de référence [106], montre cette condition d'impédance pour le déclenchement de l'élément MAG1. Une logique similaire s'applique à tous les éléments.

L'exemple suivant est un court-circuit monophasé-terre résistif sur la phase A à l'extrémité éloignée de la ligne L_1603 (gradin 2), tel que mesuré par le relais 1. La **figure 5.14** présente la mesure d'impédance de court-circuit. Tel qu'attendu, on observe une augmentation de la portée résistive due à l'expansion dynamique. Toutefois, la mesure demeure en dehors de la zone protégée et le déclenchement ne peut pas se produire.

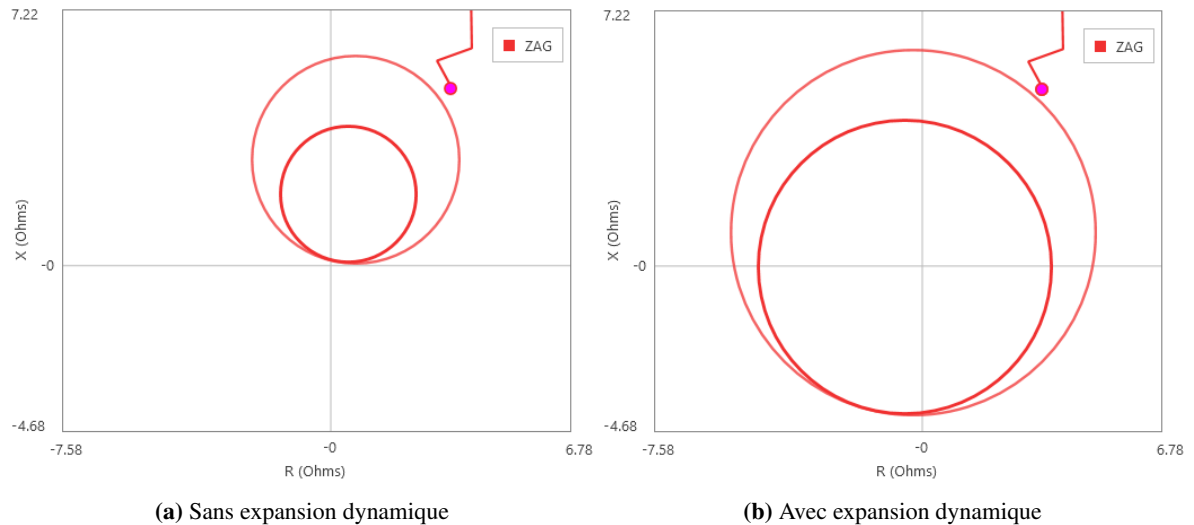


FIGURE 5.14 – Élément ZAG de synchroWAVE - impédance en dehors du cercle

5.6.4 Mauvaise identification du type de défaut

En raison de leur expansion dynamique, les éléments polarisés avec une mémoire sont susceptibles de provoquer de mauvaises opérations sur des courts-circuits impédants à la terre [107]. C'est pourquoi une logique d'identification du type défaut à la terre est nécessaire (« *Fault Identification Selection* », FIDS).

Dans le cas des relais de protection utilisés, le fabricant utilise une comparaison d'angle entre les courants inverse et homopolaire, celle-ci est résumée dans le **tableau 5.11**. De plus, trois bits sont générés suite à l'identification (**tableau 5.12**), ceux-ci servent à bloquer ou permettre le fonctionnement des éléments de distance. Les encadrés #4 des **figures 5.3** et **5.4** montrent ces conditions. Dans le premier cas, s'il s'agit d'un défaut BCG ou CAG, les bits FSA ou FSB devraient s'activer, bloquant ainsi le fonctionnement de l'élément MAB. S'il s'agit d'un défaut ABG, le bit FSC devrait s'activer et bloquer les autres éléments de phase. S'il s'agit d'un défaut biphasé ou triphasé sans retour vers la terre, aucun des bits ne s'activera et aucun blocage n'aura lieu. Dans le second cas, l'élément MAG ne peut fonctionner que si le bit FSA est activé.

TABEAU 5.11 – Résumé de la logique de sélection (FIDS) des relais SEL-421 pour les défauts à la terre [107]

<i>Angle entre I_2 et I_0</i>	<i>Permission du type de défaut</i>
I_2 est à $\pm 30^\circ$ par rapport à I_0	Permet défaut AG ou BC. Sélectionne l'élément selon la plus petite impédance mesurée.
I_2 est en retard sur I_0 par 90° à 150°	Permet défaut BG ou CA. Sélectionne l'élément selon la plus petite impédance mesurée.
I_2 est en avance sur I_0 par 90° à 150°	Permet défaut CG ou AB. Sélectionne l'élément selon la plus petite impédance mesurée.
I_2 est en avance ou en retard sur I_0 par 30° à 60°	Sélectionne l'élément de phase MHO avec la mesure d'impédance la plus basse. Compare R_{ag} avec la mesure de cet élément. Si R_{ag} est inférieur, le défaut concerne la phase A. Sinon, sélectionnez l'élément phase à phase.
I_2 est en retard sur I_0 par 60° à 90° ou 150° à 180°	Sélectionne l'élément de phase MHO avec la mesure d'impédance la plus basse. Compare R_{bg} avec la mesure de cet élément. Si R_{bg} est inférieur, le défaut concerne la phase B. Sinon, sélectionnez l'élément phase à phase.
I_2 est en avance sur I_0 par 60° à 90° ou 150° à 180°	Sélectionne l'élément de phase MHO avec la mesure d'impédance la plus basse. Compare R_{cg} avec la mesure de cet élément. Si R_{cg} est inférieur, le défaut concerne la phase C. Sinon, sélectionnez l'élément phase à phase.

TABEAU 5.12 – Bits d'identification des courts-circuits à la terre [107]

<i>Nom</i>	<i>Description</i>
FSA	Identification d'un défaut AG ou BCG
FSB	Identification d'un défaut BG ou CAG
FSC	Identification d'un défaut CG ou ABG

L'exemple qui suit est un court-circuit monophasé-terre sur la phase A à la fin de la ligne L_VDK (gradin 2) et mesuré par le relais 2. Pour un instant donné, après le défaut, on obtient les courants de séquence suivants :

TABLEAU 5.13 – Courants de séquence pour un instant donné après le défaut

<i>Courant</i>	<i>Magnitude [A]</i>	<i>Phase [deg.]</i>
I0	148,48	0,00
I1	519,04	59,01
I2	84,49	94,86

Le courant de séquence inverse est en avance de $+94,86^\circ$ sur le courant homopolaire, ce qui signifie que le relais identifie un défaut CG ou ABG. Comme le montre la **figure 5.15**, seul le bit FSC s'active. Puisque la condition du bit FSA n'est pas satisfaite, l'élément de terre MAG2 ne peut pas s'affirmer. De plus, étant donné que la phase C n'est pas en défaut, la condition d'impédance de l'élément MCG2 n'est pas satisfaite, et celui-ci ne peut pas opérer.

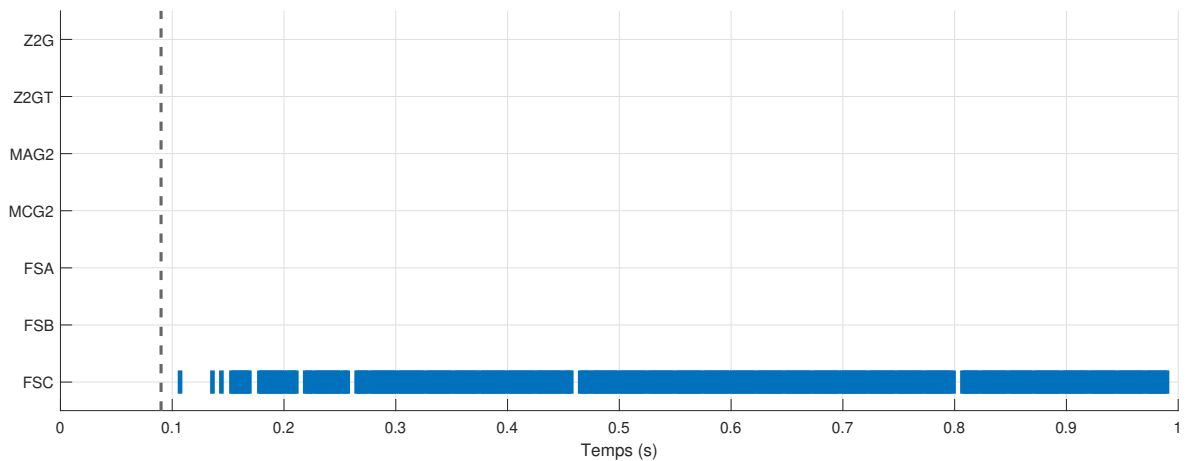


FIGURE 5.15 – Bits enregistrés par le relais 2 - mauvaise identification

Cette différence entre l'angle attendu par la logique des relais et celle obtenue est due aux comportements non conventionnels des sources SERMO par rapport aux centrales traditionnelles auxquelles la programmation des relais a été élaborée [107].

5.6.5 Blocage de la directionnalité (courant de séquence inverse trop faible)

5.6.5.1 Éléments de phase

Afin d'assurer une bonne sélectivité, il est primordial de connaître la direction du défaut avant d'opérer. L'élément F32P de l'encadré #5 de la **figure 5.3** sert à indiquer un court-circuit en aval.

Dans le cas d'un court-circuit triphasé, on définit les équations de couple [108], dont le nom historique fait référence au couple exercé par les relais électromagnétiques. On considère un défaut en avant si la magnitude de chacun des éléments est positive et en arrière si la magnitude est négative.

$$T_A = |V_{BC}||I_A| \cos(\angle V_{BC} - \angle I_A) \quad (5.11)$$

$$T_B = |V_{CA}||I_B| \cos(\angle V_{CA} - \angle I_B) \quad (5.12)$$

$$T_C = |V_{AB}||I_C| \cos(\angle V_{AB} - \angle I_C) \quad (5.13)$$

Ces éléments peuvent être simplifiés en utilisant uniquement la séquence directe [108] :

$$T_{32P} = |3V_1||3I_1| \cos[\angle 3V_1 - (\angle 3I_1 - \angle Z_{L1})] \quad (5.14)$$

Toutefois, pour un défaut rapproché, il est possible que la tension soit trop basse pour permettre au relais d'identifier une direction. La solution utilisée par le fabricant est de remplacer le signal de tension par un signal avec mémoire ($V_1 \rightarrow V_{1,mem}$). La tension va donc diminuer progressivement avec la mémoire.

Bien que cette méthode soit efficace pour les court-circuits équilibrés, il a été montré qu'elle peut entraîner de mauvaises opérations en présence de défauts déséquilibrés. La technique généralement employée consiste à utiliser la séquence inverse (F32Q), qui complète l'équation (5.14) [108]. La **figure 5.16**, extraite du manuel de référence des relais utilisés [106], illustre cette logique : l'encadré #1 montre la directionnalité selon l'équation (5.14), l'encadré #2 celle donnée par la logique de séquence inverse, et l'encadré #3 confirme la direction en aval pour les éléments de phase.

La **figure 5.18** présente deux conditions pour les éléments de phase à séquence inverse. L'encadré #1 montre le seuil que la magnitude de $3I_2$ doit dépasser. Lorsque le contrôle de directionnalité (E32) est réglé sur AUTO, le seuil est fixé à 12% du courant nominal, soit 0,6 A au secondaire. L'encadré #2 représente le facteur de retenue de la séquence directe (a_2). Ce facteur compense les systèmes fortement déséquilibrés et permet d'éviter un mauvais fonctionnement en cas de saturation du transformateur de courant [106]. Si le ratio $|I_2|/|I_1|$ est supérieur au facteur de retenue, l'élément de séquence inverse est activé.

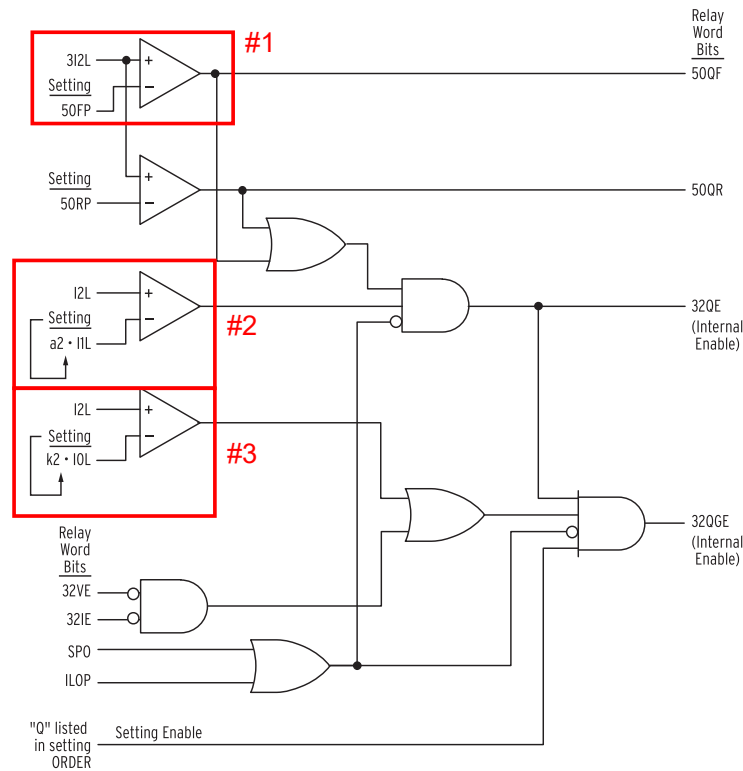


FIGURE 5.18 – Schéma logique des éléments à séquence inverse 32Q, 32QE et 32QGE [106]

L'exemple suivant est un court-circuit biphasé-terre sur les phases B et C à la fin de la ligne L_BDS vue par le relais 2. On observe la bonne identification d'un défaut BCG avec le bit FSA ainsi que la bonne détection du défaut avec les bits MBC2 et M2P. Toutefois, la durée d'opération est nettement inférieure aux 20 cycles requis pour satisfaire la temporisation de l'élément M2PT et ainsi déclencher. La perte de l'élément M2P est due au faible courant inverse ($3I_2 \leq 50FP$) après la période

transitoire des SERMO, entraînant la perte de directionnalité (F32Q/F32P). La légère différence entre le moment où le courant inverse dépasse le seuil 50FP et le fonctionnement de l'élément F32P est attribuable au mode de filtrage du courant et au délai de calcul du relais. Le courant affiché ici est la valeur efficace, cependant le relais utilise des valeurs filtrées par un premier filtre cosinus à un cycle et un second à transformée de Fourier discrète à un demi-cycle [109]. Ces trois méthodes de calcul n'arrivent pas exactement aux mêmes valeurs point par point.

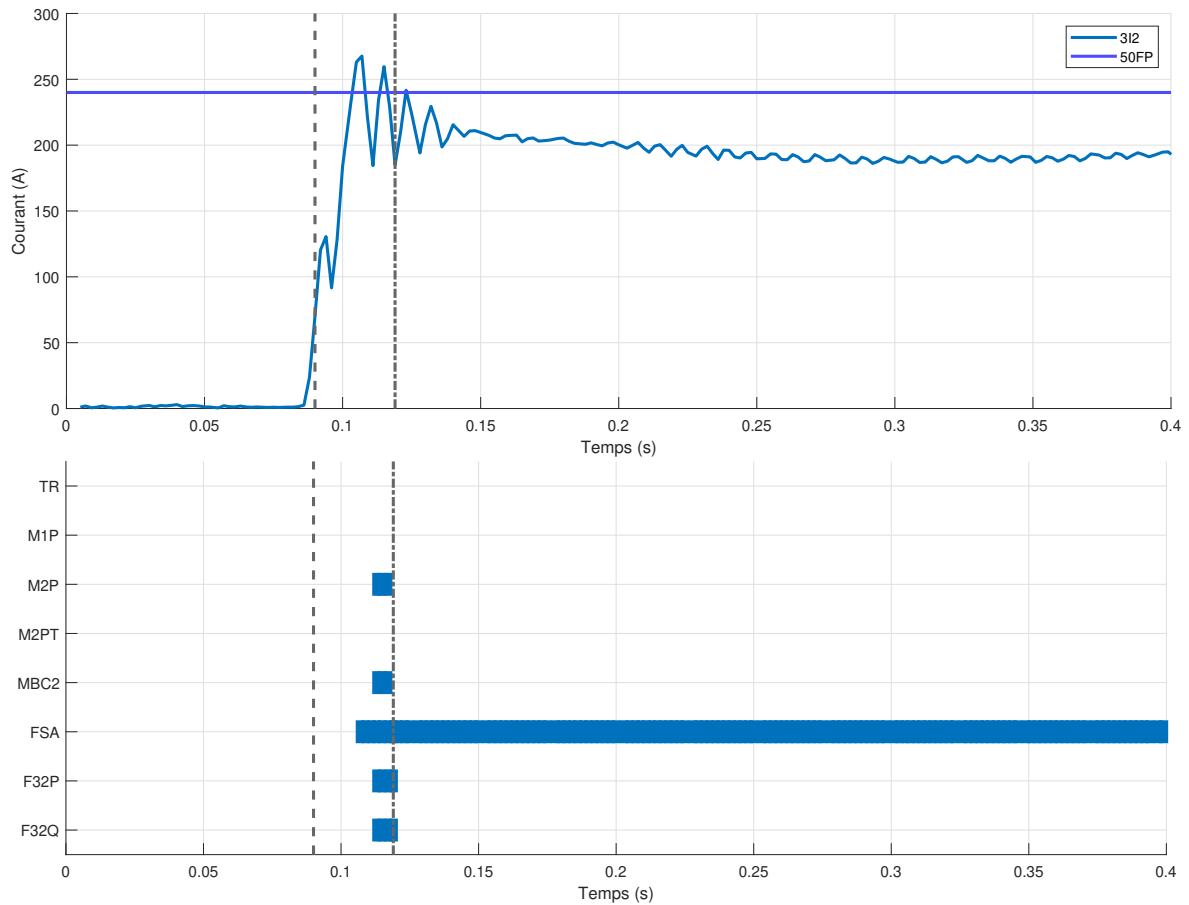


FIGURE 5.19 – Courant à séquence inverse et bits enregistrés par le relais 2 - courant de séquence inverse trop faible

5.6.5.2 Éléments de terre

En ce qui concerne les éléments de terre, en plus de la séquence inverse de tension (F32QG), deux autres méthodes sont disponibles pour l'identification de la directionnalité : l'utilisation de la séquence homopolaire de tension (F32V) et la séquence homopolaire de courant (F32I). Toutes trois permettent d'assurer le bon fonctionnement de l'élément directionnel de terre. Le bit 32QF de l'encadré #5 de la **figure 5.4** sert à indiquer un court-circuit avant. Les logiques de directionnalité sont semblables à celles des éléments de phase.

La priorité du type de directionnalité est indiquée avec l'élément « ORDER ». Par défaut, celui-ci est programmé à « QV », indiquant que la logique va prioriser l'élément de tension inverse (Q) avant l'élément de tension homopolaire (V). L'option « I » n'étant pas programmée par défaut, la méthode d'identification par courant homopolaire n'est pas utilisée. L'encadré #3 de la **figure 5.18** représente le facteur de retenue homopolaire (k_2), qui sert à compenser les systèmes fortement déséquilibrés. Si le ratio $|I_2|/|I_0|$ est plus petit que le facteur de retenue, l'élément de séquence homopolaire est activé et celui-ci va bloquer l'élément de terre à séquence inverse (32QGE).

5.6.6 Blocage de la directionnalité (identification d'un défaut arrière)

Tel qu'expliqué dans la section précédente, des éléments à séquence inverse et homopolaire déterminent la directionnalité en fonction de l'impédance mesurée. Conformément à l'encadré #3 de la **figure 5.17**, le court-circuit est déclaré en avant si l'impédance mesurée est inférieure au seuil $Z2FTH$ et en arrière si l'impédance mesurée est supérieure au seuil $Z2RTH$. Les éléments $Z2$, $Z2FTH$ et $Z2RTH$ ne sont pas directement disponibles avec le logiciel synchroWAVE. Cependant, il est possible de les calculer à l'aide de commandes personnalisées. Ces éléments sont définis par le fabricant [110] :

$$Z2 = \frac{\Re[V_2 \cdot (I_2 \cdot 1\angle Z_{L1})^*]}{|I_2|^2} \quad (5.15)$$

$$Z2FTH = 1,25 \cdot Z2F - 0,25 \left| \frac{V_2}{I_2} \right| \quad (5.16)$$

$$Z2RTH = 0,75 \cdot Z2R + 0,25 \left| \frac{V_2}{I_2} \right| \quad (5.17)$$

Dans les relais utilisés, les seuils par défaut avant et arrière sont :

$$Z2F = 0,5 \cdot Z_{L1} \quad (5.18)$$

$$Z2R = Z2F + \frac{1}{2 \cdot I_{nom}} = Z2F + 0,1 \quad (5.19)$$

L'exemple suivant est un court-circuit biphasé sur les phases B et C à la fin de la ligne L_VDK (gradin 2), tel que perçu par le relais 2. La **figure 5.20** illustre un cas où la directionnalité du défaut est mal identifiée. Cette erreur est due à l'interprétation incorrecte de la directionnalité. En effet, en raison du comportement non-conventionnel du parc éolien de type 4 situé en amont du relais, l'impédance de séquence inverse est perçue comme positive, ce qui conduit à une identification involontaire du court-circuit comme étant en arrière (R32Q/R32P).

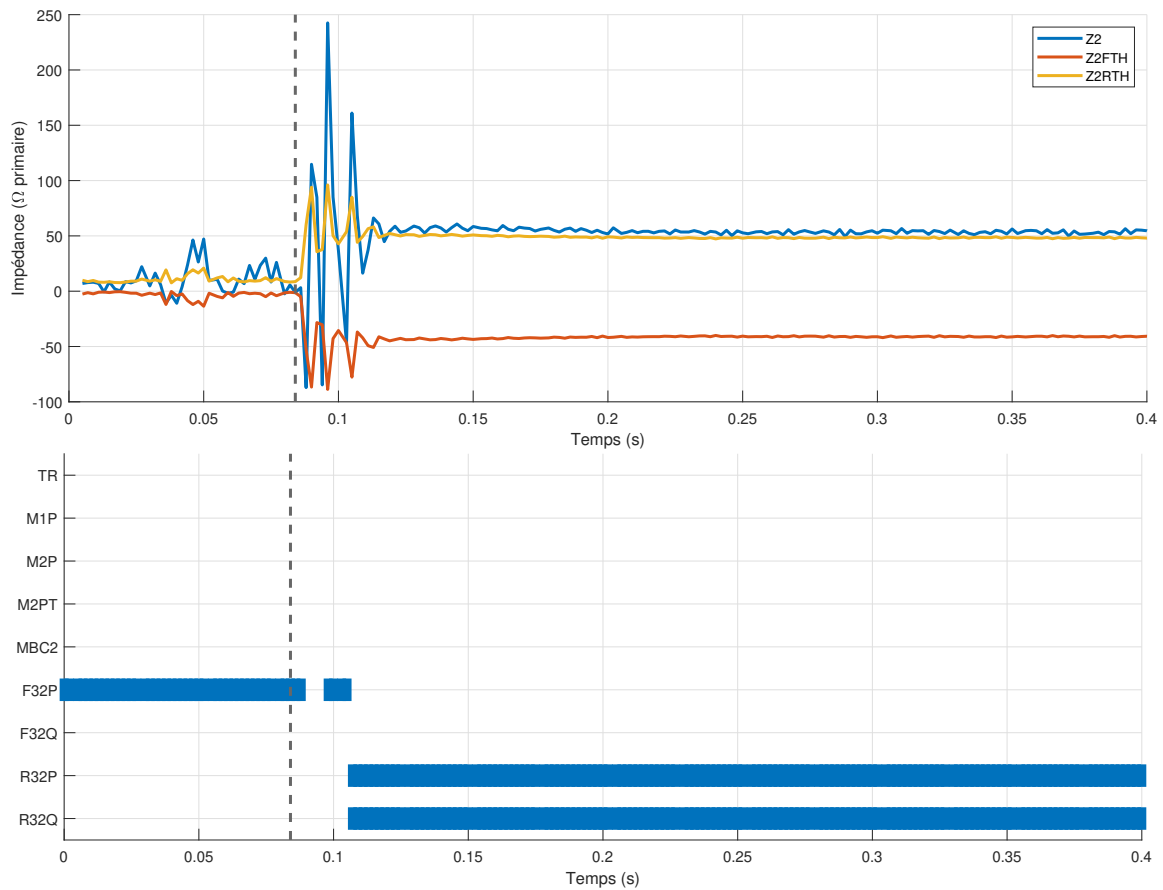


FIGURE 5.20 – Impédance à séquence inverse et bits enregistrés par le relais 2 - identification d'un défaut arrière

5.6.7 Mauvaise identification d'une phase ouverte

Ce septième cas concerne l'activation d'un élément de pôle ouvert (« *Single Pole Open* », SPO). Tel qu'illustré dans les encadrés #7 des **figures 5.3** et **5.4**.

Afin de comprendre le blocage par cet élément, on peut vérifier sa logique interne qui est illustrée à la **figure 5.21**. Le premier encadré représente la supervision de sous-tension; le second définit un seuil minimal de courant de ligne en dessous duquel celle-ci est considérée comme ouverte (« *Line Open Phase x* », LOPHx). Ce cas, improbable lors d'un court-circuit conventionnel, peut néanmoins se produire avec des sources faibles. **Cette raison de mauvaise opération n'est pas documentée dans la littérature.** Une étude sur la différence entre les courants pour un défaut biphasé est présentée à la section 6.4 et une seconde étude pour les défauts biphasé-terre est présentée à la section 6.5.

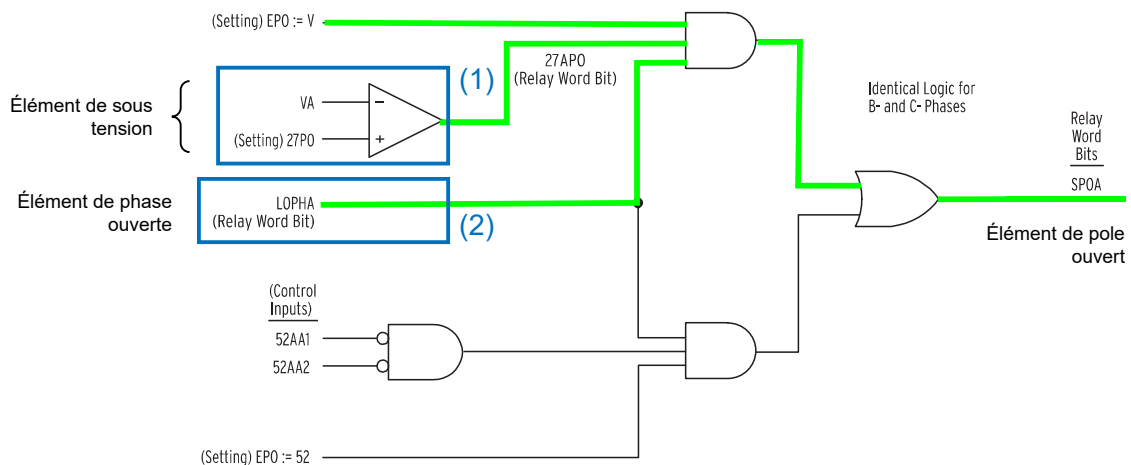


FIGURE 5.21 – Logique de pôle ouvert [106]

L'analyse s'appuie donc sur un relais du même fabricant, qui partage une logique similaire [111, 112]. Peu d'informations sont disponibles concernant les éléments LOPHx dans le manuel de référence des relais utilisés. Cependant, on peut baser l'analyse sur les informations fournies pour le relais de protection de ligne SEL-411L du même fabricant, pour lequel une logique de protection de distance identique à celle des relais SEL-421 est disponible [111, 112]. La **figure 5.22** présente la logique de détection de phase ouverte du relais SEL-411L. Le seuil OPHDO, programmable entre 0,01 A et 5 A dans ce relais, n'est ni affiché ni programmable dans les relais SEL-421 utilisés, et celui-ci est comparé avec le courant de ligne.

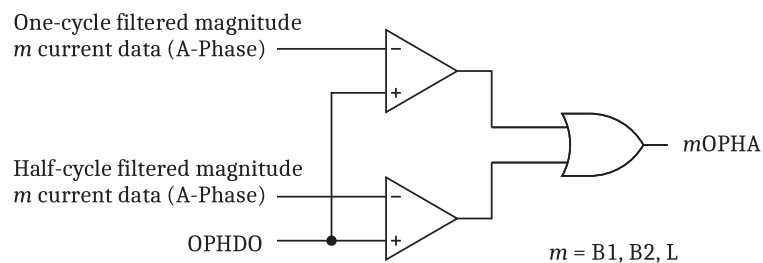


FIGURE 5.22 – Logique de détection d'une phase ouverte [112]

L'exemple suivant concerne un court-circuit biphasé sur les phases B et C à la fin de la ligne L_BDS (gradin 2), observé par le relais 2. La **figure 5.23** illustre le blocage causé par l'élément d'ouverture de phase LOPHC/SPOC. Après analyse, il est possible de supposer qu'un seuil de 5% est programmé, ce qui équivaut à 0,25 A au secondaire. L'élément directionnel (F32P) fonctionne correctement et l'élément de distance (MBC2) opère brièvement jusqu'au moment où l'élément de phase ouverte est activé. Encore une fois, la légère différence temporelle entre le moment où le courant passe en dessous du seuil et l'activation de l'élément LOPHC est due au mode de filtrage du courant et au délai de calcul du relais.

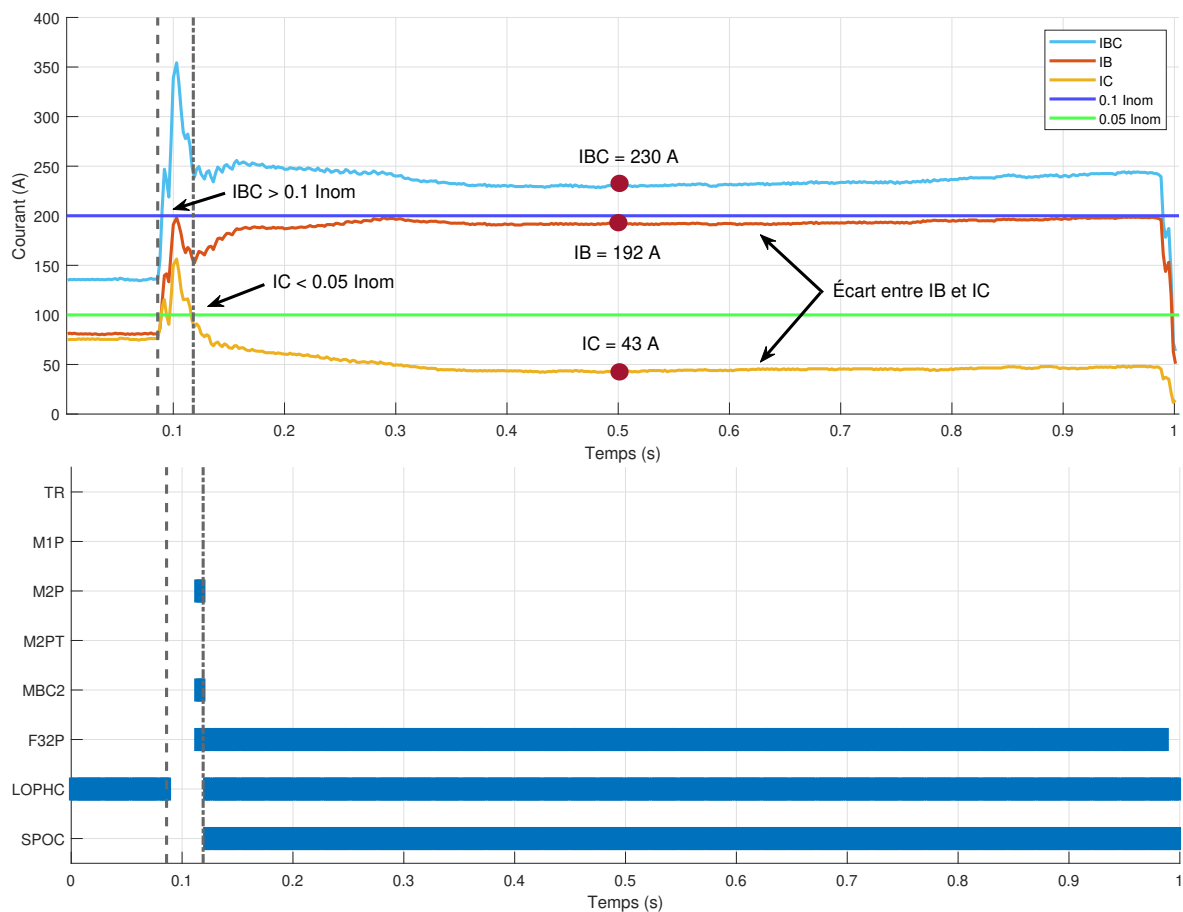


FIGURE 5.23 – Courants et bits enregistrés par le relais 2 - Mauvaise identification d'une phase ouverte

L'écart entre les deux courants de ligne IB et IC n'est pas conventionnel pour un défaut biphasé. Une analyse approfondie est présentée à la section 6.4.

5.6.8 Mauvaise polarisation (variation de fréquence)

5.6.8.1 Résultat initial

Il est connu que la polarisation par la tension de séquence positive avec mémoire offre de bonnes performances dans le cas des défauts en début de ligne. Cependant, cette méthode de polarisation a le défaut d'être sensible aux variations de fréquence [27]. Cette huitième situation et septième défi de protection observé est une mauvaise position des caractéristiques de supervision en raison de la variation de fréquence.

L'exemple suivant est un court-circuit biphasé sur les phases B et C au début de la ligne L_MLO. La **figure 5.24** présente les signaux de courant et de tension enregistrés ainsi que les bits par le relais 2. On peut remarquer une forte variation d'amplitude, celle-ci est liée à la variation de fréquence de la source SERMO et de la seconde source forte à fréquence fixe.

La **figure 5.25** montre le déplacement des éléments de distance ZBC. Initialement correctement positionné, on peut voir l'effet de l'expansion dynamique après l'apparition du défaut. Par la suite, les caractéristiques de supervision commencent à se déplacer dans le sens horaire. Après trois cycles, la mesure d'impédance sort du deuxième gradin et l'élément de distance n'est plus activé. En continuant de tourner dans le sens horaire, la mesure d'impédance entre involontairement dans la protection de zone 1 après 10,6 cycles. Étant un élément instantané, le relais déclenche involontairement sur l'élément MBC1. Finalement, les cercles continuent de varier et bien que leurs dimensions diminuent avec l'épuisement de la mémoire, ils finissent par ne correspondre à rien.

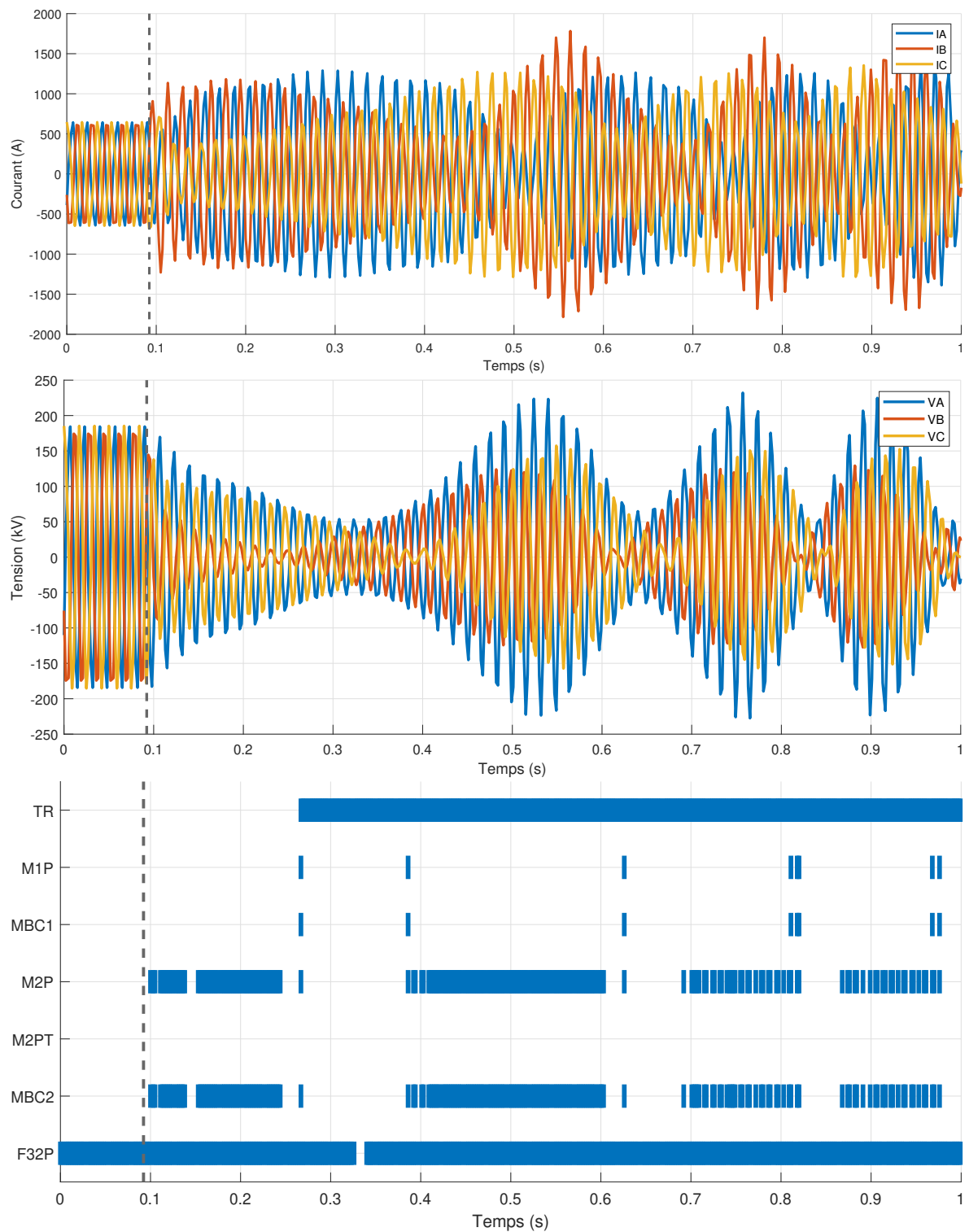
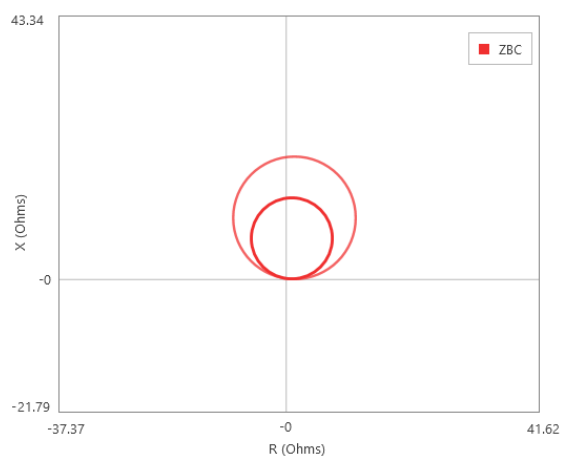
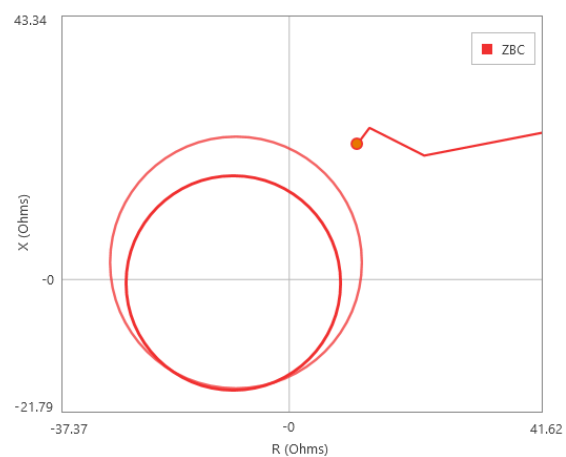


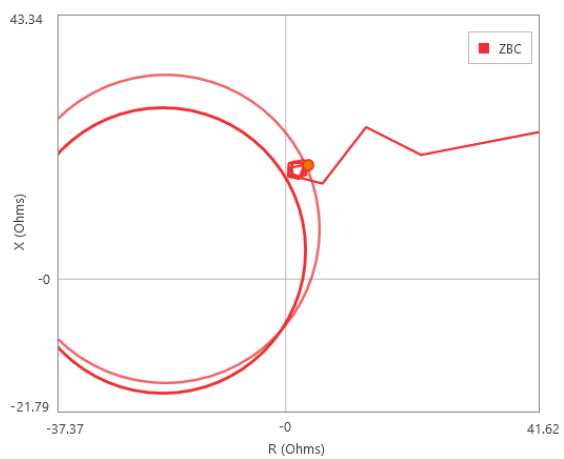
FIGURE 5.24 – Signaux de courant, de tension et bits enregistrés par le relais 2 - mauvaise polarisation



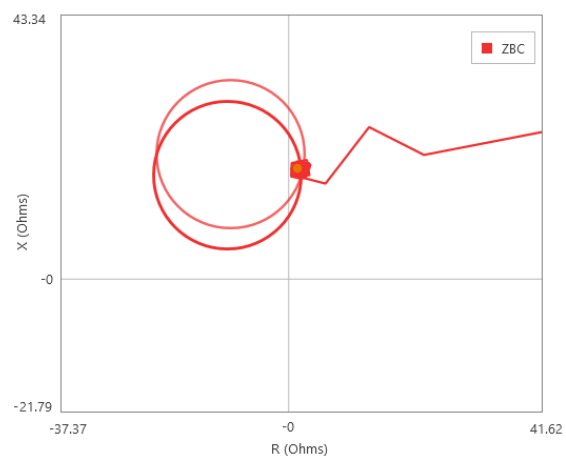
(a) Position initiale



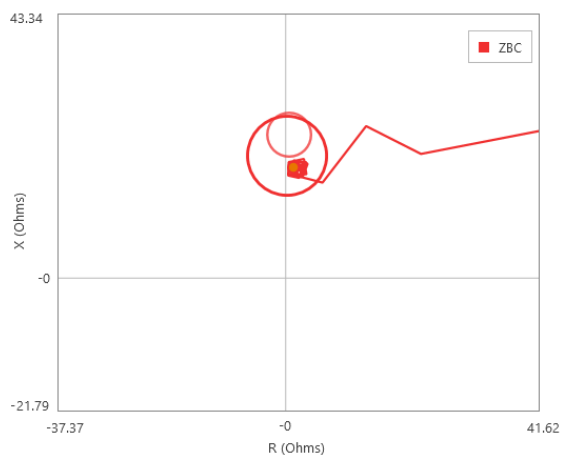
(b) Après 1 cycle



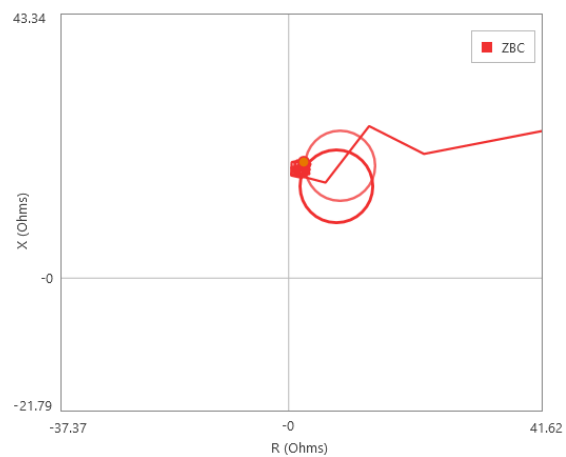
(c) Après 3 cycles



(d) Après 10,6 cycles



(e) Après 15 cycles



(f) Après 20 cycles

FIGURE 5.25 – Déplacement des éléments ZBC

5.6.8.2 Modèle EMTP de source à fréquence variable

Afin de valider l'hypothèse que c'est la variation de fréquence qui est en cause, un modèle simple sur le logiciel EMTP a été développé (**figure 5.26**). Le système de fréquence variable est une table de correspondance dépendant du temps (**figure 5.27**). Cette table alimente le signal de commande (**figure 5.28**) pour faire fonctionner les sources de tension.

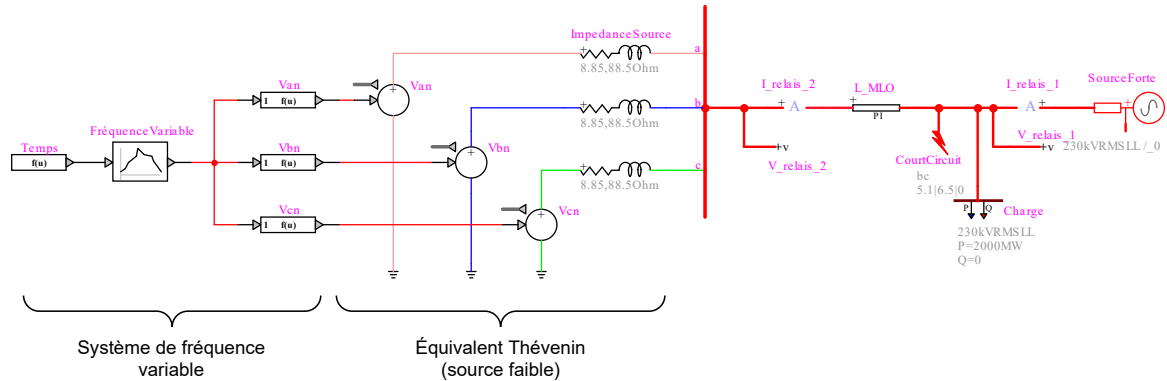


FIGURE 5.26 – Modèle EMTP de source à fréquence variable

☐ Zero
☒ Table

Number of rows

Enter coordinates of each point (x, f(x))

	x	f(x)
1	0	60
2	5.1	60
3	5.3	60.2
4	5.5	60.3
5	5.6	60.5
6	5.7	60.6
7	5.8	60.8
8	5.9	60.9
9	6	61.1
10	6.1	61.2

Select curve fitting

☒ linear fitting
☐ staircase fitting

[Preview function plot](#)

FIGURE 5.27 – Table des différentes fréquences

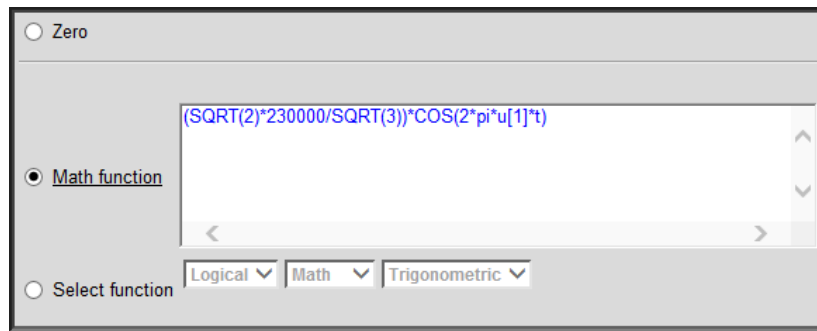


FIGURE 5.28 – Signal pour la commande de tension de la phase A

Les **figures 5.29** et **5.30** présentent les résultats obtenus à partir du modèle à fréquence variable réalisé sur EMTP. Ces résultats confirment l’influence de la variation de fréquence sur la polarisation des caractéristiques MHO. En effet, la première figure montre le même type de variation d’amplitude, tandis que la seconde montre le déplacement horaire des cercles. Les mêmes types de dysfonctionnements sont également observés, comme une perte de mesure dans la zone 2, une affirmation très brève de la zone 1 entraînant un déclenchement instantané involontaire après seulement 4,26 cycles, et des dimensions incohérentes des éléments MHO. Dans ce cas, une fréquence supérieure à 60 Hz a été utilisée, entraînant un déplacement dans le sens horaire.

Finalement, dans le cas d’un défaut triphasé, la contribution ne sera pas impactée par la forte source à fréquence fixe en aval du défaut. Cependant, on peut tout de même s’attendre à un déplacement des caractéristiques de supervision en raison de la variation de fréquence de la source SERMO.

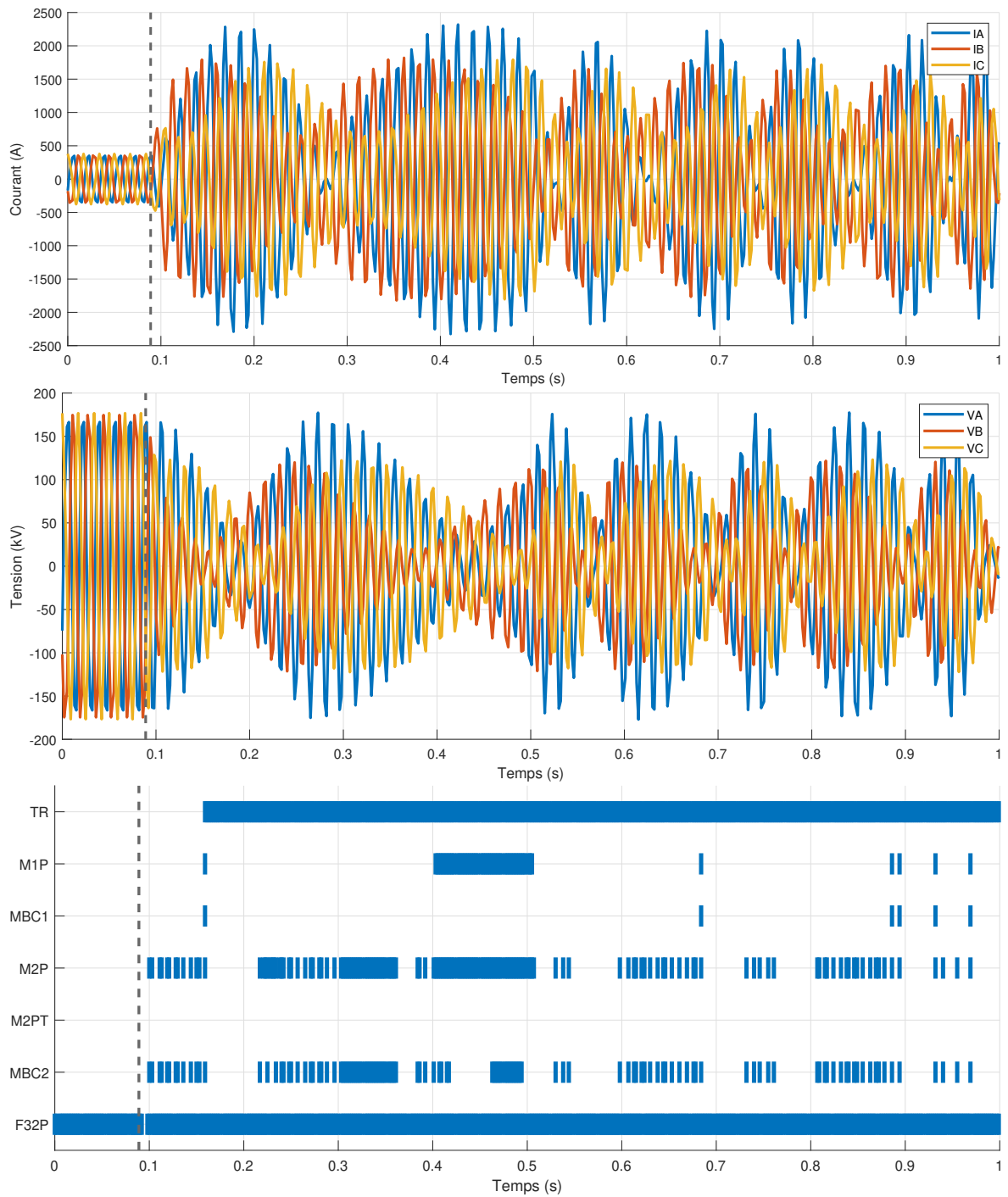
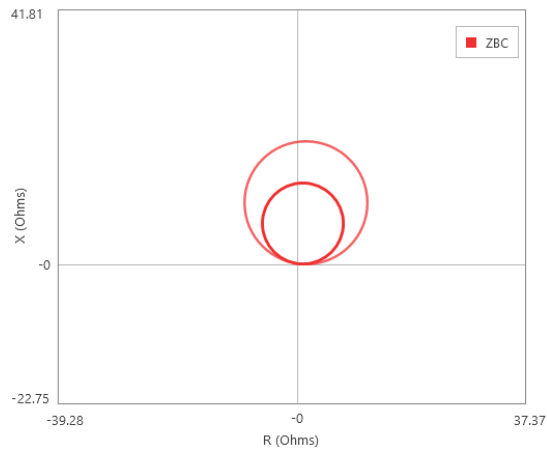
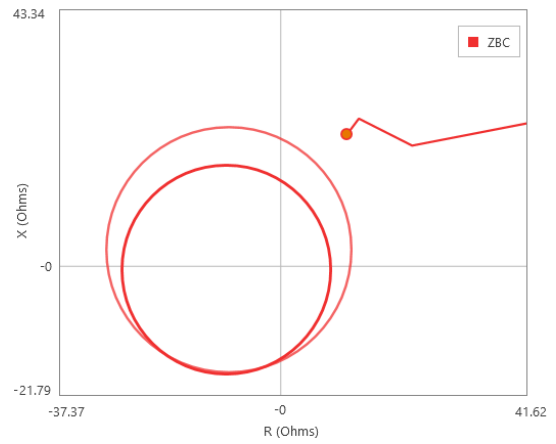


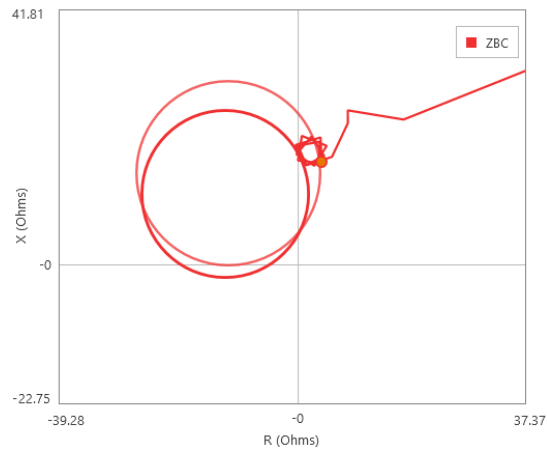
FIGURE 5.29 – Signaux de courant, de tension et enregistrés par le relais 2 - modèle à fréquence variable EMTP



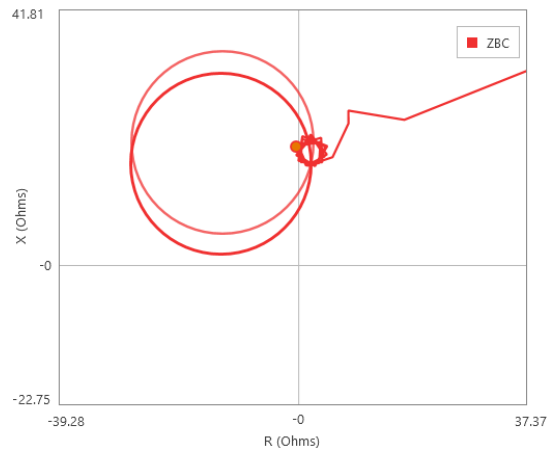
(a) Initialement



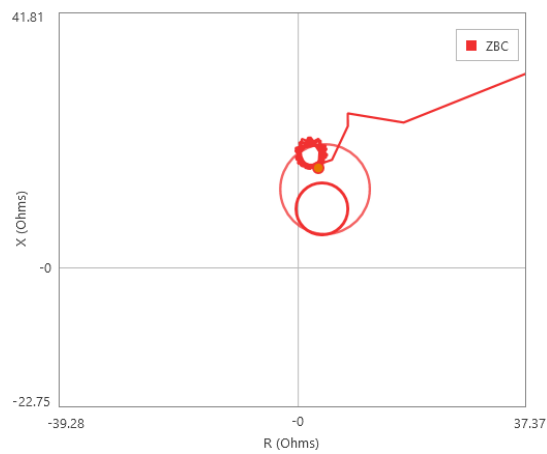
(b) Après 1 cycle



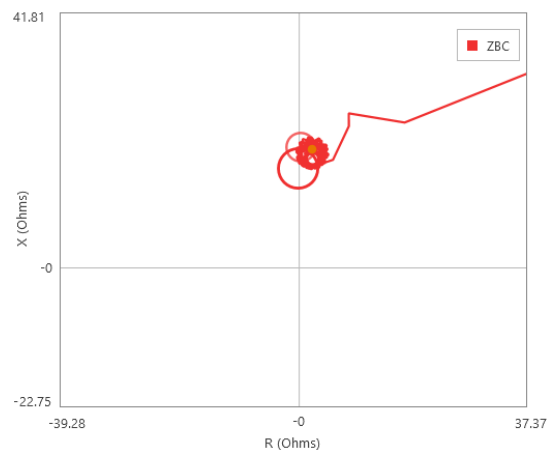
(c) Après 3 cycles



(d) Après 4,21 cycles



(e) Après 9 cycles



(f) Après 22 cycles

FIGURE 5.30 – Déplacement de l'élément ZBC - modèle à fréquence variable EMTP

5.7 Performances initiales des relais selon les différentes situations

Maintenant que chacune des situations identifiées a été décrite, il est possible de comptabiliser les performances de chacun des relais de protection. Le **tableau 5.14** présente le pourcentage d'occurrence de chacune des situations énumérées précédemment. Ce tableau synthétise les performances obtenues pour l'ensemble des types de défauts et pour les deux extrémités de chaque ligne. Les pourcentages de mauvais fonctionnement sont ensuite répartis selon les causes identifiées.

TABEAU 5.14 – Pourcentage d'occurrence de chacune des situations (résultats initiaux)

		L_MLO		L_BDS		L_1601		L_1603		L_VDK	
		Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2
Fonctionnement correct		80%	62%	100%	51%	94%	90%	90%	58%	90%	53%
Fonctionnement incorrect		20%	38%	0%	49%	6%	10%	10%	42%	10%	47%
Raisons des mauvais fonctionnements	Courant trop faible (courant de phase)	0%	2%	0%	13%	0%	0%	0%	12%	0%	0%
	Courant trop faible (prot. côté parc activée)	0%	1%	0%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Courant trop faible (courant de terre)	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Impédance mesurée en dehors de la zone de prot.	0%	9%	0%	10%	6%	10%	10%	7%	10%	10%
	Mauvaise identification du type de défaut	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%
	Blocage de directionnalité (I2 trop faible)	0%	2%	0%	4%	0%	0%	0%	1%	0%	4%
	Blocage de directionnalité (identification arrière)	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	13%
	Mauvaise identification d'une phase ouverte	0%	5%	0%	7%	0%	0%	0%	3%	0%	0%
	Mauvaise polarisation (variation de fréquence)	0%	19%	0%	8%	0%	0%	0%	19%	0%	0%

De ces résultats, on peut tirer quelques observations :

1. La diminution du courant de terre, liée au couplage du transformateur principal du parc éolien, peut empêcher le déclenchement de la protection à l'extrémité forte lors d'un défaut monophasé situé à l'autre extrémité de la ligne.

Pour le relais 1 de la ligne L_MLO, les transformateurs Yd des parcs éoliens MLO et GRM

gènèrent un courant homopolaire qui réduit le courant de terre par le réseau principal, parfois sous le seuil de supervision. Cet effet est amplifié par une ligne plus impédante et par un transformateur de forte puissance (impédance faible). Ce problème de configuration de réseau peut survenir même sans source SERMO. Toutefois, cette configuration avec une troisième source en dérivation devient de plus en plus courante en raison des nombreuses possibilités d'implantation de sources d'énergie distribuée sur les lignes existantes.

2. La forte source en arrière du défaut provoque un effet d'aveuglement pour le relais en amont lors d'un défaut impédant à la terre.

Bien que l'expansion dynamique augmente la portée résistive, la source en arrière du défaut produit une tension dans la résistance de court-circuit, non prise en compte par le relais en amont. L'impédance mesurée est alors surestimée, ce qui provoque un effet d'aveuglement.

3. La faible contribution en courant de séquence inverse des centrales SERMO de type 3 et 4 bloque les éléments directionnels à séquence inverse.
4. La contribution en séquence inverse non conventionnelle des centrales SERMO de type 4 provoque de mauvaises identifications du type de défaut à la terre.
5. La contribution en séquence inverse des centrales SERMO de type 4 provoque de mauvaises identifications de la direction lors d'un défaut biphasé.
6. La contribution inégale sur les deux phases d'un défaut biphasé ou biphasé à la terre, causée par le comportement non conventionnel des sources SERMO, peut mener à un blocage involontaire par l'élément de phase ouverte.
7. La variation de fréquence des centrales SERMO provoque de mauvaises opérations lors d'un défaut éloigné en déplaçant les éléments de supervision.

Deux types de mauvaises opérations peuvent se produire lors d'une variation de fréquence :

- Une perte temporaire ou permanente d'affirmation du deuxième gradin avant la fin de sa temporisation ;
- Un dépassement momentané du premier gradin, provoquant un déclenchement instantané avant la fin de la temporisation du second gradin.

5.8 Conclusion

Dans ce chapitre, il était question de compléter le second sous-objectif en déterminant les limites de performance des systèmes de protection actuels (protection de distance).

Tout d'abord, une protection de base initiale, un plan de simulations, ainsi que des essais pratiques portant sur cinq lignes électriques avec des topologies différentes ont été présentés. Plusieurs paramètres d'essai, incluant la position du défaut, les types de défauts, le taux de fonctionnement des parcs éoliens et deux niveaux de charge, ont été ajustés afin d'étudier le comportement des SERMO dans un éventail de situations. Au total, 700 courts-circuits ont été réalisés par simulation, puis injectés dans des relais de protection commerciaux. Ces essais pratiques ont permis d'obtenir des réponses réelles, nécessaires pour déterminer les limites de performance des protections de distance. Tel qu'attendu, les relais qui mesurent la contribution des sources SERMO ont moins bien fonctionné que ceux qui mesurent la contribution du réseau principal. Toutefois, il est important de préciser que les résultats obtenus ne permettent pas de conclure que le réseau électrique de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent est mal protégé. En effet, plusieurs éléments de protection ont été volontairement désactivés afin de cibler spécifiquement les éléments de distance.

Une analyse très rigoureuse des 1400 rapports d'événement a permis d'identifier sept raisons de mauvaises opérations, mais également de les classer et de les quantifier. Les résultats obtenus sont cohérents avec le comportement attendu des sources SERMO, principalement une faible contribution au courant de court-circuit ainsi qu'à la séquence inverse. Toutefois, la précision de ce travail a permis de cibler les logiques de détection problématiques dans des relais de protection réels et de montrer que les variations de fréquence et de phase compliquent également la tâche des protections de distance traditionnelles. De plus, l'écoulement de puissance, en fonction des deux niveaux de charge utilisés (estival et hivernal), n'a eu aucun impact significatif, si ce n'est une plus grande stabilité du modèle numérique lors d'un taux de production plus élevé.

Ensuite, quelques interrogations sont soulevées en lien avec l'aveuglement lors d'un défaut impédant, pour lequel les résultats obtenus avec la protection de base ne sont pas ceux attendus, ainsi qu'au sujet de la divergence des courants de ligne lors des défauts biphasés et biphasés à la terre. Le chapitre 6 présentera des études théoriques afin d'expliquer ces anomalies.

Finalement, à la suite de ces essais pratiques et du travail d'analyse qui en a découlé, **il est possible de confirmer la réussite du sous-objectif 2.**

CHAPITRE 6

ÉTUDES THÉORIQUES DES IMPACTS DE LA TOPOLOGIE DU RÉSEAU ET DE L'INTÉGRATION DES SERMOS SUR LES COURANTS DE COURTS-CIRCUITS

Sous-objectif 1 : Caractériser et modéliser avec précision le comportement d'un réseau électrique réel à forte pénétration d'énergie renouvelable non traditionnelle.

6.1 Introduction

Le chapitre précédent a soulevé plusieurs interrogations concernant le comportement des réseaux électriques en présence de sources SERMO de faible puissance. Il a été montré expérimentalement que le comportement non conventionnel de ces sources peut limiter les performances des protections de distance traditionnelles.

Afin de compléter le sous-objectif 1 de cette thèse, ce chapitre présente une série d'études théoriques visant à mieux comprendre les contributions mesurées par les relais, ainsi que les impédances apparentes calculées lors de différents types de défauts.

Dans un premier temps, une explication est proposée concernant la faible contribution au courant de terre par le réseau principal lors des défauts monophasés. Par la suite, une analyse théorique est menée sur les effets d'aveuglement observés, notamment en lien avec l'écart important de puissance entre les sources situées de part et d'autre du défaut. Finalement, deux autres études se penchent sur un phénomène jusqu'ici non documenté, à savoir la divergence des courants de ligne observée lors des défauts biphasés et biphasés à la terre.

6.2 Effet d'une source de courant homopolaire sur le courant de terre

Il a été observé au chapitre 5 que la présence d'un transformateur YD (source de courant homopolaire) en fin de ligne diminue le courant de terre pour le relais en amont du défaut. Dans le cas de la ligne radiale L_MLO, les transformateurs de grande puissance en bout de ligne réduisent la contribution du réseau principal au courant de terre sous le seuil de supervision, empêchant ainsi l'opération du relais S (**figure 6.1**). Cette section présentera une brève explication théorique de ce phénomène ainsi qu'une solution possible dès la conception du réseau.

La **figure 6.1** présente un réseau simple avec un défaut monophasé et un transformateur YD en fin de ligne. Ce dernier influencera la séquence homopolaire présentée à la **figure 6.2**, et, par ce fait même, le courant de terre mesuré par le relais. Finalement, la **figure 6.3** présente le circuit des séquences pour un défaut monophasé.

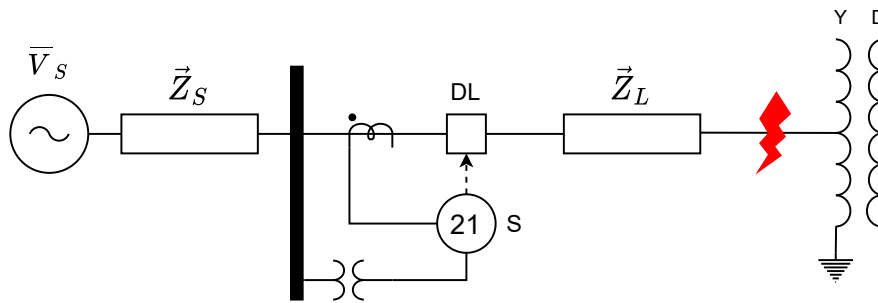


FIGURE 6.1 – Réseau avec une source de courant homopolaire en fin de ligne

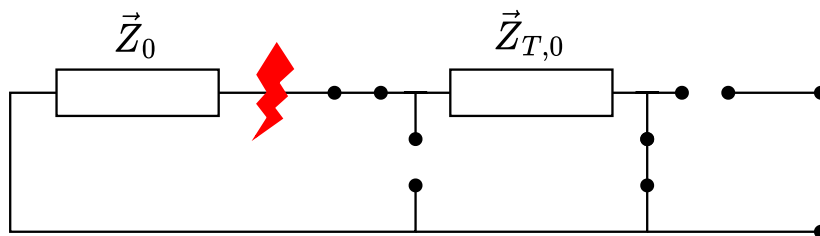


FIGURE 6.2 – Schéma de la séquence homopolaire

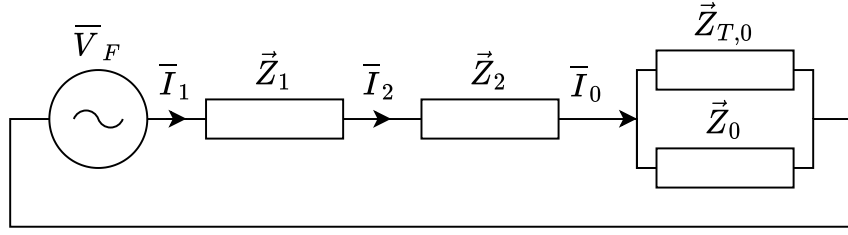


FIGURE 6.3 – Schéma de séquences d'un défaut monophasé

Avec,

- $\vec{V}_F$ est la tension au point de défaut ;
- $\vec{Z}_1 = \vec{Z}_{s,1} + \vec{Z}_{L,1}$ est l'impédance de séquence directe équivalente ;
- $\vec{Z}_2 = \vec{Z}_{s,2} + \vec{Z}_{L,2}$ est l'impédance de séquence inverse équivalente ;
- $\vec{Z}_0 = \vec{Z}_{s,0} + \vec{Z}_{L,0}$ est l'impédance de séquence homopolaire équivalente ;

En raison de l'ajout du transformateur YD, le diviseur de courant entre les impédances homopolaire va modifier le courant de terre circulant du côté du relais S ($\vec{I}_G = 3\vec{I}_0$). La raison de mauvaise opération observée au chapitre 5 pour le relais 1 de la ligne L_MLO survient en raison de la longue ligne à protéger (impédance $\vec{Z}_0$ élevée) en plus des grands transformateurs en parallèle (impédance $\vec{Z}_{T,0}$ petite). Ces deux conditions font que la circulation du courant homopolaire se fera principalement dans la branche $\vec{Z}_{T,0}$ dans le diviseur de courant.

Une solution possible pour corriger cette situation est d'augmenter l'impédance homopolaire du transformateur YD en ajoutant une impédance de mise à la terre ($\vec{Z}_G$) dans le neutre de la connexion en étoile. L'ajout d'une telle impédance a l'avantage de ne pas consommer de puissance dans des conditions normales de fonctionnement. Il faut cependant porter attention aux surtensions possibles lors d'un court-circuit à la terre. Le schéma de séquence devient alors :

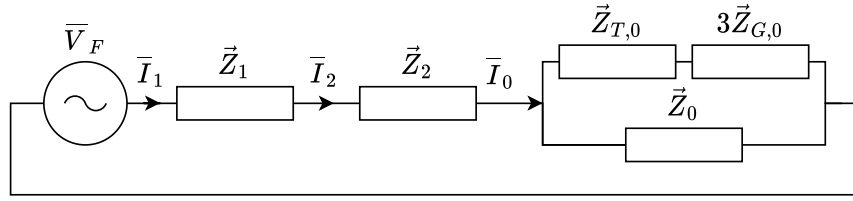


FIGURE 6.4 – Schéma de séquences d'un défaut monophasé avec une impédance de mise à la terre

6.3 Analyse des éléments de terre MHO

Les résultats obtenus au chapitre 5 ont soulevé certaines interrogations vis-à-vis du fonctionnement des relais et des contributions des différentes sources lors d'un défaut monophasé impédant. Ainsi, cette section cherchera à répondre à ces questions.

6.3.1 Mesure par les relais lors d'un défaut monophasé

6.3.1.1 Défaut non impédant

Considérons le réseau simple de la **figure 6.5** avec un défaut monophasé non impédant ($\vec{Z}_F = 0$). Ainsi que son schéma de séquences équivalent de la **figure 6.6**.

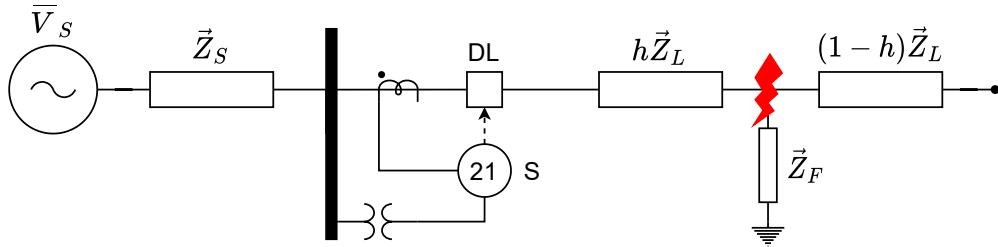


FIGURE 6.5 – Réseau simple avec un court-circuit monophasé

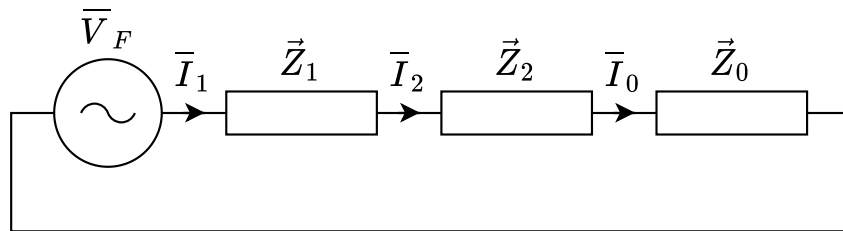


FIGURE 6.6 – Schéma de séquences d'un défaut monophasé sur la phase A

Où,

- $\bar{V}_F$ est la tension au point de défaut ;
- $\vec{Z}_1 = \vec{Z}_{s,1} + h\vec{Z}_{L,1}$ est l'impédance de séquence directe équivalente ;
- $\vec{Z}_2 = \vec{Z}_{s,2} + h\vec{Z}_{L,2}$ est l'impédance de séquence inverse équivalente ;
- $\vec{Z}_0 = \vec{Z}_{s,0} + h\vec{Z}_{L,0}$ est l'impédance de séquence homopolaire équivalente ;

Avec les trois impédances en série, on remarque rapidement que tous les courants de séquences sont égaux, ce qui permet de déduire le courant mesuré au niveau du relais :

$$\bar{I}_0 = \bar{I}_1 = \bar{I}_2 = \bar{I}_{S,0} = \bar{I}_{S,1} = \bar{I}_{S,2} = \frac{\bar{V}_F}{\vec{Z}_0 + \vec{Z}_1 + \vec{Z}_2} \quad (6.1)$$

$$\bar{I}_{S,A} = \bar{I}_{S,0} + \bar{I}_{S,1} + \bar{I}_{S,2} = 3 \bar{I}_{S,0} = \frac{3 \bar{V}_F}{\vec{Z}_0 + \vec{Z}_1 + \vec{Z}_2} \quad (6.2)$$

La tension de la phase A mesurée par le relais est donnée par :

$$\bar{V}_{S,0} = \bar{I}_{S,0} \cdot h\vec{Z}_{L,0} \quad (6.3)$$

$$\bar{V}_{S,1} = \bar{I}_{S,1} \cdot h\vec{Z}_{L,1} \quad (6.4)$$

$$\bar{V}_{S,2} = \bar{I}_{S,2} \cdot h\vec{Z}_{L,2} \quad (6.5)$$

$$\bar{V}_{S,A} = \bar{V}_{S,0} + \bar{V}_{S,1} + \bar{V}_{S,2} = \bar{I}_{S,0} \cdot h(\vec{Z}_{L,0} + \vec{Z}_{L,1} + \vec{Z}_{L,2}) \quad (6.6)$$

L'impédance mesurée par le relais est alors :

$$\vec{Z}_{S,A}^* = \frac{\bar{V}_{S,A}}{\bar{I}_{S,A}} = \frac{\bar{I}_{S,0} \cdot h(\vec{Z}_{L,0} + \vec{Z}_{L,1} + \vec{Z}_{L,2})}{3 \bar{I}_{S,0}} = \frac{h}{3} (\vec{Z}_{L,0} + \vec{Z}_{L,1} + \vec{Z}_{L,2}) \quad (6.7)$$

Pour une ligne, il est acceptable de considérer égales les impédances directe et inverse. Toutefois, en raison des effets mutuels entre les phases, l'impédance homopolaire est généralement supérieure aux deux autres. Ainsi, la mesure de position du défaut (6.7) sera supérieure à la position réelle, car :

$$\frac{(\vec{Z}_{L,0} + \vec{Z}_{L,1} + \vec{Z}_{L,2})}{3} > \vec{Z}_{L,1} \quad (6.8)$$

La solution bien connue de ce problème est le facteur de compensation homopolaire suivant :

$$\vec{k}_0 = \frac{\vec{Z}_{L,0} - \vec{Z}_{L,1}}{2 \vec{Z}_{L,1} + \vec{Z}_{L,2}} = \frac{\vec{Z}_{L,0} - \vec{Z}_{L,1}}{3 \vec{Z}_{L,1}} \quad (6.9)$$

La mesure est alors donnée par :

$$\vec{Z}_{S,A} = \frac{\bar{V}_{S,A}}{\bar{I}_{S,A} + 3 \vec{k}_0 \bar{I}_{S,0}} = \frac{\bar{V}_{S,A}}{\bar{I}_{S,A} (1 + \vec{k}_0)} = \frac{\vec{Z}_{S,A}^*}{1 + \vec{k}_0} \quad (6.10)$$

$$= \frac{\frac{h}{3} (\vec{Z}_{L,0} + \vec{Z}_{L,1} + \vec{Z}_{L,2})}{1 + \frac{\vec{Z}_{L,0} - \vec{Z}_{L,1}}{3 \vec{Z}_{L,1}}} = \frac{h (\vec{Z}_{L,0} + 2 \vec{Z}_{L,1})}{\frac{\vec{Z}_{L,0} + 2 \vec{Z}_{L,1}}{\vec{Z}_{L,1}}} \quad (6.11)$$

$$= h \vec{Z}_{L,1} \quad (6.12)$$

Ainsi, l'impédance mesurée représente bien la position du défaut.

6.3.1.2 Défaut impédant

Dans le cas d'un défaut impédant, le schéma des séquences est représenté par la **figure 6.7**.

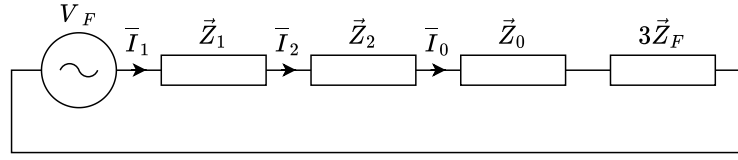


FIGURE 6.7 – Schéma de séquences d'un défaut monophasé impédant sur la phase A

Le courant et la tension mesurés par le relais deviennent :

$$\bar{I}_{S,A} = \bar{I}_{S,0} + \bar{I}_{S,1} + \bar{I}_{S,2} = 3 \bar{I}_{S,0} = \frac{3 \bar{V}_F}{\vec{Z}_0 + \vec{Z}_1 + \vec{Z}_2 + 3 \vec{Z}_F} \quad (6.13)$$

$$\bar{V}_{S,A} = \bar{V}_{S,0} + \bar{V}_{S,1} + \bar{V}_{S,2} + \bar{V}_F = \bar{I}_{S,0} \cdot h (\vec{Z}_{L,0} + \vec{Z}_{L,1} + \vec{Z}_{L,2}) + 3 \bar{I}_{S,0} \cdot \vec{Z}_F \quad (6.14)$$

L'impédance mesurée par le relais est alors :

$$\vec{Z}_{S,A} = \frac{\bar{V}_{S,A}}{\bar{I}_{S,A} + 3 \vec{k}_0 \bar{I}_{S,0}} = h \vec{Z}_{L,1} + \frac{\vec{Z}_F}{1 + \vec{k}_0} \quad (6.15)$$

On remarque que l'impédance mesurée par le relais est celle de la position du défaut en plus de celle du court-circuit. Toutefois, le second terme se voit réduit par le facteur de compensation. Ainsi, pour une même position de défaut et pour une même impédance de défaut, la mesure ne sera pas considérée de la même façon pour un élément de phase que pour un élément de terre. **Cette dernière nuance ne semble pas être bien clarifiée dans la littérature.** En effet, la **figure 6.8** présente quatre références différentes montrant l'ajout de la résistance de défaut dans un diagramme d'impédance, sans faire de distinction entre un élément de phase ou de terre. La résistance d'arc présentée dans ces diagrammes varie selon l'intensité du courant de défaut, c'est pourquoi celle-ci n'est pas constante au long de la ligne. Finalement, en ce qui concerne la **figure 6.8b**, l'élément MHO n'est pas aligné avec la caractéristique de la ligne, car [63] propose d'ajuster le réglage d'angle afin d'offrir une plus grande portée résistive pour améliorer les performances lors d'un défaut impédant.

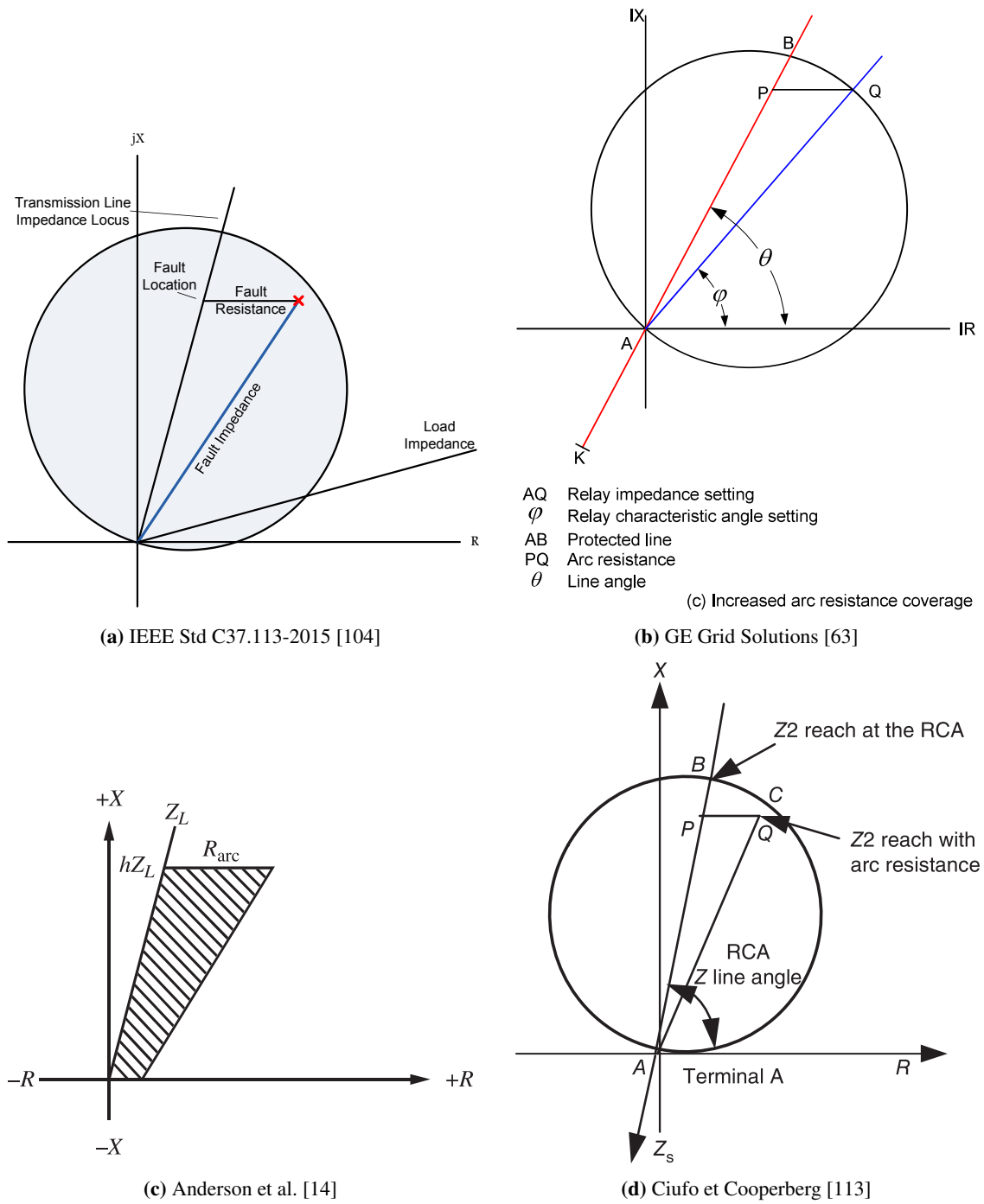


FIGURE 6.8 – Effet de la résistance d'arc selon différentes références

Validation sur un relais de protection

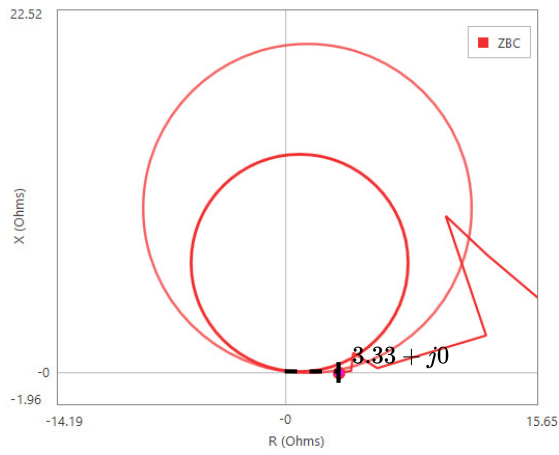
Afin de valider l'effet du facteur de compensation homopolaire sur la mesure lors d'un défaut impédant, les court-circuits du **tableau 6.1** ont été réalisés sur EMTP et validés avec un relais SEL-421. Les court-circuits ont été réalisés sur la ligne L_MLO et les réglages de protection sont les mêmes qu'à la section 5.3.

TABLEAU 6.1 – Courts-circuits à l'étude pour la validation de l'effet du facteur de compensation homopolaire sur la mesure d'impédance lors d'un défaut à la terre

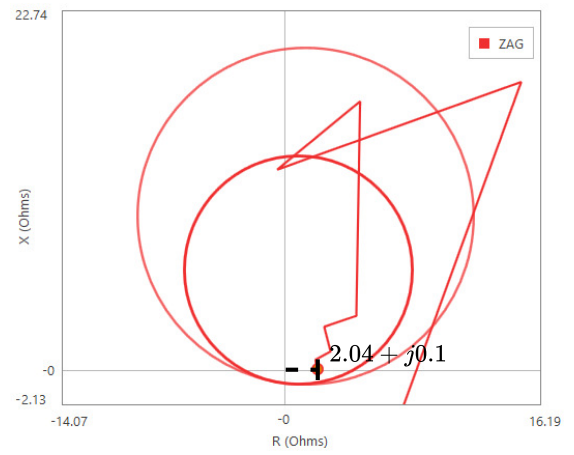
<i>Court-circuit</i>	<i>Position sur la ligne</i>	<i>Impédance de défaut $[\Omega_{sec}]$</i>	<i>Mesure attendue $[\Omega_{sec}]$</i>	<i>Mesure obtenue $[\Omega_{sec}]$</i>
3L	Début	3,33	$3,33 + j0,00$	$3,33 + j0,00$
LG	Début	3,33	$2,05 + j0,10$	$2,04 + j0,10$
3L	Fin	3,33	$5,60 + j17,00$	$5,54 + j16,95$
LG	Fin	3,33	$4,31 + j17,10$	$4,35 + j17,00$

Les résultats obtenus à la **figure 6.9** confirment que pour une même position de défaut et pour une même impédance de défaut, la mesure n'est pas considérée de la même façon pour un élément de phase que pour un élément de terre en raison du facteur de compensation homopolaire.

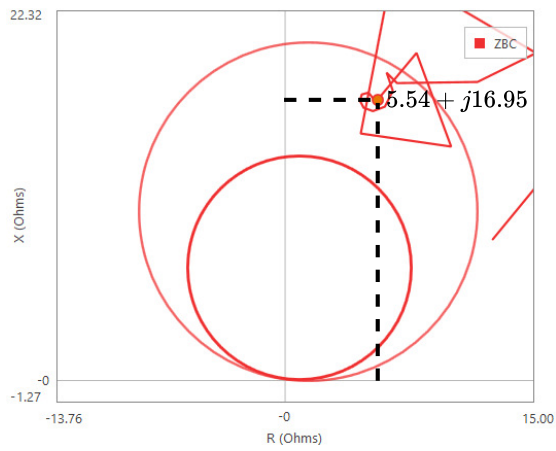
La **figure 6.10** présente les protections de distance initiales dans des diagrammes d'impédance $R-X$ avec l'effet du facteur de compensation homopolaire sur les éléments de terre. Celles-ci permettent d'expliquer en partie les résultats obtenus au chapitre 5 qui différaient de ce qui était attendu pour les relais 1 avec une source forte en amont.



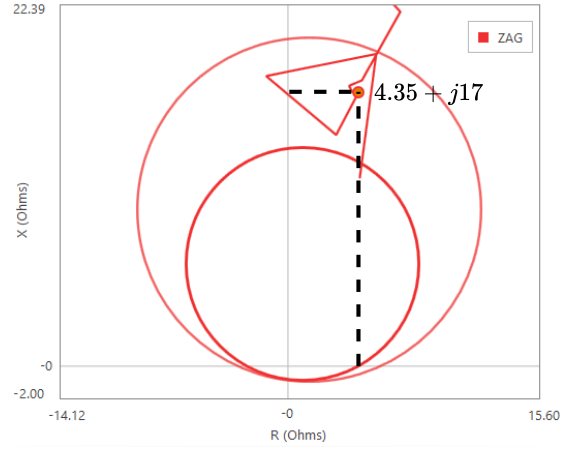
(a) Élément de phase (3L début de ligne)



(b) Élément de terre (LG début de ligne)

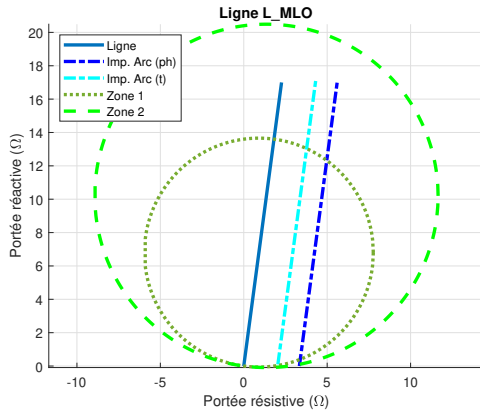


(c) Élément de phase (3L fin de ligne)

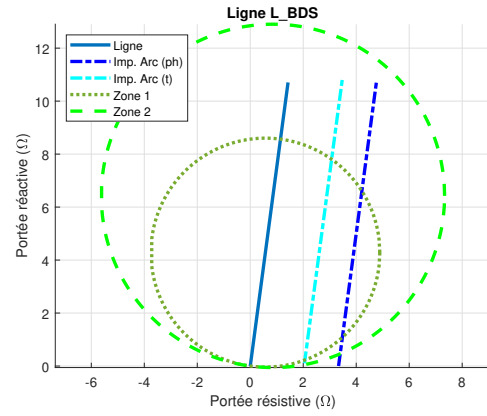


(d) Élément de terre (LG fin de ligne)

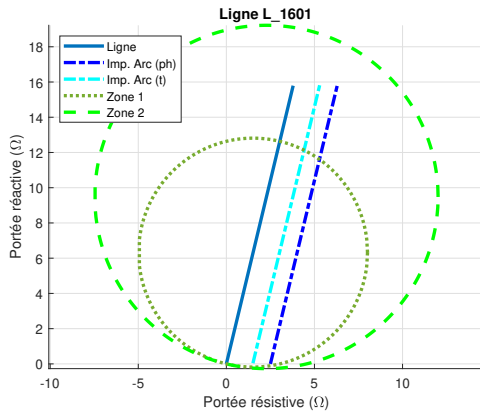
FIGURE 6.9 – Résultats des éléments de phase et des éléments de terre pour des défauts impédants (valeurs au secondaire des transformateurs de mesure)



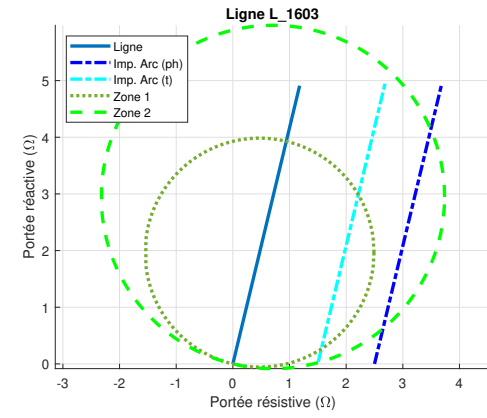
(a) Ligne Mont-Louis (MLO)



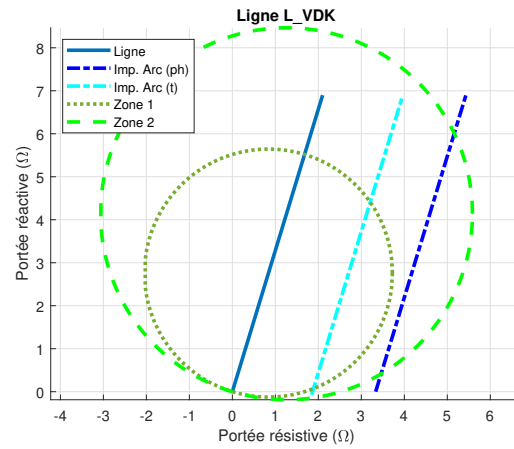
(b) Ligne Baie-des-Sables (BDS)



(c) Ligne 1601



(d) Ligne 1603



(e) Ligne Vents-du-Kempt (VDK)

FIGURE 6.10 – Protections de distance (valeurs au secondaire des transformateurs de mesure)

6.3.2 Influence d'une source en arrière du défaut

6.3.2.1 Défaut non impédant

Continuons l'analyse des défauts à la terre en étudiant l'ajout d'une source en aval du défaut. Considérons le réseau simple de la **figure 6.11** avec un défaut monophasé non impédant ($\vec{Z}_F = 0$) et alimenté par deux sources. Ainsi que son schéma de séquences équivalent de la **figure 6.12**.

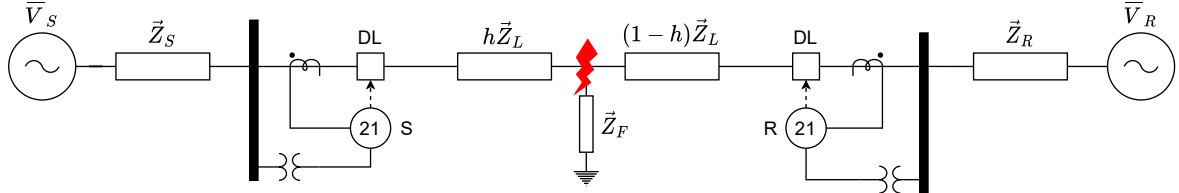


FIGURE 6.11 – Réseau simple avec un court-circuit monophasé et deux sources

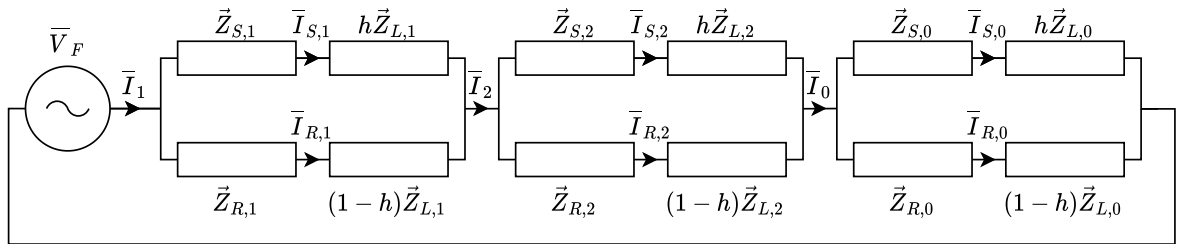


FIGURE 6.12 – Schéma de séquences d'un défaut monophasé alimenté par deux sources

On peut simplifier ce circuit en combinant les impédances, on obtient alors :

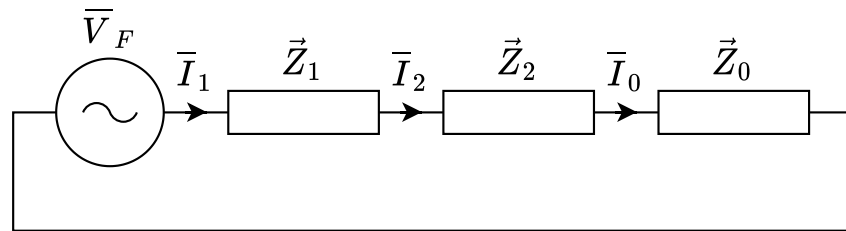


FIGURE 6.13 – Schéma de séquences d'un défaut monophasé

Où,

$$\begin{aligned} - \vec{Z}_1 &= (\vec{Z}_{S,1} + h\vec{Z}_{L,1}) \parallel (\vec{Z}_{R,1} + (1-h)\vec{Z}_{L,1}); \\ - \vec{Z}_2 &= (\vec{Z}_{S,2} + h\vec{Z}_{L,2}) \parallel (\vec{Z}_{R,2} + (1-h)\vec{Z}_{L,2}); \\ - \vec{Z}_0 &= (\vec{Z}_{S,0} + h\vec{Z}_{L,0}) \parallel (\vec{Z}_{R,0} + (1-h)\vec{Z}_{L,0}); \end{aligned}$$

On retrouve alors les courants de séquences et le courant de court-circuit :

$$\bar{I}_0 = \bar{I}_1 = \bar{I}_2 = \frac{\bar{V}_F}{\vec{Z}_0 + \vec{Z}_1 + \vec{Z}_2} \quad (6.16)$$

$$\bar{I}_F = \bar{I}_0 + \bar{I}_1 + \bar{I}_2 = 3 \bar{I}_0 = \frac{3 \bar{V}_F}{\vec{Z}_0 + \vec{Z}_1 + \vec{Z}_2} \quad (6.17)$$

Le courant de la phase A mesuré par le relais est donné par :

$$\bar{I}_{S,0} = \bar{I}_0 \left(\frac{\vec{Z}_0}{\vec{Z}_{S,0} + h\vec{Z}_{L,0}} \right) \quad (6.18)$$

$$\bar{I}_{S,1} = \bar{I}_1 \left(\frac{\vec{Z}_1}{\vec{Z}_{S,1} + h\vec{Z}_{L,1}} \right) \quad (6.19)$$

$$\bar{I}_{S,2} = \bar{I}_2 \left(\frac{\vec{Z}_2}{\vec{Z}_{S,2} + h\vec{Z}_{L,2}} \right) \quad (6.20)$$

$$\bar{I}_{S,A} = \bar{I}_{S,0} + \bar{I}_{S,1} + \bar{I}_{S,2} \quad (6.21)$$

Contrairement à précédemment, puisque $\left(\frac{\vec{Z}_0}{\vec{Z}_{S,0} + h\vec{Z}_{L,0}} \right) \neq \left(\frac{\vec{Z}_1}{\vec{Z}_{S,1} + h\vec{Z}_{L,1}} \right) \neq \left(\frac{\vec{Z}_2}{\vec{Z}_{S,2} + h\vec{Z}_{L,2}} \right)$, alors on aura également que $\bar{I}_{S,0} \neq \bar{I}_{S,1} \neq \bar{I}_{S,2}$.

La tension de la phase A mesurée par le relais est donnée par :

$$\bar{V}_{S,0} = \bar{I}_{S,0} \cdot h\vec{Z}_{L,0} \quad (6.22)$$

$$\bar{V}_{S,1} = \bar{I}_{S,1} \cdot h\vec{Z}_{L,1} \quad (6.23)$$

$$\bar{V}_{S,2} = \bar{I}_{S,2} \cdot h\vec{Z}_{L,2} \quad (6.24)$$

$$\bar{V}_{S,A} = \bar{V}_{S,0} + \bar{V}_{S,1} + \bar{V}_{S,2} = (\bar{I}_{S,0} \cdot h\vec{Z}_{L,0}) + (\bar{I}_{S,1} \cdot h\vec{Z}_{L,1}) + (\bar{I}_{S,2} \cdot h\vec{Z}_{L,2}) \quad (6.25)$$

Ainsi, en considérant le facteur de compensation homopolaire, l'impédance de court-circuit mesurée par le relais est :

$$\vec{Z}_{S,A} = \frac{\bar{V}_{S,A}}{\bar{I}_{S,A} + 3\vec{k}_0\bar{I}_{S,0}} = \frac{(\bar{I}_{S,0} \cdot h\vec{Z}_{L,0}) + (\bar{I}_{S,1} \cdot h\vec{Z}_{L,1}) + (\bar{I}_{S,2} \cdot h\vec{Z}_{L,2})}{\bar{I}_{S,0} + \bar{I}_{S,1} + \bar{I}_{S,2} + 3\vec{k}_0\bar{I}_{S,0}} \quad (6.26)$$

$$= \frac{h(\bar{I}_{S,0}\vec{Z}_{L,0} + 2\bar{I}_{S,1}\vec{Z}_{L,1})}{\bar{I}_{S,0} + 2\bar{I}_{S,1} + 3\frac{\vec{Z}_{L,0} - \vec{Z}_{L,1}}{3\vec{Z}_{L,1}}\bar{I}_{S,0}} = \frac{h(\bar{I}_{S,0}\vec{Z}_{L,0} + 2\bar{I}_{S,1}\vec{Z}_{L,1})}{\bar{I}_{S,0} + 2\bar{I}_{S,1} + \frac{\vec{Z}_{L,0}\bar{I}_{S,0}}{\vec{Z}_{L,1}} - \bar{I}_{S,0}} \quad (6.27)$$

$$= h\vec{Z}_{L,1} \left(\frac{\bar{I}_{S,0}\vec{Z}_{L,0} + 2\bar{I}_{S,1}\vec{Z}_{L,1}}{\bar{I}_{S,0}\vec{Z}_{L,0} + 2\bar{I}_{S,1}\vec{Z}_{L,1}} \right) \quad (6.28)$$

$$= h\vec{Z}_{L,1} \quad (6.29)$$

Ainsi, sans impédance de défaut, l'ajout d'une source en arrière du défaut n'impacte pas la mesure.

6.3.2.2 Défaut impédant

Dans le cas d'un défaut impédant, le schéma de séquences est représenté par la **figure 6.14**

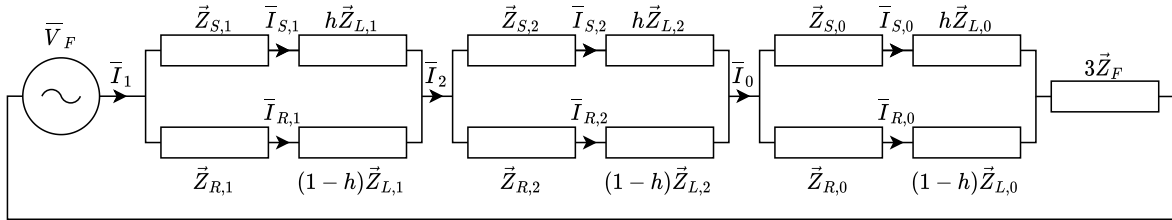


FIGURE 6.14 – Schéma de séquences d'un défaut monophasé impédant et alimenté par deux sources

On peut simplifier ce circuit en combinant les impédances, on obtient alors :

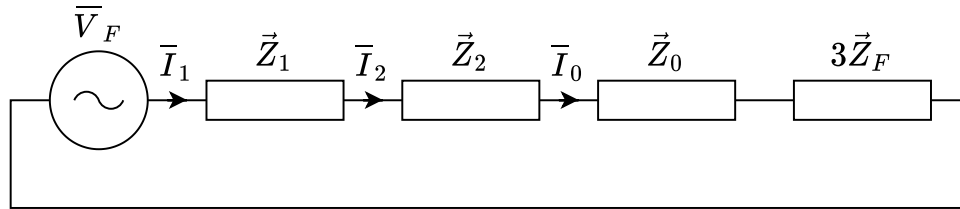


FIGURE 6.15 – Schéma de séquences d'un défaut monophasé impédant

Le courant et la tension mesurés par le relais deviennent :

$$\bar{I}_{S,A} = \bar{I}_{S,0} + \bar{I}_{S,1} + \bar{I}_{S,2} \quad (6.30)$$

$$\bar{V}_{S,A} = \bar{V}_{S,0} + \bar{V}_{S,1} + \bar{V}_{S,2} + \bar{V}_F \quad (6.31)$$

$$= (\bar{I}_{S,0} \cdot h\vec{Z}_{L,0}) + (\bar{I}_{S,1} \cdot h\vec{Z}_{L,1}) + (\bar{I}_{S,2} \cdot h\vec{Z}_{L,2}) + (\bar{I}_{S,A} + \bar{I}_{R,A})\vec{Z}_F \quad (6.32)$$

L'impédance de court-circuit mesurée par le relais est alors :

$$\vec{Z}_{S,A} = \frac{\bar{V}_{S,A}}{\bar{I}_{S,A} + 3\vec{k}_0\bar{I}_{S,0}} \quad (6.33)$$

$$= \frac{(\bar{I}_{S,0} \cdot h\vec{Z}_{L,0}) + (\bar{I}_{S,1} \cdot h\vec{Z}_{L,1}) + (\bar{I}_{S,2} \cdot h\vec{Z}_{L,2})}{\bar{I}_{S,A} + 3\vec{k}_0\bar{I}_{S,0}} + \frac{(\bar{I}_{S,A} + \bar{I}_{R,A})\vec{Z}_F}{\bar{I}_{S,A} + 3\vec{k}_0\bar{I}_{S,0}} \quad (6.34)$$

$$= h\vec{Z}_{L,1} + \frac{\vec{Z}_F}{1 + \frac{3\vec{k}_0\bar{I}_{S,0}}{\bar{I}_{S,A}}} \left(1 + \frac{\bar{I}_{R,A}}{\bar{I}_{S,A}} \right) \quad (6.35)$$

En examinant cette dernière expression, on observe encore une fois un terme lié au facteur de compensation qui favorise la détection du défaut en diminuant l'impédance mesurée. Toutefois, on remarque également un terme associé à la source arrière, qui a pour effet d'augmenter l'impédance mesurée et, par conséquent, d'aveugler le relais de protection. L'effet d'aveuglement sera d'autant plus important que la source arrière est forte et augmentera également plus le défaut s'éloigne du relais.

Étude de la variation de puissance des sources

Afin d'étudier le résultat obtenu à l'équation (6.35), on a réalisé une modélisation sur MATLAB en utilisant les paramètres de la ligne L_MLO. En faisant varier la puissance de la source R, on a tracé la mesure d'impédance pour un défaut résistif ($\vec{Z}_F = 10 \Omega_{pri} = 3,33 \Omega_{sec}$) au long de la ligne. Les résultats de la **figure 6.16** ont été obtenus pour différentes puissances de la source R.

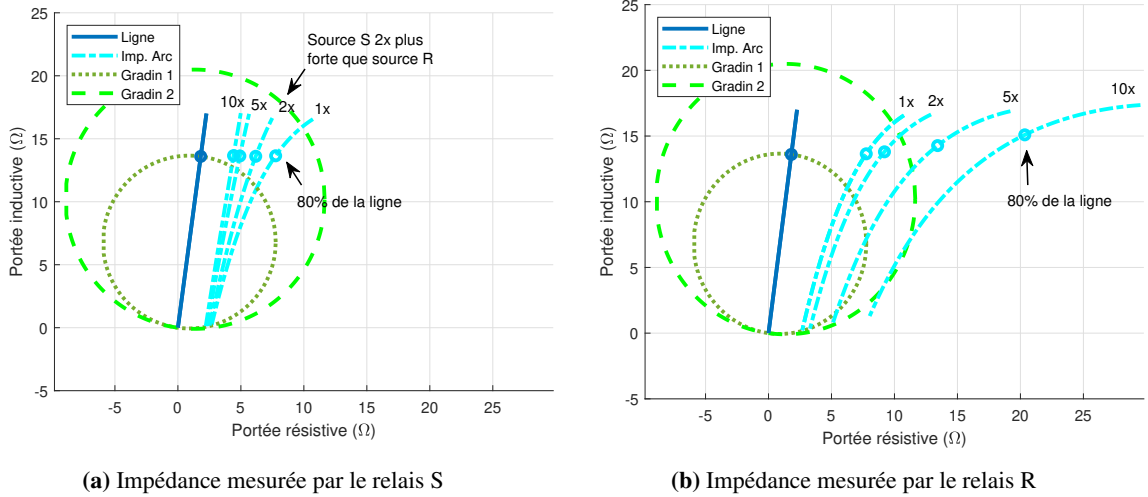


FIGURE 6.16 – Variation de la puissance de la source en aval sur l'impédance mesurée

Tel que prévu, l'aveuglement de la protection de distance augmente avec la puissance de la source en aval du défaut, et on remarque également qu'il s'accroît le long de la ligne.

Étude de la variation de l'angle d'impédance des sources

Dans le cas d'une source SERMO, le contrôle de l'électronique de puissance permet de fournir du courant capacitif lors d'une baisse de tension. Ainsi, afin d'étudier l'effet de cette source sur la mesure d'impédance, on a fait varier l'angle de l'impédance de la source R de purement inductive à purement capacitif en gardant une impédance purement inductive pour la source S. De plus, le niveau de puissance des deux sources est égal. Le résultat obtenu est présenté à la **figure 6.17**.

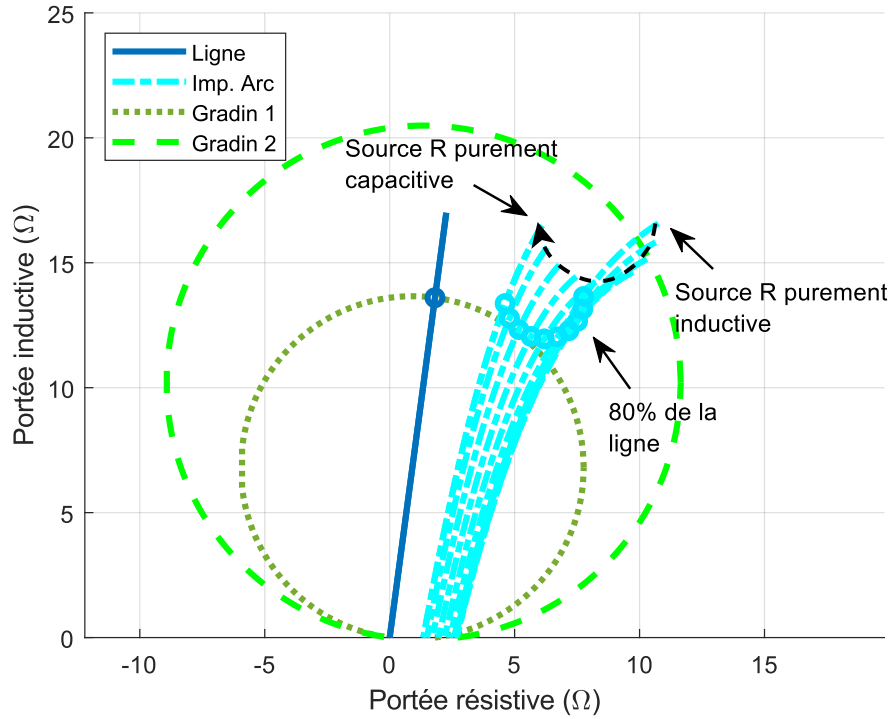


FIGURE 6.17 – Mesure d'impédance du relais R pour différents angles d'impédance de la source R et avec une source S purement inductive

De cette figure, on observe que plus la source injecte de courant capacitif, plus l'effet d'aveuglement diminue. Cela s'explique par le fait que le courant capacitif compense le courant inductif de la source S à travers l'impédance du défaut. En d'autres termes, le terme $(\bar{I}_{S,A} + \bar{I}_{R,A})$ dans l'expression (6.34) est réduit. Par conséquent, la tension générée aux bornes du défaut diminue, réduisant ainsi l'effet d'aveuglement. Cet aspect est particulièrement avantageux pour les SERMO entièrement contrôlées, où la production capacitive peut être importante malgré une faible disponibilité en puissance active.

Étude de la variation de la phase de la tension de source

Dans le même ordre d'idée que l'analyse précédente, afin d'étudier l'impact des sources SERMO sur la mesure d'impédance, il a été décidé de faire varier la phase de la source derrière le relais R par rapport à la source S tout en gardant une puissance égale. Le résultat obtenu est présenté à la **figure 6.18**.

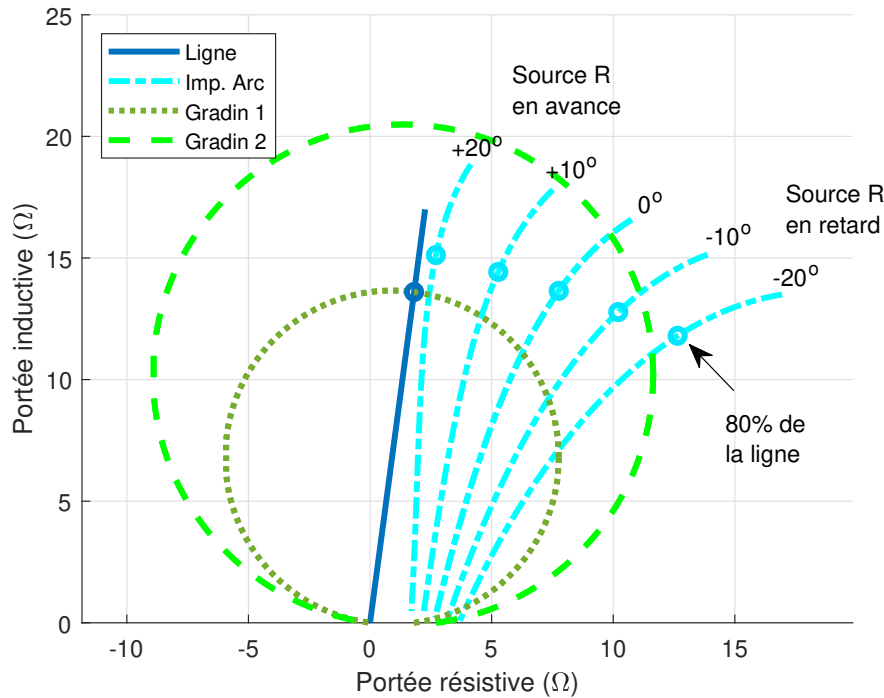


FIGURE 6.18 – Mesure d'impédance du relais R pour différents déphasage entre les deux sources

Lorsque la tension de la source R est en avance par rapport à celle de la source S, sa contribution dans la résistance de défaut présente également une avance. Ce courant en avance tend à annuler partiellement la contribution de la source S dans la résistance de défaut (addition vectoriel). Ce phénomène est similaire à celui observé lorsque l'impédance de la source est capacitive. Il en découle une baisse de la tension aux bornes du défaut et une réduction de l'effet d'aveuglement. Cela aura pour effet de diminuer la tension aux bornes du défaut et de réduire l'effet d'aveuglement. Finalement, lorsque la source R est en retard de phase par rapport à la source S, l'effet d'aveuglement est amplifié, ce qui augmente le risque de mauvaise opération des éléments de distance.

Résultats pratiques obtenus sur les relais de protection

Afin de valider les démonstrations présentées lors de cette section, quatre court-circuits aux extrémités de la ligne ont été réalisés sur la ligne L_MLO. Les résultats pratiques des relais de protection sont présentés à la **figure 6.19**. Dans ces cas-ci, la contribution mesurée par le relais 1 vient d'une source forte (réseau) et celle mesurée par le relais 2 vient d'une source SERMO plus faible.

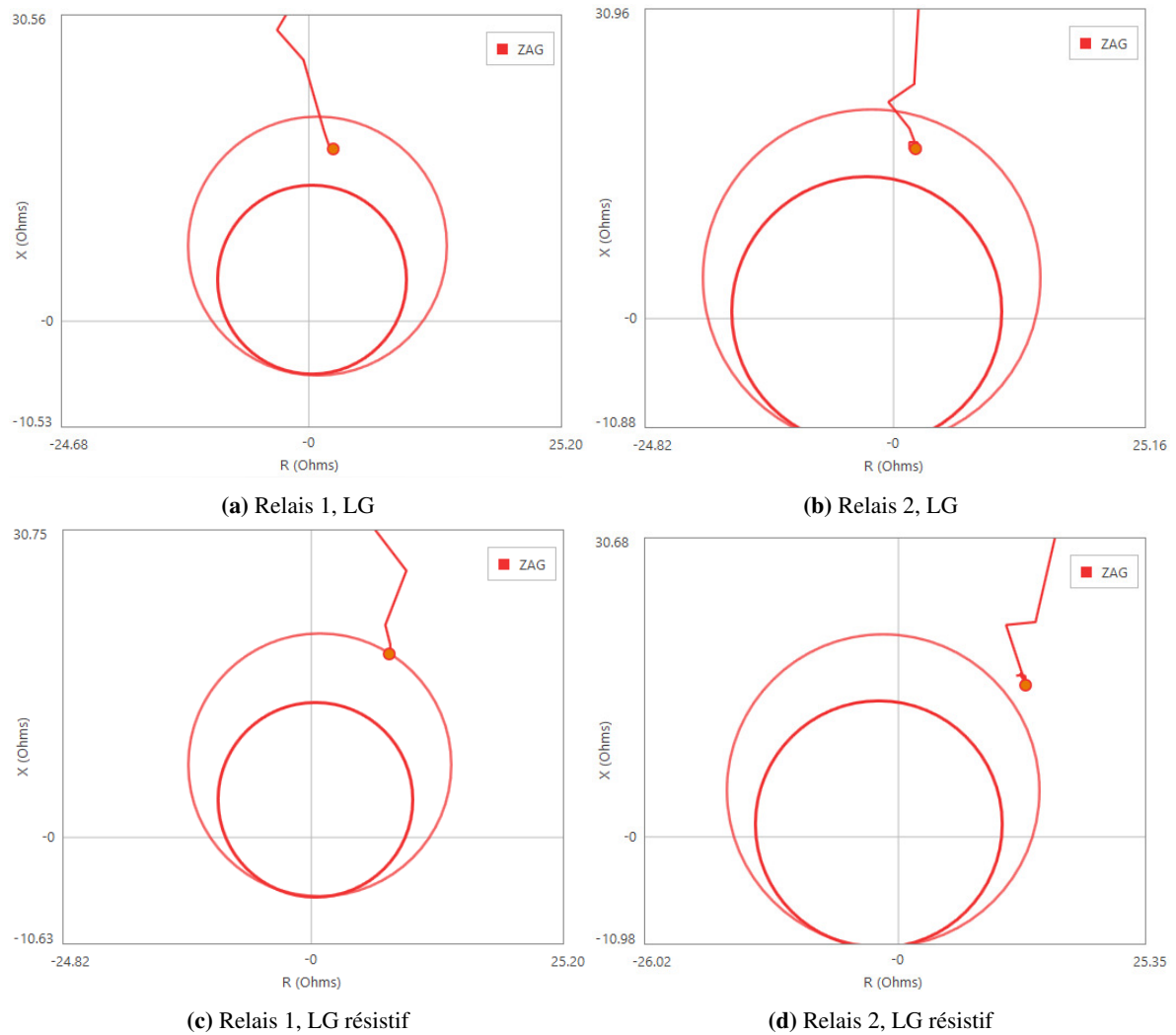


FIGURE 6.19 – Résultats pratiques de l'effet d'aveuglement en raison d'une source arrière et d'un défaut impédant

On observe que, sans résistance de court-circuit, la mesure d'impédance est identique pour les deux relais (**figures 6.19a** et **6.19b**) et correspond bien à la position du défaut. Lors d'un défaut monophasé résistif, un effet d'aveuglement apparaît, avec un décalage vers le haut et la droite. Cet effet est plus prononcé pour le relais 2 dont la contribution mesurée vient de la source SERMO faible (**figure 6.19d**) que pour celui relié au réseau fort (**figure 6.19c**).

Ainsi, ces résultats confirment les analyses réalisées avec MATLAB. C'est-à-dire qu'en présence d'un défaut impédant, une source située en aval du court-circuit provoque un effet d'aveuglement pour le relais en amont, et cet effet est d'autant plus marqué si ce relais est alimenté par une source plus faible.

Conclusion

En conclusion, ces résultats montrent qu'en raison de l'effet d'aveuglement causé par une source arrière, les impédances mesurées, lorsque la contribution provient principalement d'une faible source SERMO, peuvent se retrouver à l'extérieur des caractéristiques de supervision MHO. Cela est cohérent avec les résultats pratiques obtenus au chapitre 5. Il a également été démontré dans cette recherche que l'injection de puissance réactive capacitive améliore la protection lorsque la source forte en amont injecte principalement un courant inductif. Par ailleurs, il a été montré qu'un déphasage entre les deux sources peut amplifier l'effet d'aveuglement et ainsi nuire aux protections de distance. Ce déphasage est davantage marqué pour les SERMO à faible inertie, dont la fréquence est commandée électroniquement, que pour les grandes machines synchrones traditionnelles.

6.4 Analyse de l'élément de phase ouverte - cas d'un défaut biphasé

Il a été montré à la section 5.6.7 qu'une différence entre les deux courants de ligne lors d'un défaut biphasé ou biphase à la terre peut entraîner un blocage du système de protection en raison d'une détection erronée de ligne ouverte par les éléments SPO et LOPH.

En considérant le cas d'un simple défaut biphasé illustré à la **figure 6.20**. On constate rapidement que les courants de ligne $\bar{I}_b$ et $\bar{I}_c$ ont la même amplitude et sont en opposition de phase. Cela permet d'en déduire que le courant de la boucle en défaut $\bar{I}_{bc}$ est égal au double du courant des lignes.

$$I_b = -I_c \quad (6.36)$$

$$I_{bc} = I_b - I_c = 2I_b \quad (6.37)$$

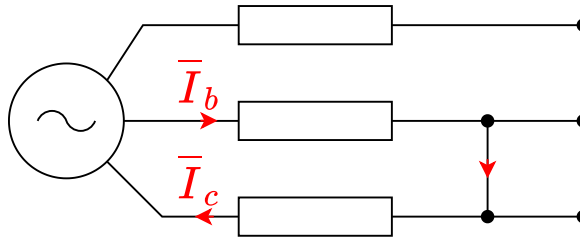


FIGURE 6.20 – Défaut biphasé

Ainsi, il est inhabituel d'observer un écart entre les courants des deux lignes en défaut. Cette section étudiera les paramètres influençant la divergence de ces derniers.

6.4.1 Exemple de résultats pratiques obtenus pour un défaut biphasé

En reprenant l'exemple de la section 5.6.7, on peut comparer la divergence des courants IB et IC (figure 6.21) avec le déplacement des caractéristiques MHO (figure 6.22).

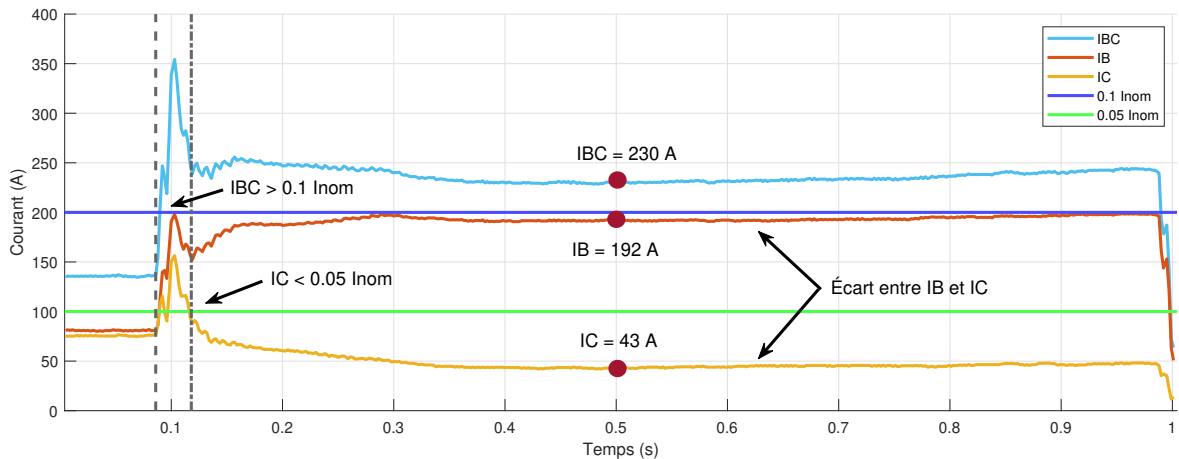
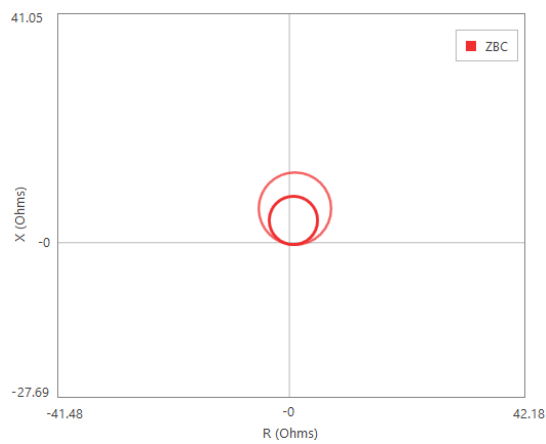
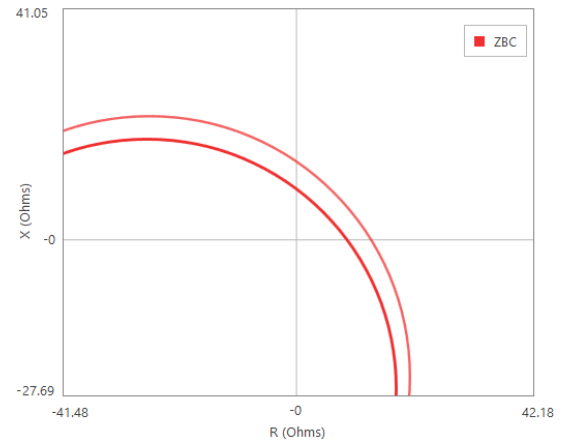


FIGURE 6.21 – Courants enregistrés par le relais 2 de la ligne L_BDS lors d'un défaut BC en 2e gradin

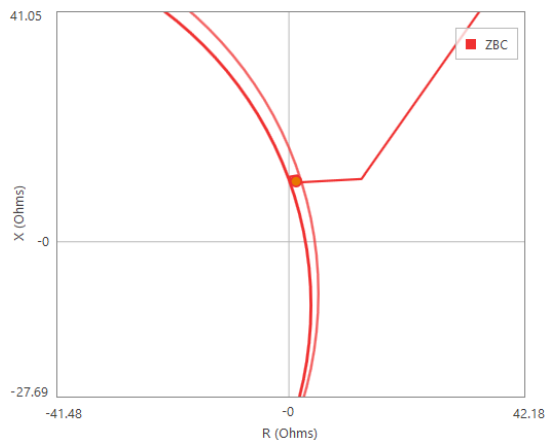
De la seconde figure, on remarque un déplacement horaire des caractéristiques, ce qui signifie que la fréquence réelle est supérieure à celle utilisée dans la mémoire. À noter que les relais utilisés possèdent une logique de suivi de fréquence allant de 45 à 65 Hz [106]. Ainsi, on peut supposer que la fréquence réelle dépassait 65 Hz. On observe également que les courants cessent de diverger au même moment que les cercles se stabilisent, soit environ 200 ms après l'apparition du défaut. Cela indique que la fréquence s'est stabilisée à 60 Hz, mais qu'un déphasage persiste. Puisque la fréquence était supérieure à sa valeur nominale, la source SERMO, située en amont du relais, se retrouve en avance par rapport au réseau principal à l'autre extrémité de la ligne. La section suivante présente la validation théorique de ce phénomène de déphasage et de divergence des courants.



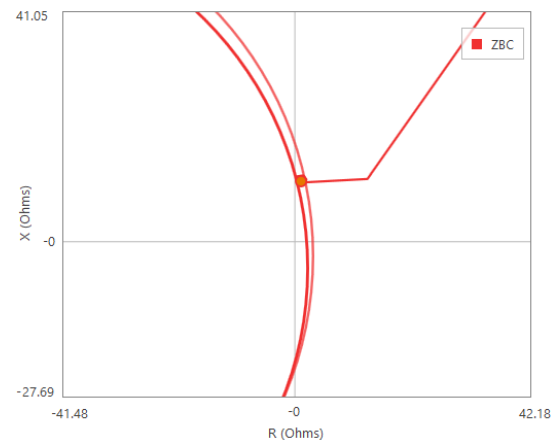
(a) Initialement



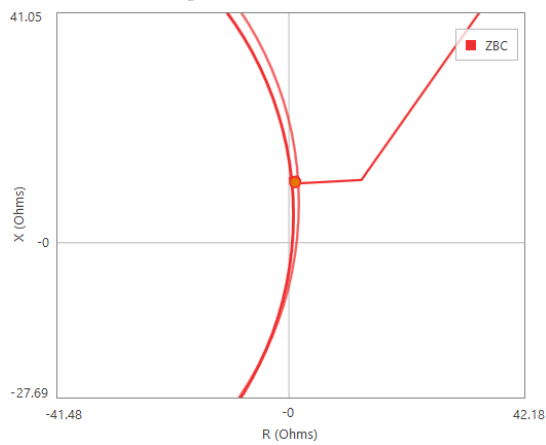
(b) Expansion dynamique ($t = 0.08$ s)



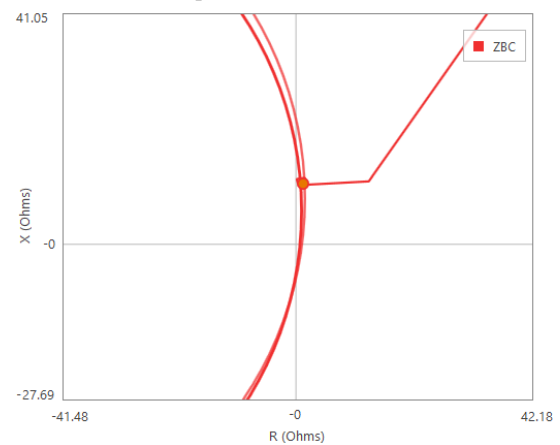
(c) Après 100 ms ($t = 0.18$ s)



(d) Après 150 ms ($t = 0.23$ s)



(e) Après 200 ms ($t = 0.28$ s)



(f) Après 300 ms ($t = 0.38$ s)

FIGURE 6.22 – Déplacement de l'élément ZBC

6.4.2 Étude théorique de l'influence de la variation de phase

Afin d'étudier l'influence de la variation de phase entre les deux sources sur la divergence des courants de ligne, considérons le circuit suivant avec un défaut biphase.

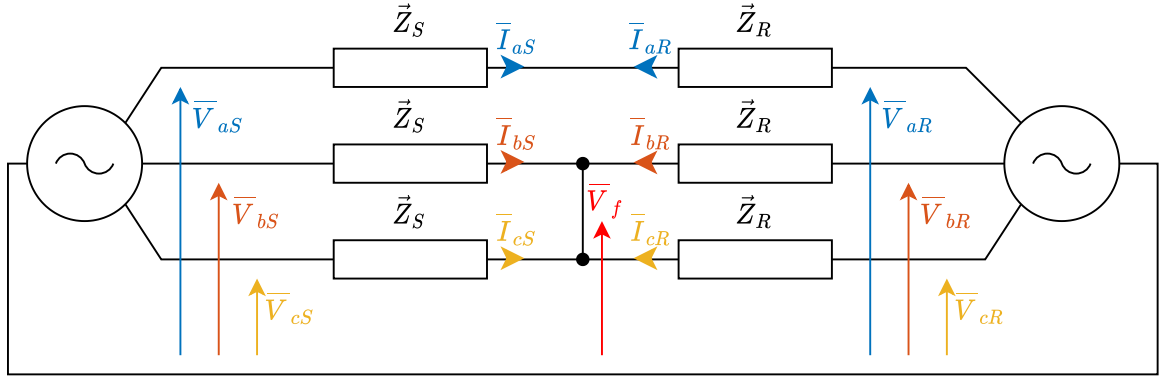


FIGURE 6.23 – Défaut biphase alimenté par deux sources

Les contributions aux courants de court-circuit par la source de gauche sont données par :

$$\bar{I}_{bs} = \frac{\bar{V}_{bs} - \bar{V}_f}{\bar{Z}_S} \quad (6.38)$$

$$\bar{I}_{cs} = \frac{\bar{V}_{cs} - \bar{V}_f}{\bar{Z}_S} \quad (6.39)$$

On peut développer la première expression en utilisant la forme trigonométrique et, en ne conservant que les magnitudes, on obtient :

$$I_{bs} = \frac{\sqrt{\left(V_{bs} \cos(\phi_{bs}) - V_f \cos(\phi_f)\right)^2 + \left(V_{bs} \sin(\phi_{bs}) - V_f \sin(\phi_f)\right)^2}}{Z_S} \quad (6.40)$$

En développant l'expression précédente et en combinant les termes au carré, on obtient :

$$I_{bs} = \frac{\sqrt{V_{bs}^2 + V_f^2 - 2V_{bs}V_f(\cos(\phi_{bs})\cos(\phi_f) + \sin(\phi_{bs})\sin(\phi_f))}}{Z_S} \quad (6.41)$$

On peut simplifier les fonctions trigonométriques en utilisant l'identité (6.42), on obtient alors l'expression (6.43).

$$\cos(A \pm B) = \cos(A) \cos(B) \mp \sin(A) \sin(B) \quad (6.42)$$

$$I_{bS} = \frac{\sqrt{V_{bS}^2 + V_f^2 - 2V_{bS} V_f (\cos(\phi_{bS} - \phi_f))}}{Z_S} \quad (6.43)$$

Similairement, pour la phase c , on obtient :

$$I_{cS} = \frac{\sqrt{V_{cS}^2 + V_f^2 - 2V_{cS} V_f (\cos(\phi_{cS} - \phi_f))}}{Z_S} \quad (6.44)$$

À partir de ces deux dernières expressions, on peut démontrer que la divergence entre les courants sera non linéaire et dépendra des tensions et des impédances des sources, de la tension au point de défaut, ainsi que du déphasage entre les sources et la tension au point de défaut. Il est donc pertinent d'établir les relations entre les différentes sources et la tension de défaut.

En employant la méthode de superposition des sources, on peut écrire la tension de défaut comme étant :

$$\bar{V}_f = \bar{V}_{bS} \vec{Z}_{eq1} + \bar{V}_{cS} \vec{Z}_{eq1} + \bar{V}_{bR} \vec{Z}_{eq2} + \bar{V}_{cR} \vec{Z}_{eq2} \quad (6.45)$$

Avec les rapports d'impédances équivalentes (sans unités) étant :

$$\vec{Z}_{eq1} = \frac{\vec{Z}_S \parallel \vec{Z}_R \parallel \vec{Z}_R}{(\vec{Z}_S \parallel \vec{Z}_R \parallel \vec{Z}_R) + \vec{Z}_S} \quad (6.46)$$

$$\vec{Z}_{eq2} = \frac{\vec{Z}_R \parallel \vec{Z}_S \parallel \vec{Z}_S}{(\vec{Z}_R \parallel \vec{Z}_S \parallel \vec{Z}_S) + \vec{Z}_R} \quad (6.47)$$

On peut retravailler l'expression (6.45) en considérant que les phases c restent en retard de 120° sur leur phase b correspondante.

$$\bar{V}_f = \vec{Z}_{eq1} \bar{V}_{bS} (1 + 1\angle -120^\circ) + \vec{Z}_{eq2} \bar{V}_{bR} (1 + 1\angle -120^\circ) \quad (6.48)$$

$$\bar{V}_f = (\vec{Z}_{eq1} \bar{V}_{bS} \cdot 1\angle -60^\circ) + (\vec{Z}_{eq2} \bar{V}_{bR} \cdot 1\angle -60^\circ) \quad (6.49)$$

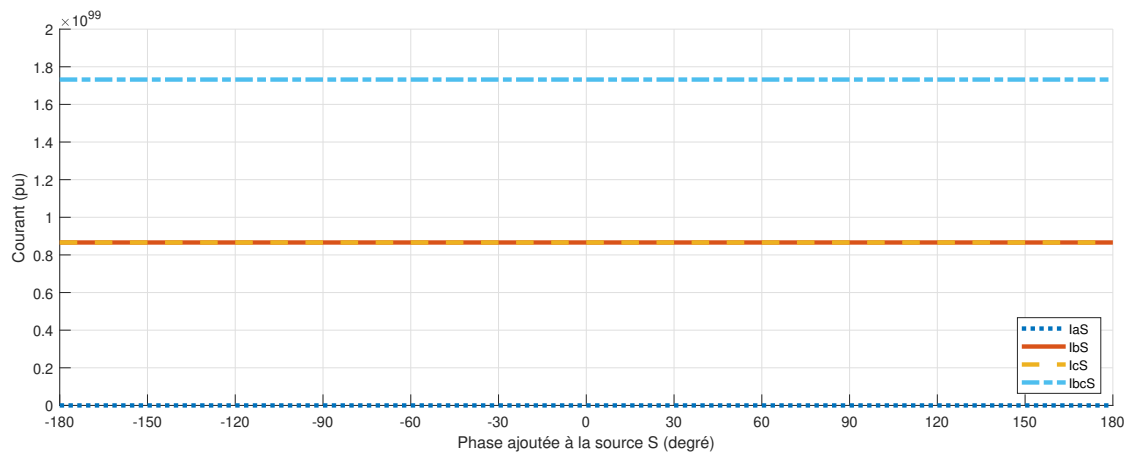
Ainsi, à partir des équations (6.38), (6.39) et (6.49), on peut étudier avec MATLAB le comportement des courants selon le déphasage entre les deux sources.

Étude de la variation de la puissance des sources

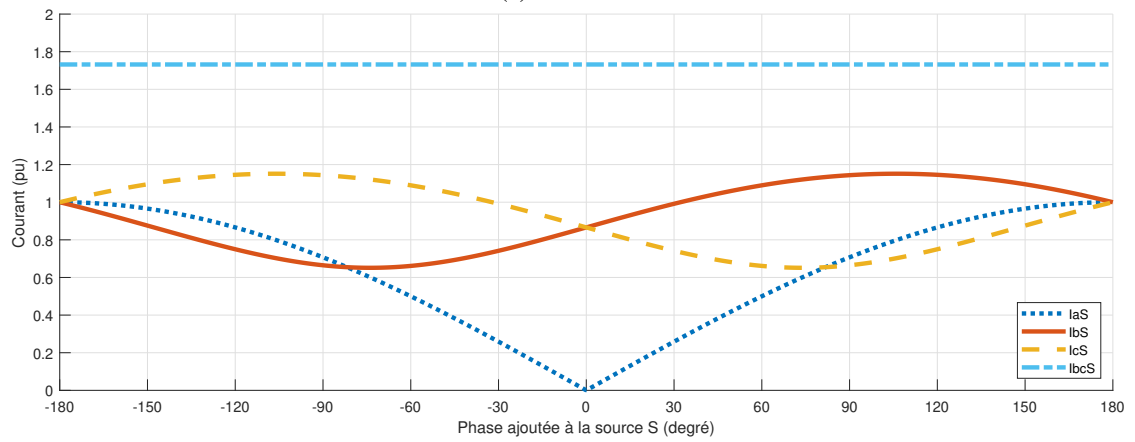
En premier lieu, l'analyse MATLAB réalisée permet d'étudier le comportement des courants pour différentes puissances des sources lors d'une variation de phase. Le **tableau 6.2** résume les trois premiers scénarios de l'analyse. Tandis que les **figures 6.24** et **6.25** présentent les résultats obtenus.

TABLEAU 6.2 – Scénarios à l'étude pour l'effet de la variation de puissance

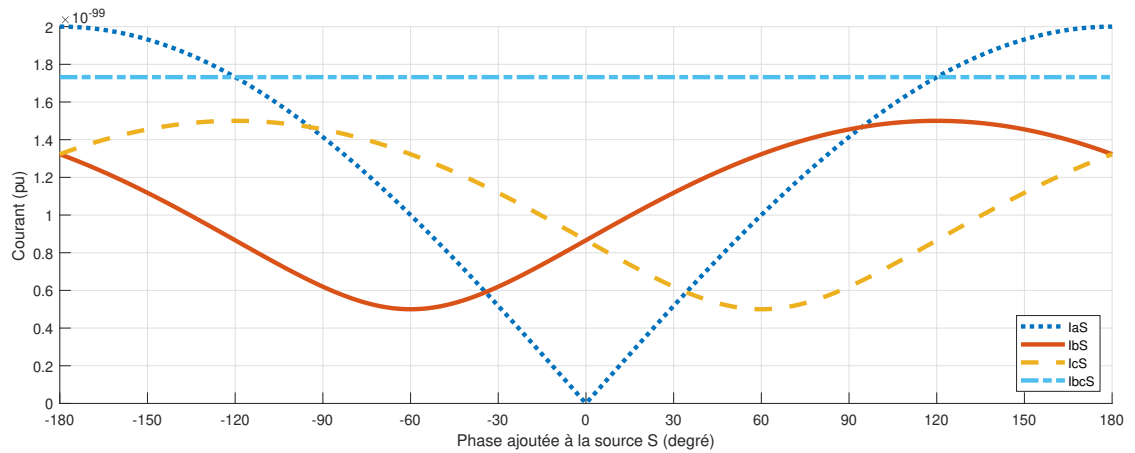
<i>Scénario</i>	$Z_S [pu]$	$Z_R [pu]$	$V_S [pu]$	$V_R [pu]$	<i>Puissance</i>
1	0	∞	1	1	Source S >>> Source R
2	1	1	1	1	Source S = Source R
3	∞	0	1	1	Source S <<< Source R



(a) Scénario 1



(b) Scénario 2



(c) Scénario 3

FIGURE 6.24 – Influence de la puissance et d'un déphasage sur la divergence des courants de ligne

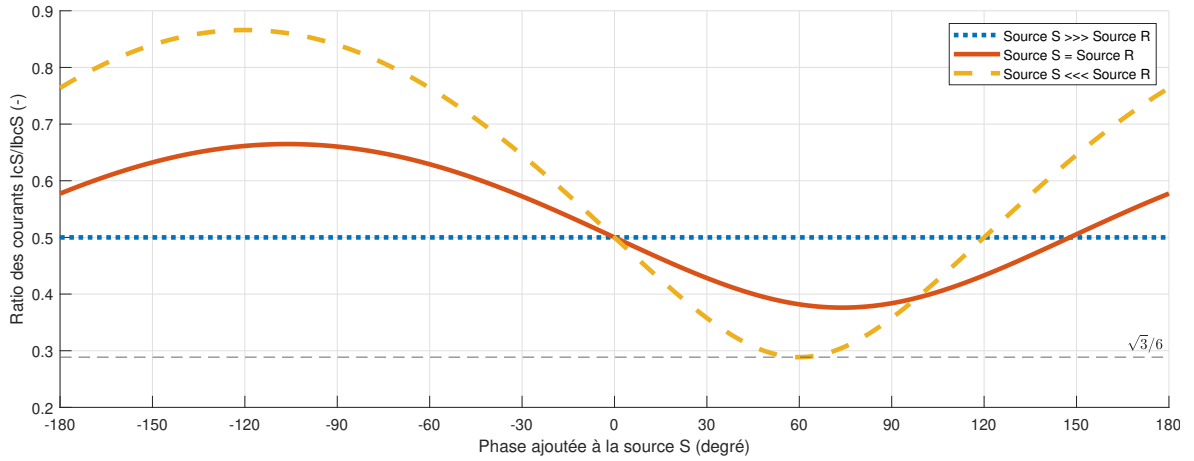


FIGURE 6.25 – Ratio des courants I_{CS}/I_{bcs} selon différentes puissances de source lors d’une variation de phase

À partir de ces figures, il est possible d’observer que la puissance de la source située en aval du défaut a une influence significative sur les courants mesurés par le relais en amont. En effet, plus la source en aval est puissante par rapport à celle en amont, plus l’angle de la tension de défaut tendra à suivre celui de cette source. Ainsi, en raison des différences d’angle $\phi_{bS} - \phi_f$ et $\phi_{cS} - \phi_f$ dans les équations (6.43) et (6.44), une divergence entre les courants I_{bS} et I_{cS} est observée. On remarque également que le courant de la boucle en défaut (I_{bcs}) n’est pas affecté par la variation de phase.

De plus, à partir de la **figure 6.25**, on peut observer que le cas limite survient lorsque la source en aval est largement plus puissante et que la source faible présente un déphasage de $\pm 60^\circ$. Ainsi, lors d’un défaut biphasé, le courant de ligne ne correspond plus à la moitié du courant de la boucle en défaut, comme mentionné au début de cette section. La limite du rapport entre le courant de ligne et le courant de boucle est plutôt donnée par l’expression suivante :

$$I_{\text{ligne}} = \frac{\sqrt{3}}{6} I_{\text{boucle}} = 0,289 I_{\text{boucle}} \rightarrow \frac{I_{\text{ligne}}}{I_{\text{boucle}}} = 0,289 \quad (6.50)$$

Toutefois, en observant le résultat pratique obtenu à la **figure 6.21**, on obtient :

$$\frac{IC}{IBC} = \frac{43}{230} = 0,187 \quad (6.51)$$

Ce résultat est en dessous du seuil limite obtenu par une variation de phase de deux sources équilibrées. La suite de l'analyse cherche à trouver des explications menant à un tel résultat.

Étude de la variation des tensions de source

En second lieu, l'étude MATLAB permettra d'étudier le comportement des courants lors d'un déséquilibre entre les trois tensions de la source en amont. Le **tableau 6.3** résume les trois seconds scénarios de l'analyse. Tandis que les **figures 6.26** et **6.27** présentent les résultats obtenus.

TABLEAU 6.3 – Scénarios à l'étude pour l'effet de la variation des tensions de source

Scénario	Z_S [pu]	Z_R [pu]	V_{aS} [pu]	V_{bS} [pu]	V_{cS} [pu]	Tension
4	1	1	1	0,9	1,1	$V_{bS} < V_{cS}$
5	1	1	1	1	1	$V_{bS} = V_{cS}$
6	1	1	1	1,1	0,9	$V_{bS} > V_{cS}$

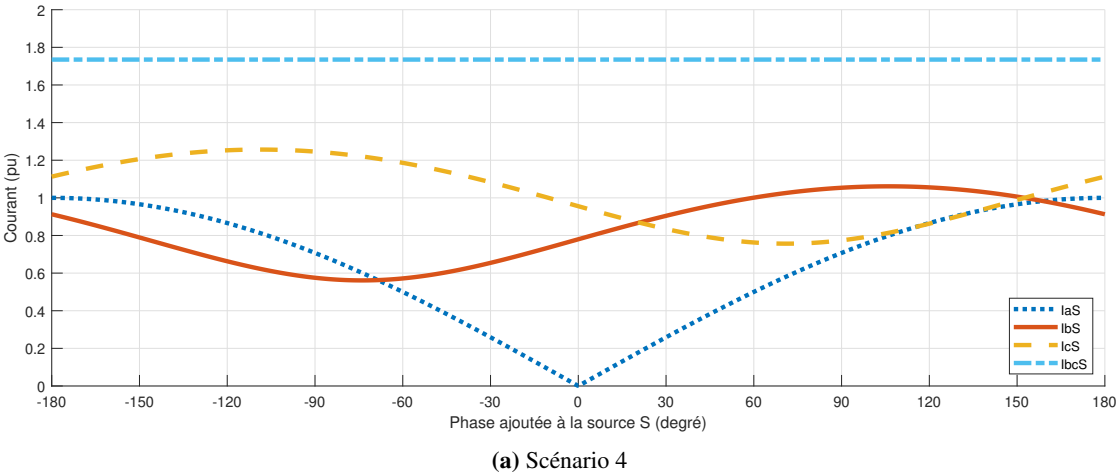
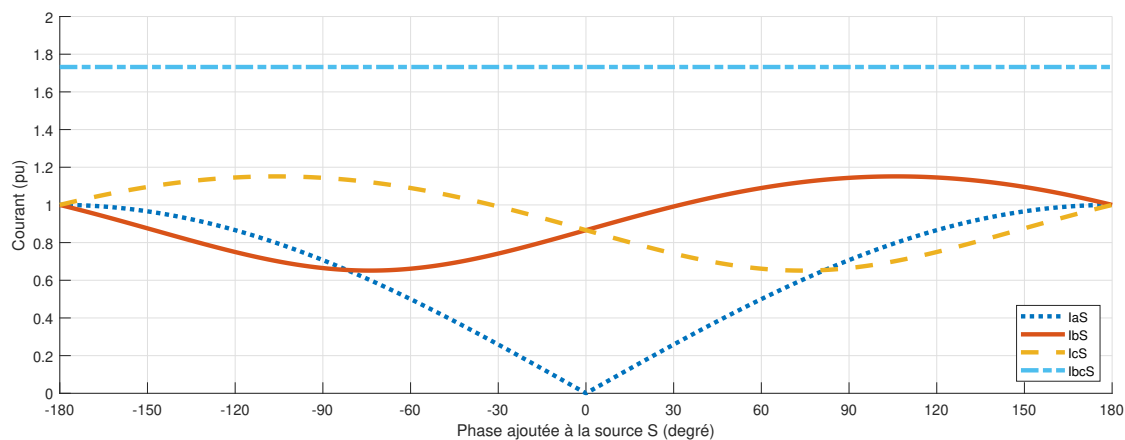
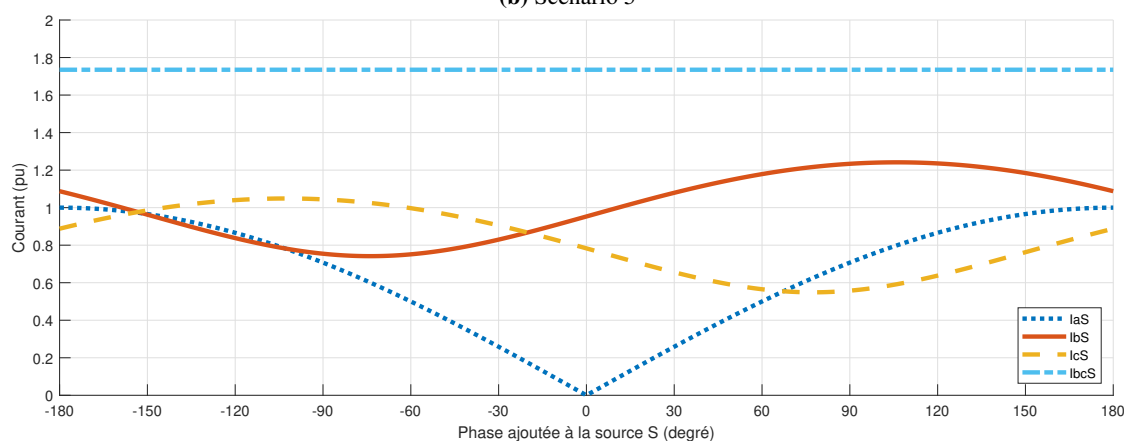


FIGURE 6.26 – Influence des tensions et d'un déphasage sur la divergence des courants de ligne (1/2)



(b) Scénario 5



(c) Scénario 6

FIGURE 6.26 – Influence des tensions et d'un déphasage sur la divergence des courants de ligne (2/2)

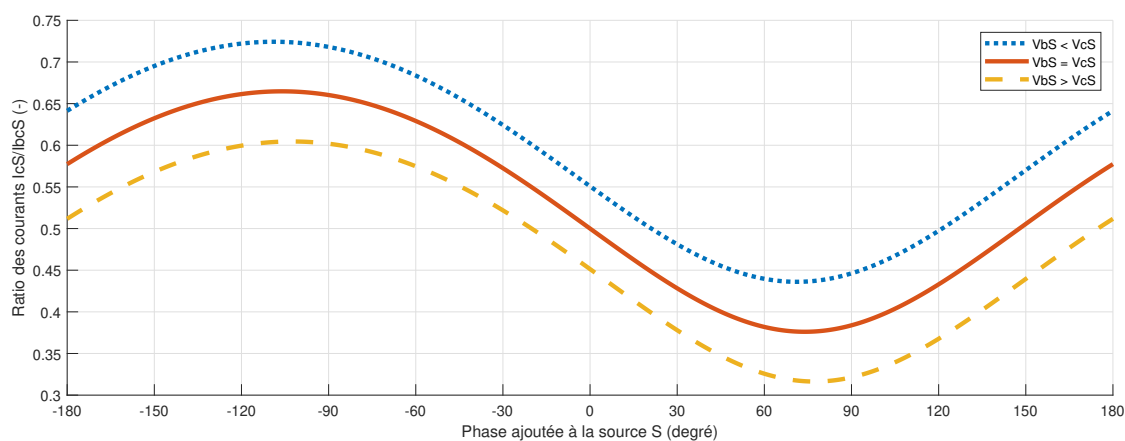


FIGURE 6.27 – Ratio des courants I_{cS}/I_{bcS} selon différentes tensions de source lors d'une variation de phase

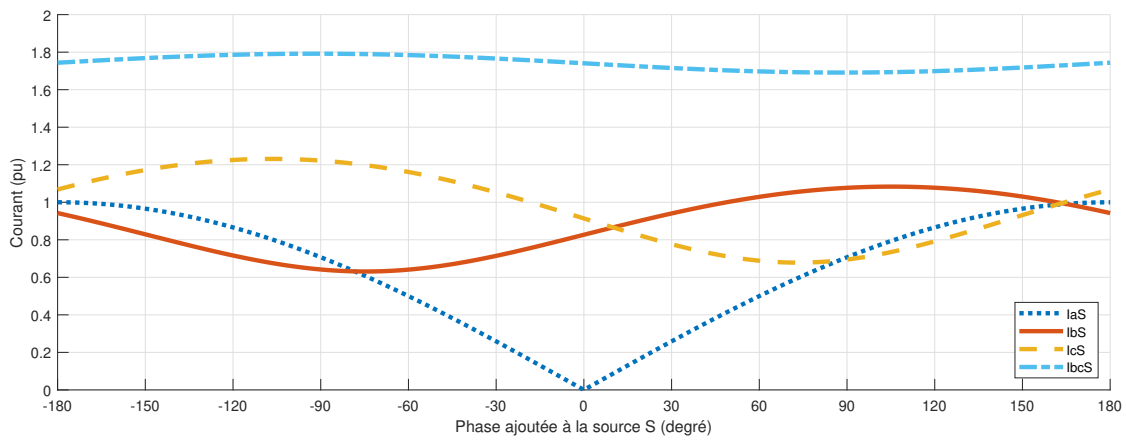
À partir de ces figures, il est possible de voir que la variation des tensions d'une même source a un impact sur les courants de ligne et que cet effet est amplifié lors d'une variation de phase avec la source en aval du défaut. On remarque également que le courant de la boucle en défaut (I_{bcS}) n'est pas affecté par la variation de phase.

Étude de la variation des impédances de la source en amont

En troisième lieu, l'étude MATLAB permettra d'étudier le comportement des courants en présence d'un déséquilibre entre les trois impédances de la source en amont. Le **tableau 6.4** résume les trois scénarios de l'analyse, tandis que les **figures 6.28** et **6.29** présentent les résultats obtenus.

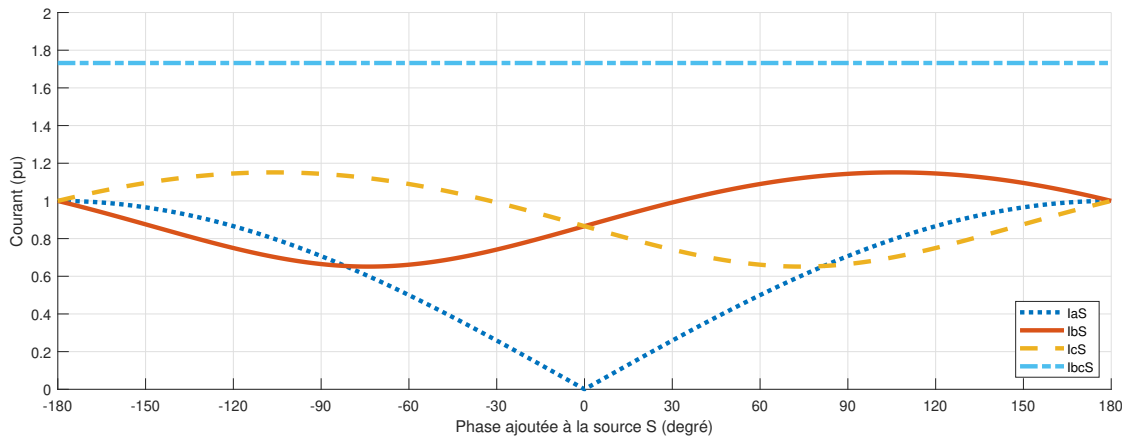
TABLEAU 6.4 – Scénarios à l'étude pour l'effet de la variation des impédances de source

Scénario	Z_{aS} [pu]	Z_{bS} [pu]	Z_{cS} [pu]	Z_R [pu]	V_S [pu]	V_R [pu]	Impédance
4	1	1,1	1	0,9	1	1	$Z_{bS} > Z_{cS}$
5	1	1	1	1	1	1	$Z_{bS} = Z_{cS}$
6	1	0,9	1	1,1	1	1	$Z_{bS} < Z_{cS}$

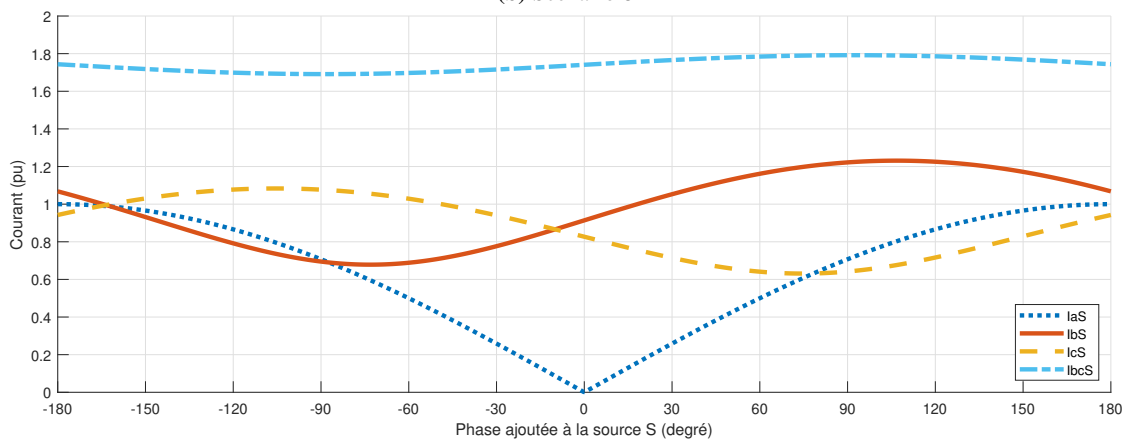


(a) Scénario 7

FIGURE 6.28 – Influence d'un déséquilibre d'impédance et d'un déphasage sur la divergence des courants de ligne (1/2)



(b) Scénario 8



(c) Scénario 9

FIGURE 6.28 – Influence d'un déséquilibre d'impédance et d'un déphasage sur la divergence des courants de ligne (2/2)

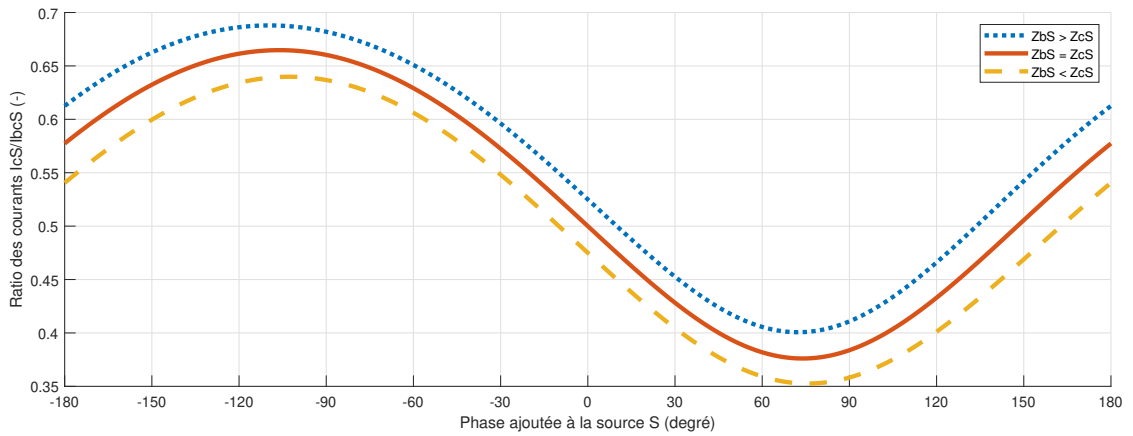


FIGURE 6.29 – Ratio des courants I_{cS}/I_{bcS} lors d'un déséquilibre d'impédance et d'une variation de phase

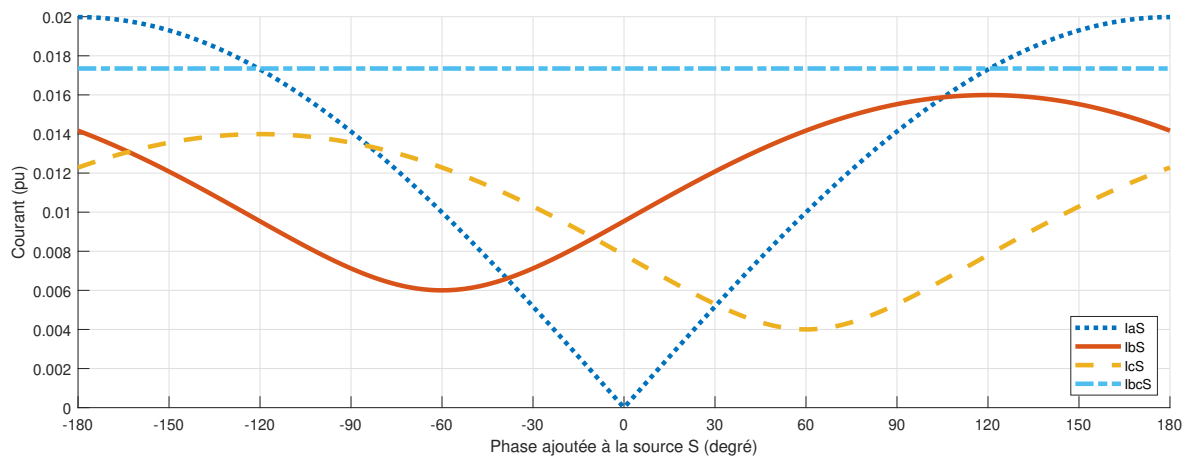
À partir de ces figures, il est possible d'observer que la variation des impédances de source a également un impact sur les courants, et que cet effet est amplifié en présence d'une variation de phase avec la source en aval. On remarque également que le courant de la boucle en défaut (I_{bcS}) est légèrement affecté par la variation de phase.

Combinaison des différentes études

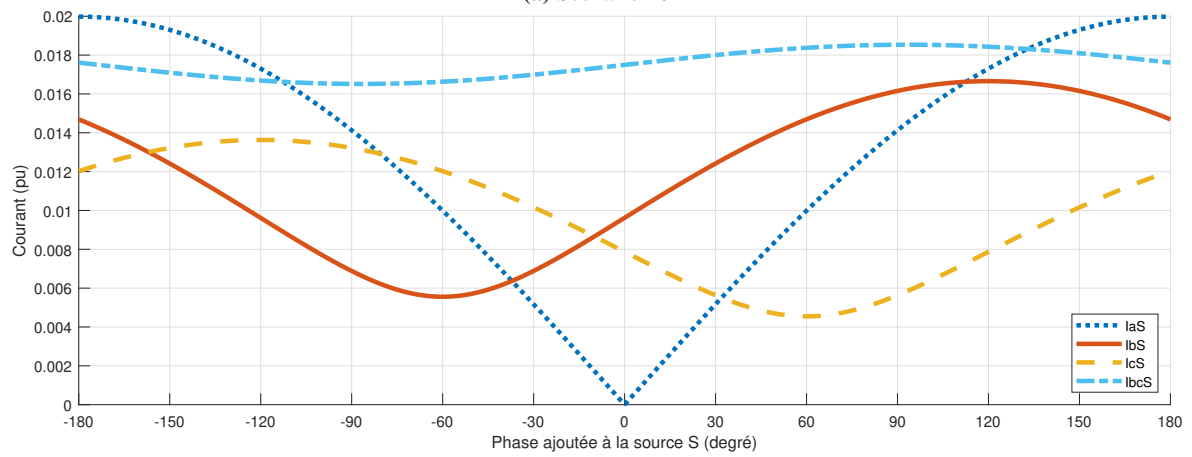
Finalement, la dernière étape de cette étude consiste à combiner certains des scénarios précédents afin de vérifier s'il est possible que le courant chute en dessous du seuil minimal établi à l'équation (6.50). Le **tableau 6.5** résume les trois scénarios de l'analyse, tandis que les **figures 6.30** et **6.31** présentent les résultats obtenus.

TABLEAU 6.5 – Scénarios à l'étude pour la combinaison des paramètres

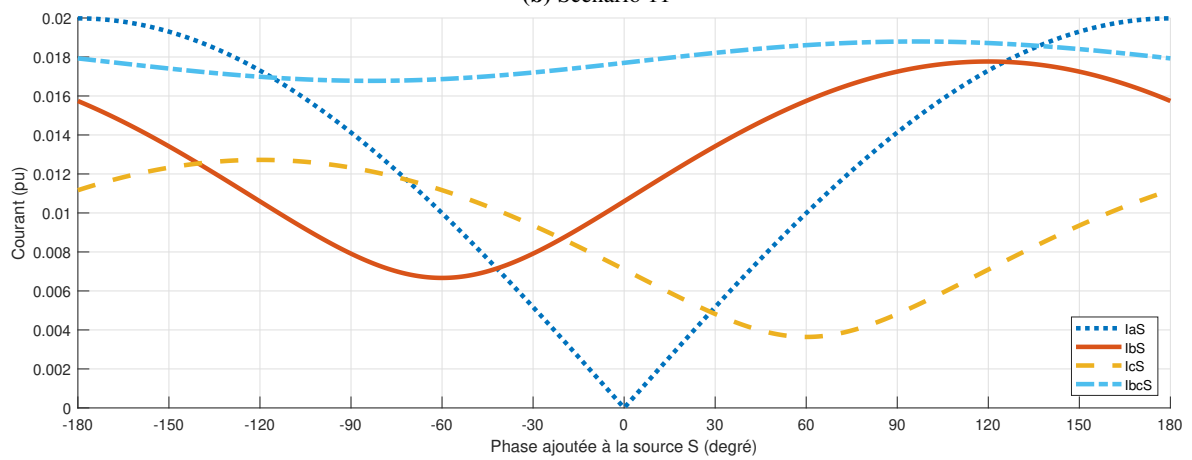
<i>Scénario</i>	Z_{aS} [pu]	Z_{bS} [pu]	Z_{cS} [pu]	Z_R [pu]	V_{aS} [pu]	V_{bS} [pu]	V_{cS} [pu]	<i>Combinaison des scénarios</i>
10	100	100	100	0,1	1	1,1	0,9	3 et 6
11	100	90	110	0,1	1	1	1	3 et 9
12	100	90	110	0,1	1	1,1	0,9	3, 6 et 9



(a) Scénario 10



(b) Scénario 11



(c) Scénario 12

FIGURE 6.30 – Influence d'un déséquilibre des sources et d'un déphasage sur la divergence des courants

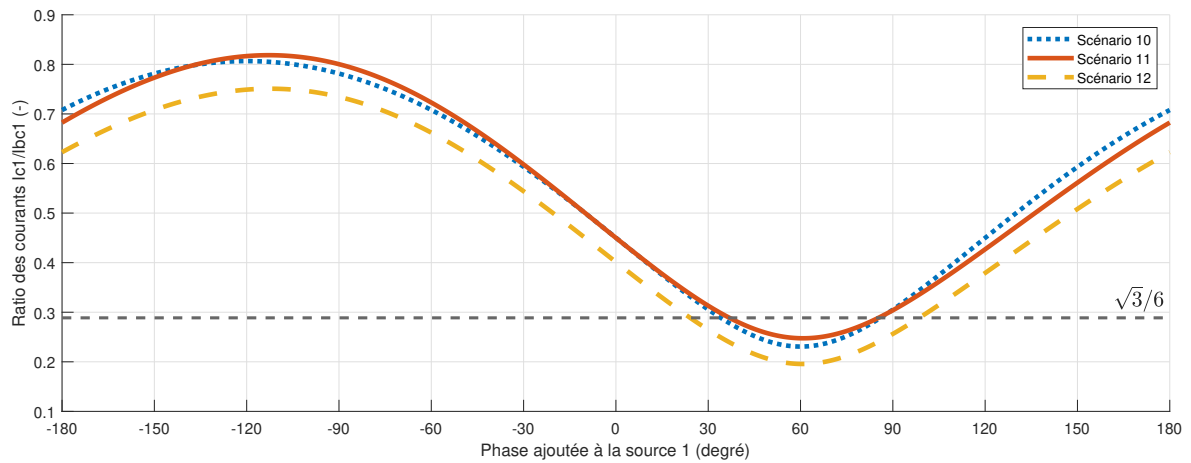


FIGURE 6.31 – Ratio des courants I_{cS}/I_{bcS} selon différents déséquilibres de source lors d’une variation de phase

À partir de ces résultats, on peut affirmer qu’en présence d’une source déséquilibrée (en tension et/ou en impédance), une variation de phase peut entraîner une chute du courant d’une phase en dessous de la limite proposée à l’équation (6.50).

6.4.3 Conclusion

En résumé, le déphasage entre les deux sources, provoqué par la variation de fréquence de la source à faible inertie, entraîne une variation de l’angle de la tension au point de défaut. Le déphasage entre la tension à la source et celle au point de défaut provoque une divergence des courants de ligne. Cette différence de courant peut représenter un risque supplémentaire de mauvais fonctionnement pour l’élément de phase ouverte SPO/LOPH. Toutefois, la magnitude du courant ligne-ligne dans la boucle en défaut demeure similaire, et ne devrait donc pas constituer un risque additionnel pour le respect du seuil de courant minimal. Enfin, cet effet de divergence est amplifié en présence d’un déséquilibre de la source, dont l’étude approfondie est laissée en recommandation pour des recherches futures. Un résumé de cette étude a été présenté au 92^e congrès de l’ACFAS [114].

6.5 Analyse de l'élément de phase ouverte - cas d'un défaut biphasé-terre

Il a été montré dans la section précédente qu'il est possible d'observer une différence entre les deux courants de ligne lors d'un défaut biphasé. Cette différence entre les courants peut entraîner un mauvais fonctionnement de l'élément de détection de phase ouverte. Toutefois, en considérant le cas simple d'un défaut biphasé-terre illustré à la **figure 6.32**. On peut constater que rien n'indique qu'il y aura une différence entre les courants de ligne $\bar{I}_B$ et $\bar{I}_C$, cela même en présence d'une seconde source en amont du défaut, et ce en raison du point de défaut à la terre. Toutefois, ce phénomène d'écart entre les deux courants est assez connu dans le domaine des réseaux électriques, mais aucune explication ne semble être présentée dans la littérature. Ainsi, cette section vise à identifier les paramètres pouvant entraîner une divergence entre les courants lors d'un défaut biphasé-terre. Un résumé de cette étude a été présenté au 92^e congrès de l'ACFAS [115].

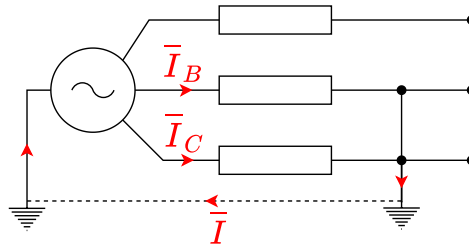


FIGURE 6.32 – Défaut biphasé-terre

6.5.1 Effet de la différence entre les impédances de séquences

La première partie de cette analyse consiste à étudier les défauts biphasés-terres à partir des composantes symétriques. La **figure 6.33** représente ce type de défaut par les composantes symétriques.

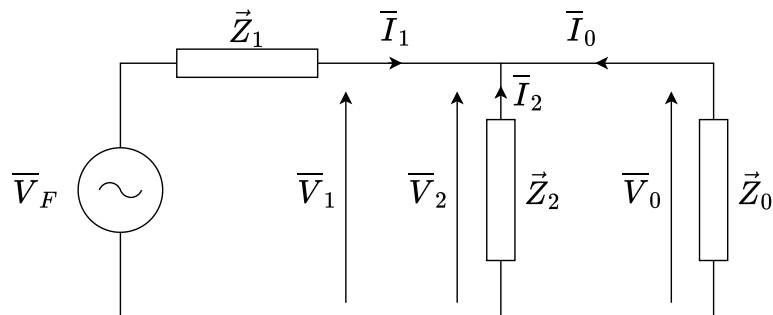


FIGURE 6.33 – Schéma des composantes symétriques pour un défaut biphasé-terre

De ce schéma, on peut résoudre les courants des séquences :

$$\bar{I}_1 = \frac{\bar{V}_F}{\bar{Z}_2 \parallel \bar{Z}_0 + \bar{Z}_1} \quad (6.52)$$

$$\bar{I}_2 = -\bar{I}_1 \left(\frac{\bar{Z}_2 \parallel \bar{Z}_0}{\bar{Z}_2} \right) \quad (6.53)$$

$$\bar{I}_0 = -\bar{I}_1 \left(\frac{\bar{Z}_2 \parallel \bar{Z}_0}{\bar{Z}_0} \right) \quad (6.54)$$

De ces courants, on peut déterminer les courants de ligne :

$$\bar{I}_A = \bar{I}_0 + \bar{I}_1 + \bar{I}_2 = 0 \quad (6.55)$$

$$\bar{I}_B = \bar{I}_0 + a^2 \bar{I}_1 + a \bar{I}_2 = \frac{-j\sqrt{3} \bar{V}_F}{\bar{Z}_0 \bar{Z}_1 + \bar{Z}_0 \bar{Z}_2 + \bar{Z}_1 \bar{Z}_2} (\bar{Z}_0 - a \bar{Z}_2) \quad (6.56)$$

$$\bar{I}_C = \bar{I}_0 + a \bar{I}_1 + a^2 \bar{I}_2 = \frac{j\sqrt{3} \bar{V}_F}{\bar{Z}_0 \bar{Z}_1 + \bar{Z}_0 \bar{Z}_2 + \bar{Z}_1 \bar{Z}_2} (\bar{Z}_0 - a^2 \bar{Z}_2) \quad (6.57)$$

À partir des équations (6.56) et (6.57), on remarque que seuls les termes entre parenthèses peuvent introduire une différence d'amplitude entre les courants de ligne en défaut. De plus, l'impédance de séquence directe aura le même impact sur les deux courants. On peut développer le premier terme entre parenthèses comme suit :

$$\bar{Z}_0 - a \bar{Z}_2 = [Z_0 \cos(\phi_{Z_0}) - Z_2 \cos(120^\circ + \phi_{Z_2})] + j[Z_0 \sin(\phi_{Z_0}) - Z_2 \sin(120^\circ + \phi_{Z_2})] \quad (6.58)$$

On détermine la magnitude de cette dernière expression avec :

$$|\bar{Z}_0 - a \bar{Z}_2| = \sqrt{[Z_0 \cos(\phi_{Z_0}) - Z_2 \cos(120^\circ + \phi_{Z_2})]^2 + [Z_0 \sin(\phi_{Z_0}) - Z_2 \sin(120^\circ + \phi_{Z_2})]^2} \quad (6.59)$$

On développe les termes au carré :

$$|\bar{Z}_0 - a \bar{Z}_2| = \sqrt{Z_0^2 + Z_2^2 - 2Z_0 Z_2 [\cos(\phi_{Z_0}) \cos(120^\circ + \phi_{Z_2}) + \sin(\phi_{Z_0}) \sin(120^\circ + \phi_{Z_2})]} \quad (6.60)$$

Finalement, on peut simplifier les fonctions trigonométriques en utilisant l'identité (6.61), on obtient alors l'expression (6.62).

$$\cos(A \pm B) = \cos(A) \cos(B) \mp \sin(A) \sin(B) \quad (6.61)$$

$$\left| \vec{Z}_0 - a\vec{Z}_2 \right| = \sqrt{Z_0^2 + Z_2^2 - 2Z_0Z_2 [\cos(\phi_{Z_0} - \phi_{Z_2} - 120^\circ)]} \quad (6.62)$$

Similairement, on obtient pour le terme entre parenthèse de l'équation (6.57) :

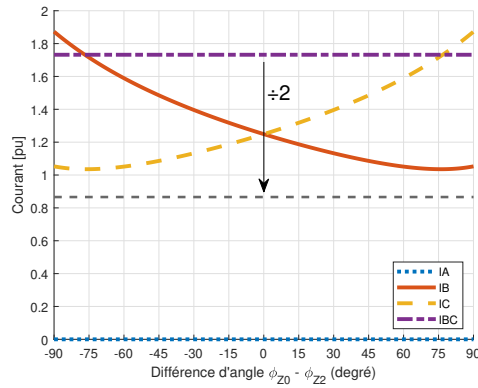
$$\left| \vec{Z}_0 - a^2\vec{Z}_2 \right| = \sqrt{Z_0^2 + Z_2^2 - 2Z_0Z_2 [\cos(\phi_{Z_0} - \phi_{Z_2} + 120^\circ)]} \quad (6.63)$$

Puisque $\cos(120^\circ) = \cos(-120^\circ)$, on peut affirmer qu'il y aura une différence de magnitude entre les deux courants de ligne seulement s'il y a une différence d'angle entre ϕ_{Z_0} et ϕ_{Z_2} .

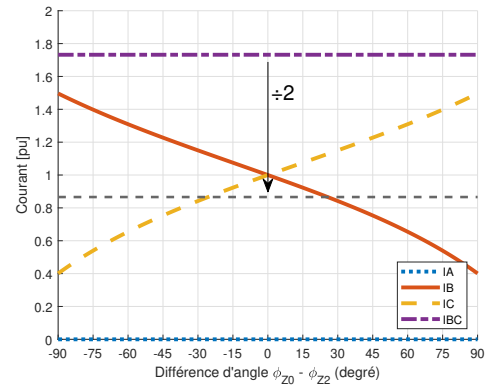
Ainsi, l'analyse suivante propose de faire varier le déphasage entre les impédances homopolaire et inverse ainsi que l'amplitude de celles-ci. Les quatre scénarios à l'étude sont résumés dans le **tableau 6.6** et présentés à la **figure 6.34**.

TABLEAU 6.6 – Scénarios à l'étude pour l'effet de la variation des impédances de source

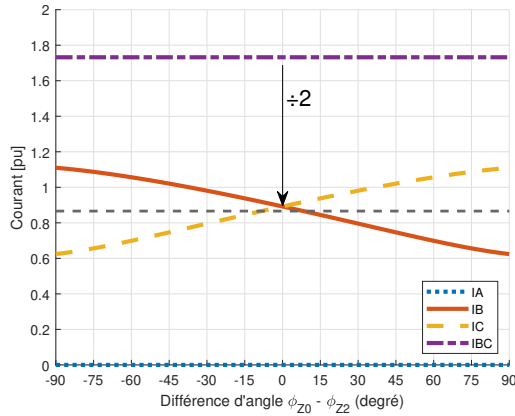
<i>Scénario</i>	<i>V_F [pu]</i>	<i>Z₁ [pu]</i>	<i>Z₂ [pu]</i>	<i>Z₀ [pu]</i>	<i>Impédance</i>
1	1	1	1	0,33	$Z_2 > Z_0$
2	1	1	1	1	$Z_2 = Z_0$
3	1	1	1	3	$Z_2 < Z_0$
4	1	1	1	5	$Z_2 \ll Z_0$



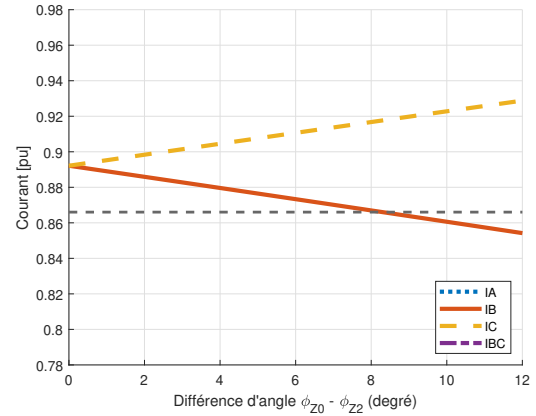
(a) Scénario 1, $Z_2 > Z_0$



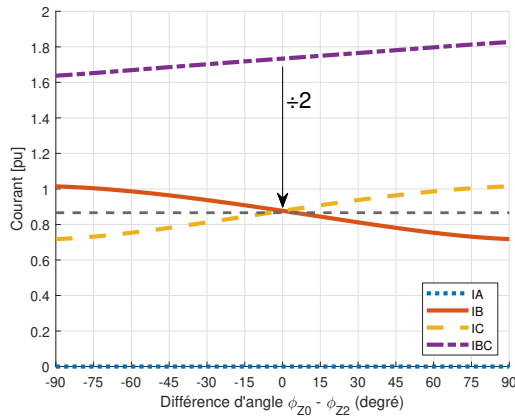
(b) Scénario 2, $Z_2 = Z_0$



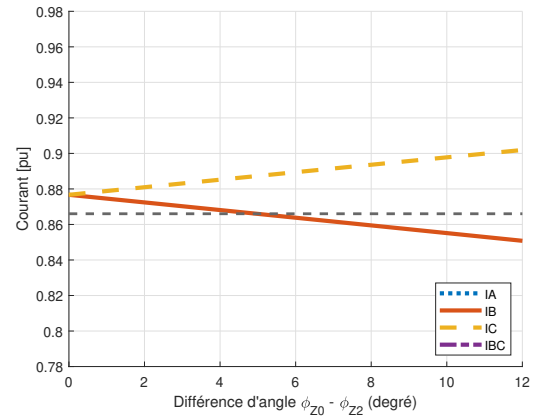
(c) Scénario 3, $Z_2 < Z_0$



(d) Scénario 3, $Z_2 < Z_0$ (agrandi)



(e) Scénario 4, $Z_2 \ll Z_0$



(f) Scénario 4, $Z_2 \ll Z_0$ (agrandi)

FIGURE 6.34 – Effet de la différence d'angle $\phi_{Z_0} - \phi_{Z_2}$ sur les courants de lignes

Ces quatre scénarios confirment que, sans écart d'angle entre les impédances homopolaire et inverse, les deux courants des lignes en court-circuit sont égaux et la moitié du courant ligne-ligne des phases en défaut. Par ailleurs, plus l'impédance homopolaire est élevée par rapport à celle de séquence inverse, plus l'écart d'angle requis pour obtenir un courant de ligne inférieur à la moitié du courant de la boucle est faible. C'est à ce moment que le seuil de l'élément LOPH peut empêcher le déclenchement, même si le seuil du courant de boucle est respecté.

Pour un réseau fort dont les impédances sont dominées par celles de la ligne, on peut s'attendre à ce que l'impédance homopolaire soit de 2 à 3,5 fois plus élevée que celle de séquence inverse [16]. En tenant compte de l'effet mutuel entre des lignes parallèles, cette valeur peut être environ cinq fois plus élevée. De plus, d'après les différentes lignes modélisées au chapitre 4, une différence d'angle ($\phi_{Z_0} - \phi_{Z_2}$) de l'ordre de $\pm 5^\circ$ semble réaliste. Toutefois, dans un réseau dont la source est faible et de type SERMO, les impédances de séquence seront dominées par celles de la source et seront donc difficiles à prédire.

6.6 Conclusion

En conclusion, ce chapitre a permis de répondre, par des explications théoriques, des modélisations et des essais pratiques, à plusieurs interrogations soulevées au chapitre précédent.

Tout d'abord, un bref rappel théorique sur les sources de courant homopolaire a été présenté, suivi d'une solution simple au défi de la faible contribution au courant de terre observé précédemment. Cette méthode sera validée par des essais pratiques à la section 7.5.

Ensuite, une analyse rigoureuse des éléments de terre MHO a été réalisée, principalement afin d'expliquer l'effet d'aveuglement lorsque deux sources contribuent de part et d'autre d'un défaut impédant à la terre. Il a été démontré, à partir d'études théoriques, que le facteur de compensation homopolaire utilisé par les relais pour corriger la mesure d'impédance permet une meilleure couverture des éléments de terre comparativement aux éléments de phase. Cette distinction entre les deux types

d'éléments MHO n'est pas traitée, ou difficilement accessible, dans la littérature spécialisée. L'analyse des éléments de terre en présence d'un défaut impédant a également mis en évidence plusieurs caractéristiques importantes. D'abord, un relais mesurant la contribution d'une source SERMO faible peut être complètement aveuglé lorsqu'une seconde source plus forte contribue au courant de terre en amont du défaut. Cette notion doit ainsi être considérée dès la conception des systèmes de protection. De plus, il a été montré que l'injection de courant capacitif par la source SERMO permet de réduire l'aveuglement, en considérant que le réseau principal demeure fortement inductif. Finalement, il a également été démontré qu'une déviation de phase causée par une variation de fréquence de la source SERMO peut augmenter ou diminuer l'effet d'aveuglement. Cet effet d'aveuglement rend incertaine l'opération des systèmes de protection.

Pour continuer, une étude sur la divergence des courants de ligne lors d'un défaut biphasé a été présentée. Il a été montré que cette situation n'est pas cohérente avec ce qui est attendu lors d'une contribution conventionnelle à un défaut biphasé. Cette thèse a permis de montrer que lors d'une variation de fréquence, phénomène possible principalement avec les sources SERMO en raison de leur faible inertie, un déphasage peut se produire entre les deux sources de part et d'autre du point de défaut. Ce déphasage va alors entraîner une divergence des courants de ligne lors d'un défaut biphasé, et, dans le cas des résultats initiaux du chapitre précédent, mener à une mauvaise identification d'une ligne ouverte.

Enfin, bien qu'il soit connu qu'une divergence entre les courants de ligne peut survenir lors d'un défaut biphasé à la terre, aucune explication, ou du moins difficilement accessible, n'est présentée dans la littérature. Cette thèse a permis de démontrer que cette différence de magnitude des courants de ligne provient du déphasage entre les impédances de séquence inverse et homopolaire.

Finalement, à la suite de la modélisation détaillée du chapitre 4 et des études théoriques présentées dans ce chapitre, **il est possible de confirmer la réussite du sous-objectif 1.**

CHAPITRE 7

AMÉLIORATION, DÉVELOPPEMENT ET VALIDATION EXPÉRIMENTALE DE STRATÉGIES DE PROTECTION

Sous-objectif 3 : Renforcer les systèmes de protection en proposant des modifications techniques concrètes adaptées aux SERMO :

- 3a. Améliorer les réponses des systèmes de protection actuels ;*
- 3b. Développer de nouveaux principes et stratégies de protection ;*
- 3c. Proposer des modifications à d'autres parties des réseaux électriques afin d'améliorer les protections actuelles.*

7.1 Introduction

Le chapitre 5 a soulevé plusieurs défis limitant les performances des protections de distance traditionnelles en présence de SERMO. Pour répondre au sous-objectif 3 de cette thèse, le présent chapitre propose diverses techniques visant à améliorer les systèmes de protection. Il s'agit de suggérer des améliorations, de développer de nouvelles stratégies et d'apporter certaines modifications techniques, tout en veillant à ce qu'elles demeurent réalisables dès maintenant par les ingénieurs de protection. Ces techniques sont, encore une fois, validées directement sur des relais de protection commerciaux. Ce chapitre contribue ainsi à l'amélioration concrète de la protection des réseaux électriques modernes à forte pénétration de SERMO.

Dans un premier temps, deux améliorations des protections existantes sont proposées et validées expérimentalement : la téléprotection et l'utilisation des caractéristiques quadrilatérales. Ensuite, une stratégie visant à renforcer la sécurité des relais en cas de variation de fréquence est développée et validée. Trois modifications techniques ciblant d'autres composantes du réseau sont également proposées et validées. Finalement, plusieurs des stratégies présentées dans ce chapitre sont validées simultanément, afin de s'assurer qu'elles demeurent compatibles entre elles.

7.2 Téléprotection

Lors des résultats initiaux obtenus avec la protection de base, aucune téléprotection n'était utilisée. Ce scénario, bien qu'essentiel pour évaluer la fiabilité du système, peut être amélioré par l'ajout de téléprotection, répondant ainsi au sous-objectif 3a. Cette section vise à étudier différentes topologies de téléprotection, soit la téléaccélération avec dépassement, incluant l'ajout de la logique de détection de source faible (« *Weak Infeed Logic* »), ainsi que le téléblocage. Un résumé de la présente section a été présenté au 93^e congrès de l'ACFAS [116].

7.2.1 Téléaccélération avec dépassement et détection de source faible

7.2.1.1 Principes de fonctionnement et programmation des relais

Tout d'abord, la **figure 7.1** présente un schéma simplifié de la logique de téléaccélération employée par les relais utilisés lors des essais pratiques. Ensuite, l'annexe B.2 présente différents scénarios détaillés de téléaccélération. Finalement, le **tableau 7.1** présente les réglages principaux utilisés pour la téléaccélération avec dépassement et la logique de détection de source faible.

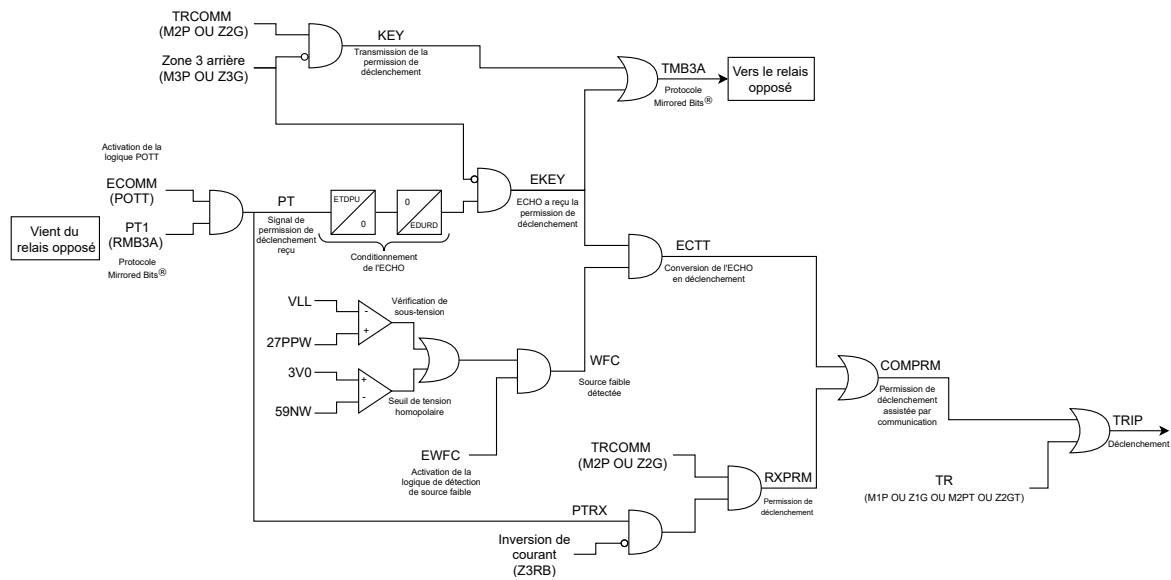


FIGURE 7.1 – Logique simplifiée de la téléaccélération avec dépassement et la détection de source faible [106]

Principalement, lorsque le relais détecte un court-circuit en avant et dans sa zone avec dépassement (M2P ou Z2G), il transmet un signal de permission (KEY) au relais opposé. Dans le cadre de cette thèse, le protocole Mirrored Bits est utilisé pour envoyer ce signal (TMB3A). Le relais opposé reçoit ainsi une permission de déclenchement (RMB3A, PT). Si ce dernier identifie également un défaut en avant (M2P ou Z2G), il accélère alors son déclenchement (RXPRM, COMPRM).

La logique de détection de source faible permet à un seul relais de commander l'ouverture des disjoncteurs aux deux extrémités de la ligne lorsque la contribution de courant mesurée par le relais opposé est trop faible ou inexistante. Dans ce cas, le premier relais transmet une permission de déclenchement au second, qui, après ses propres vérifications, ouvre alors son disjoncteur. La logique se présente comme suit :

1. Le premier relais (avec une source arrière forte) identifie un défaut avant (M2P ou Z2G) et envoie un signal de permission (KEY, TMB3A).
2. Le second relais reçoit ce signal (RMB3A, PT), mais ne permet pas le déclenchement accéléré, car la contribution est trop faible pour identifier un défaut (M2P ou Z2G).
3. Le signal reçu est renvoyé au premier relais après un court délai (ECHO, EKEY, TMB3A). Un élément arrière (M3P ou Z3G) est ajouté comme condition à l'ECHO. On suppose un bon fonctionnement de celui-ci, car, en cas de défaut arrière, la contribution mesurée par le second relais sera uniquement celle de la source forte.
4. Pour le second relais, une vérification de basse tension (27PPW) ou un seuil minimal de tension homopolaire (59NW) valide qu'il est en présence d'une source arrière de faible puissance ou d'une absence de source arrière (WFC).
5. Dans le cas de la détection d'une source faible, le second relais convertit le signal EKEY en une permission de déclenchement (ECTT).
6. Le premier relais reçoit le retour de son propre signal via l'ECHO (EKEY, PT1, RMB3A) et assure le déclenchement rapide du disjoncteur de son côté de la ligne.

TABEAU 7.1 – Réglages principaux des relais pour la téléaccélération avec dépassement et la détection de source faible

Section AcSELerator	Réglage
Phase Distance Element	E21P := 3 (M3P à 40%)
Ground Distance Element	E21MG := 3 (Z3G à 40%)
Directional	DIR3 := R
Trip Schemes	ECOMM := POTT Z3RBD := 3 EBLKD := 10 ETDPU := 2 EDURD := 4 EWFC := Y 27PPW := 80 59NW := 5 PT1 := RMB3A
Trip logic	TR := (M1P OR Z1G) OR (M2PT OR Z2GT) TRCOMM := M2P OR Z2G
Outputs - Mirrored Bits	TMB3A := KEY OR EKEY
Transmit Equations	

7.2.1.2 Résultats et analyse

Les tableaux suivants présentent les résultats obtenus pour les 700 courts-circuits, cette fois avec l'utilisation de la téléaccélération, ainsi que de la détection de source faible activée.

TABEAU 7.2 – Taux de réussite des différentes lignes pour un défaut en début de ligne (gradin 1) selon le type de défaut avec la téléaccélération et la détection de source faible

	L_MLO		L_BDS		L_1601		L_1603		L_VDK	
	<i>Relais 1</i>	<i>Relais 2</i>	<i>Relais 1</i>	<i>Relais 2</i>	<i>Relais 1</i>	<i>Relais 2</i>	<i>Relais 1</i>	<i>Relais 2</i>	<i>Relais 1</i>	<i>Relais 2</i>
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	89%
3L	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
LG	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
LG30	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	43%
LL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
LLG	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

TABEAU 7.3 – Taux de réussite des différentes lignes pour un défaut en fin de ligne (gradin 2) selon le type de défaut avec la téléaccélération et la détection de source faible

	L_MLO		L_BDS		L_1601		L_1603		L_VDK	
	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	96%	80%	100%
3L	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	79%	100%	100%
LG	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
LG30	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	100%
LL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
LLG	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

TABEAU 7.4 – Pourcentage d’occurrence de chacune des situations lors des essais de téléaccélération

	L_MLO		L_BDS		L_1601		L_1603		L_VDK	
	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2
Fonctionnement correct (zone 1)	50%	49%	50%	41%	50%	50%	50%	50%	50%	28%
Fonctionnement correct ECTT (zone 1)	0%	1%	0%	9%	0%	0%	0%	0%	0%	17%
Fonctionnement correct Téléaccélération (zone 2)	42%	39%	50%	29%	49%	39%	44%	33%	40%	26%
Fonctionnement correct ECTT, (zone 2)	8%	11%	0%	21%	1%	11%	6%	15%	0%	24%
Fonctionnement incorrect	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	10%	5%
Raisons des mauvais fonctionnements	Problème de direct. (variation de fréq. bloque ECHO)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	0%	0%
	Impédance mesurée en dehors de la zone de prot.	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	0%
	Mauvaise identification du type de défaut	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%

Gradin sans dépassement

Les gradins sans dépassement des relais 2 (**tableau 7.2**) ont été améliorés pour les lignes L_MLO (99% à 100%), L_BDS (80% à 100%) et L_VDK (59% à 89%) par l’ajout de la logique de détection de source faible. Cette technique de protection a permis un déclenchement rapide lorsque la contribution aux courants de court-circuit était trop faible ou inexistante, ainsi que lorsque l’impédance mesurée était fortement aveuglée lors d’un défaut résistif.

Dans le cas de la ligne L_VDK, les quelques mauvaises opérations restantes sont causées lorsque le relais 1, du côté du réseau fort, n'opère pas lors des défauts résistifs en raison de la portée insuffisante des éléments MHO. Une protection QUAD, avec une portée résistive plus élevée, pourrait corriger cette situation, et par le fait même, celle du relais 2 grâce à la fonction de conversion d'ECHO (ECTT). L'amélioration des protections par l'ajout des éléments QUAD est analysée à la section 7.3.

Gradin avec dépassement

En ce qui concerne les gradins avec dépassement des relais 1 des lignes L_MLO et L_1603 (**tableau 7.3**), on observe une nette amélioration (de 60% et 80% à 100%) grâce à la fonction de détection de source faible. Il a été montré que, lors des défauts monophasés (LG) et monophasés résistifs (LG30) en fin de ligne, près du relais 2, les éléments de distance du relais 1 ne s'affirment pas en raison d'une contribution trop faible au courant de terre. Toutefois, le relais 2 détecte adéquatement un défaut en avant, déclenche avec son élément instantané, puis envoie un signal de téléaccélération au relais 1. Ce dernier détecte être alimenté par une source faible grâce au seuil de tension homopolaire (59NW), et la conversion de l'ECHO permet un déclenchement rapide du relais 1. Ce déclenchement accéléré par la conversion d'ECHO reste fiable, mais n'est pas sélectif dans le cas d'un défaut arrière en raison de la non-directionnalité du seuil de l'élément de tension homopolaire. Il n'est donc pas avantageux de privilégier cette technique de protection pour le relais 1 pour les défauts monophasés problématiques de cette ligne. Une solution alternative, par l'ajout d'une résistance de mise à la terre dans les transformateurs des parcs éoliens, est vérifiée à la section 7.5.

Pour le relais 1 de la ligne L_1601, on observe encore une amélioration (87% à 100%). Les défauts causant de mauvaises opérations avec la protection de base initiale étaient uniquement les défauts monophasés résistifs. Ceux-ci plaçaient l'impédance mesurée à la limite de la supervision, provoquant parfois une sortie momentanée et l'interruption de la temporisation. La téléaccélération a permis de déclencher durant la période transitoire initiale. Une protection QUAD, avec une portée résistive plus élevée, pourrait corriger la situation sans recourir à la téléprotection. L'amélioration des protections par l'ajout des éléments QUAD est analysée à la section 7.3.

Pour le relais 1 de la ligne L_VDK, aucune amélioration n'est observée, l'impédance mesurée restant hors des caractéristiques de supervision. Encore une fois, une protection QUAD, à portée résistive plus élevée, pourrait corriger la situation sans avoir recours à la téléprotection. L'amélioration de la protection par des éléments QUAD est vérifiée à la section 7.3.

Finalement, en ce qui concerne les gradins avec dépassement des relais 2, on observe des améliorations très marquées sur toutes les lignes, avec des performances quasi parfaites. Principalement, la téléaccélération a permis d'utiliser la période transitoire initiale pour déclencher la protection avant sa temporisation. De plus, la fonction de conversion d'ECHO a permis de compléter la protection. Il y a quelques événements isolés sur les lignes L_1603 et L_VDK pour lesquels les relais n'ont pas opéré adéquatement. Les mauvaises opérations sont liées à une forte variation de fréquence et à une mauvaise identification du type de défaut, lors d'une très faible contribution des parcs éoliens adjacents.

7.2.2 Téléblocage

7.2.2.1 Principes de fonctionnement et programmation des relais

Tout d'abord, la **figure 7.2** présente un schéma simplifié de la logique de téléblocage utilisée par les relais utilisés. Ensuite, l'annexe B.2 présente différents scénarios de téléblocage. Finalement, le **tableau 7.5** présente la programmation utilisée pour le téléblocage.

Principalement, lorsque le premier relais détecte un court-circuit éloigné, situé en avant et à l'intérieur de sa zone avec dépassement (M2P ou Z2G), mais en dehors de la ligne à protéger, le relais opposé devrait détecter un défaut arrière (M3P ou Z3G). Dans ce cas, ce dernier enverra un signal de blocage (DSTRT, TMB4A, BT) pour bloquer le déclenchement rapide. En revanche, si le défaut se situe sur la ligne, le relais opposé ne transmettra pas de signal de blocage, et c'est l'absence de signal qui permettra le déclenchement du premier relais après un court délai (21SD).

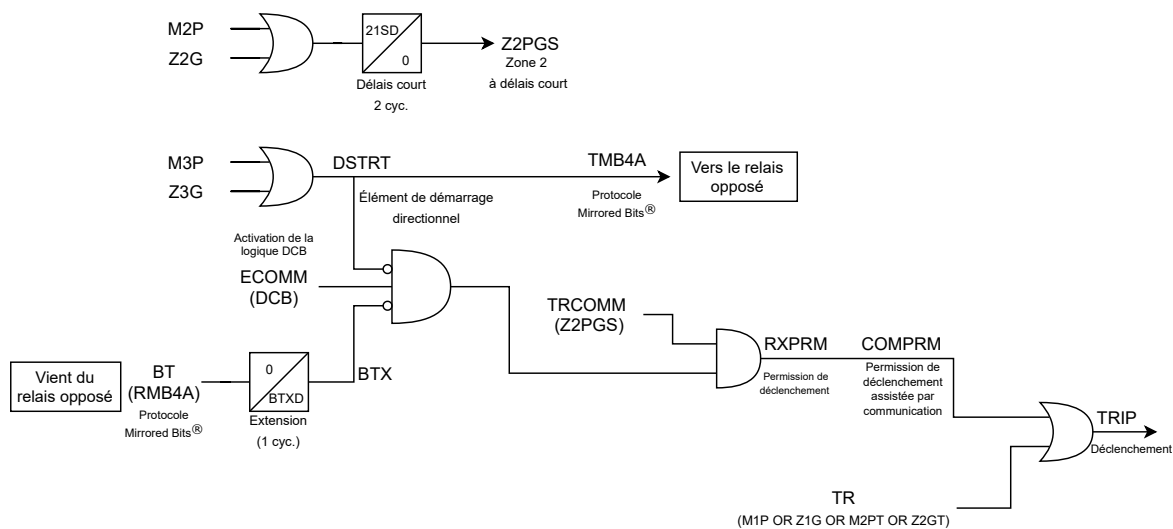


FIGURE 7.2 – Logique simplifiée de téléblocage [106]

TABLEAU 7.5 – Programmation des relais pour le téléblocage

Section	Réglage
Phase Distance Element	E21P := 3 (M3P à 40%)
Ground Distance Element	E21MG := 3 (Z3G à 40%)
Directional	DIR3 := R
Trip Schemes	ECOMM := DCB Z3XPU := 1 Z3XD := 3PT BTXD := 1 21SD := 2 BT = RMB4A
Trip logic	TR := (M1P OR Z1G) OR (M2PT OR Z2GT) TRCOMM := Z2PGS
Outputs - Mirrored Bits	TMB4A := DSTRT
Transmit Equations	

7.2.2.2 Résultats et analyse

Les tableaux suivants présentent les résultats obtenus avec les 700 courts-circuits, cette fois avec l'utilisation du téléblocage.

TABEAU 7.6 – Taux de réussite des différentes lignes pour un défaut en début de ligne (gradin 1) selon le type de défaut et avec le téléblocage

	<i>L_MLO</i>		<i>L_BDS</i>		<i>L_1601</i>		<i>L_1603</i>		<i>L_VDK</i>	
	<i>Relais 1</i>	<i>Relais 2</i>	<i>Relais 1</i>	<i>Relais 2</i>	<i>Relais 1</i>	<i>Relais 2</i>	<i>Relais 1</i>	<i>Relais 2</i>	<i>Relais 1</i>	<i>Relais 2</i>
Total	100%	99%	100%	80%	100%	100%	100%	100%	100%	60%
3L	100%	100%	100%	71%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
LG	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	36%
LG30	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	43%
LL	100%	93%	100%	71%	100%	100%	100%	100%	100%	21%
LLG	100%	100%	100%	57%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

TABEAU 7.7 – Taux de réussite des différentes lignes pour un défaut en fin de ligne (gradin 2) selon le type de défaut et avec le téléblocage

	<i>L_MLO</i>		<i>L_BDS</i>		<i>L_1601</i>		<i>L_1603</i>		<i>L_VDK</i>	
	<i>Relais 1</i>	<i>Relais 2</i>	<i>Relais 1</i>	<i>Relais 2</i>	<i>Relais 1</i>	<i>Relais 2</i>	<i>Relais 1</i>	<i>Relais 2</i>	<i>Relais 1</i>	<i>Relais 2</i>
Total	64%	57%	100%	40%	89%	80%	84%	34%	80%	50%
3L	100%	21%	100%	7%	100%	100%	100%	0%	100%	100%
LG	14%	86%	100%	100%	100%	100%	100%	79%	100%	21%
LG30	7%	36%	100%	0%	43%	0%	21%	0%	0%	0%
LL	100%	71%	100%	57%	100%	100%	100%	71%	100%	29%
LLG	100%	71%	100%	36%	100%	100%	100%	21%	100%	100%

TABEAU 7.8 – Pourcentage d’occurrence de chacune des situations lors des essais de téléblocage

	L_MLO		L_BDS		L_1601		L_1603		L_VDK	
	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2
Fonctionnement correct (Zone 1)	50%	49%	50%	40%	50%	50%	50%	50%	50%	30%
Fonctionnement correct temporisé (Zone 2)	6%	0%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Fonctionnement correct téléblocage (Zone 2)	24%	28%	45%	19%	44%	40%	42%	17%	40%	24%
Fonctionnement incorrect	20%	23%	0%	41%	6%	10%	8%	33%	10%	45%
Raisons des mauvais fonctionnements	Courant trop faible (courant de phase)	0%	2%	0%	13%	0%	0%	0%	11%	0%
	Courant trop faible (prot. côté parc activée)	0%	1%	0%	7%	0%	0%	0%	0%	0%
	Courant trop faible (courant de terre)	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Impédance mesurée en dehors de la zone de prot.	0%	8%	0%	10%	6%	10%	8%	8%	10%
	Mauvaise identification du type de défaut	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%
	Blocage de directionnalité (I2 trop faible)	0%	1%	0%	4%	0%	0%	0%	1%	3%
	Blocage de directionnalité (identification arrière)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	12%
	Mauvaise identification d'une phase ouverte	0%	2%	0%	2%	0%	0%	0%	1%	0%
	Mauvaise polarisation (variation de fréquence)	0%	9%	0%	5%	0%	0%	0%	12%	0%

Selon les résultats pratiques obtenus, on peut affirmer que le téléblocage apporte quelques améliorations. Toutefois, les performances restent loin des attentes, et bien en dessous de celles obtenues avec la téléaccélération présentée précédemment, et cela pour les deux relais. Deux raisons principales expliquent ces résultats. Premièrement, un court délai (21SD) est nécessaire aux éléments de distance afin de laisser le temps au relais à l’autre extrémité de la ligne d’envoyer son signal de blocage en cas de défaut arrière. Deuxièmement, le téléblocage ne dispose pas de fonctions équivalentes à celles de détection de source faible, d’ECHO et de conversion d’ECHO disponibles avec la téléaccélération. Finalement, les raisons des mauvaises opérations (**tableau 7.28**) sont semblables à celles obtenues avec la protection de base initiale.

7.2.3 Conclusion

Ainsi, selon les essais pratiques réalisés, la téléaccélération constitue la stratégie de téléprotection à privilégier, offrant de bonnes performances en termes de sélectivité et de sécurité. Dans les configurations à faible contribution, l'ajout de la détection de source faible améliore la réponse du système de protection. À l'inverse, le téléblocage n'apporte pas de gains significatifs en performance, principalement en raison de la temporisation ajoutée et de l'absence de logique de détection de source faible. Pour cette méthode de protection, les causes de mauvais fonctionnement restent essentiellement les mêmes qu'initialement avec la protection de base.

À ce jour, certains exploitants de réseau n'autorisent pas les producteurs privés à accélérer, par téléprotection, le déclenchement de leurs systèmes de protection. Toutefois, étant donné les bonnes performances initiales obtenues par les relais du côté fort des lignes étudiées, la mise en œuvre d'une permission sur un seul côté pourrait constituer une solution envisageable. Bien que moins courante, cette approche permettrait à l'exploitant du réseau d'assister le côté du producteur privé.

7.3 Éléments quadrilatérales (QUAD)

7.3.1 Mise en contexte et solution proposée

La seconde proposition d'amélioration des protections actuelles cherche à augmenter la portée des éléments de terre lors d'un défaut résistif. Une augmentation de l'angle des éléments MHO par rapport à celle de la ligne permet de couvrir une plus grande portée résistive [63]. Toutefois, la solution privilégiée ici est d'utiliser les caractéristiques quadrilatérales (QUAD). Leurs portées résistive et réactive sont programmées indépendamment l'une de l'autre (**figure 3.19**).

L'ajustement de la portée réactive des éléments QUAD se fait assez simplement ; les seuils choisis sont comme pour les éléments MHO 80% et 120% de l'impédance de séquence positive de la ligne. Toutefois, la portée résistive est plus complexe à déterminer. Celle-ci doit pouvoir couvrir les défauts résistifs, compenser l'effet d'aveuglement mentionné à la section 6.3 et ne pas couvrir la zone de charge en conditions normales.

Il est assez simple de tracer graphiquement les caractéristiques MHO. Toutefois, les ingénieurs de protection tracent les caractéristiques quadrilatérales avec une certaine ambiguïté, et ces schémas se veulent être uniquement conceptuels [117]. En effet, les éléments QUAD sont programmés avec des compensations [118], et leurs véritables caractéristiques de fonctionnement sont difficiles à décrire correctement sur un plan d'impédance. Ainsi, les deux types de caractéristiques ne peuvent pas être tracés sur un même diagramme.

Étant donné le fort degré d'aveuglement en présence de faibles sources SERMO, l'ajustement de la portée résistive a été réalisé à partir d'essais pratiques pour plusieurs niveaux de production. De plus, le logiciel d'analyse compatible avec les relais utilisés permet seulement de tracer graphiquement les éléments MHO. Ainsi, la méthodologie déterminée pour l'ajustement des seuils est la suivante :

1. Réaliser un court-circuit monophasé résistif ($R_f = 10 \Omega_{pri}$, $3R_f = 30 \Omega_{pri}$) à l'extrémité opposée de la ligne du relais à programmer.
2. Visualiser la position des défauts sur les caractéristiques MHO.
3. La portée réactive doit être au minimum celle obtenue graphiquement. Au besoin, celle-ci peut être ajustée avec le réglage d'angle « TANG ».
4. La portée résistive doit être au minimum celle obtenue graphiquement, multipliée par un facteur de compensation $1 + K_{0m}$, où K_{0m} est le facteur de compensation homopolaire programmé dans les éléments MHO.
5. S'assurer que les caractéristiques programmées n'empiètent pas sur la charge.

Selon les essais pratiques réalisés, lorsqu'il n'y a pas d'aveuglement, l'ajustement $1 + K_{0m}$ de la portée résistive rend la couverture QUAD exactement celle mesurée graphiquement avec l'affichage des éléments MHO. En présence d'une source en aval du défaut, la correction augmente la couverture par rapport à celle mesurée seule, mais seulement dans le cas où la contribution au courant de ligne est supérieure au courant de terre. Cette situation était toujours vraie dans les essais pratiques réalisés.

Afin d'établir la zone de retenue de la charge, celle-ci a été obtenue en suivant les recommandations du NERC soit 85% de la tension nominale et 150% du courant maximal admissible [119]. Par exemple, pour la ligne Baie-des-Sables (L_BDS), le courant maximal est :

$$I_{max} = \frac{109,5 \text{ MW}}{\sqrt{3} \cdot 230 \text{ kV}} = 274,87 \text{ A} \quad (7.1)$$

Ainsi, l'impédance de la charge est :

$$Z_{charge} = \frac{85\% \cdot 230 / \sqrt{3} \text{ kV}}{150\% \cdot 274,87 \text{ A}} = 273,76 \Omega \quad (7.2)$$

On peut ramener celle-ci au secondaire des transformateurs de mesure :

$$ZTR = \frac{RTT}{RTC} = \frac{1200}{400} = 3 \quad (7.3)$$

$$Z_{sec} = \frac{Z_{charge}}{ZTR} = \frac{273,76}{3} = 91,25 \, \Omega_{sec} \quad (7.4)$$

Finalement, une marge de sécurité de $\pm 30^\circ$, ce qui correspond a un facteur de puissance de 86,7%, a été choisie. Alors, l'impédance de la charge est :

$$\vec{Z}_{sec} = 91,25 \, \Omega_{sec} \angle \pm 30^\circ \quad (7.5)$$

Le **tableau 7.9** résume les différentes charges calculées :

TABLEAU 7.9 – Zone de retenue de la charge

<i>Ligne à protéger</i>	<i>V_{LL} [kV]</i>	<i>I_{max} [A]</i>	<i>ZTR [Ω]</i>	<i>Z_{charge} [Ω]</i>	<i>Z_{sec} [Ω_{sec}]</i>
L_MLO	230	783	3	96,08	32,03
L_BDS	230	275	3	273,76	91,25
L_1601	161	200	4	263,37	65,84
L_1603	161	180	4	292,63	80,75
L_VDK	120	486	3	80,75	26,92

Les différents réglages des caractéristiques QUAD ont pu être calculées, celles-ci sont résumées dans le **tableau 7.10**.

TABLEAU 7.10 – Réglages des caractéristiques QUAD

<i>Ligne à protéger</i>	<i>Réactance zone 1 (XG1)</i>	<i>Résistance zone 1 (RG1)</i>	<i>Temporisation zone 1 (Z1GD)</i>	<i>Réactance zone 2 (XG2)</i>	<i>Résistance zone 2 (RG2)</i>	<i>Temporisation zone 2 (Z2GD)</i>	<i>Angle de correction (TANG)</i>
L_MLO	13,72	10,86	0 cyc.	20,58	37,46	20 cyc.	5
L_BDS	8,64	16,29	0 cyc.	12,97	81,44	20 cyc.	5
L_1601	12,99	16,58	0 cyc.	19,48	33,15	20 cyc.	0
L_1603	4,04	16,58	0 cyc.	6,06	50,00	20 cyc.	0
L_VDK	5,77	18,07	0 cyc.	8,65	26,00	20 cyc.	0

Trois réglages du tableau précédent sont à discuter, tous liés à la portée résistive du deuxième gradin (RG2). Le premier concerne la ligne L_MLO, dont le réglage est légèrement au-dessus de la limite imposée par la zone de retenue de la charge. Il a été jugé acceptable de le conserver ainsi pour les essais pratiques, puisque la charge théorique est basée sur 100% de production, alors que la production maximale utilisée lors des essais n'est que de 80% des éoliennes en service. Cela correspond à une zone de retenue d'environ $40 \Omega_{sec}$. Le second réglage concerne la ligne L_1603. Selon la méthodologie utilisée, une portée résistive de $58,03 \Omega_{sec}$ est requise. Toutefois, la limite programmable est de $50,00 \Omega_{sec}$, cette dernière a été retenue. À noter que l'ajout d'une protection plus sensible (section 7.7) a permis de réduire la portée à $14,51 \Omega_{sec}$. Enfin, le dernier réglage concerne la ligne L_VDK. Lors de faibles productions, l'impédance mesurée lors d'un défaut monophasé résistif est fortement aveuglée. Elle devient très éloignée et tombe dans la zone de retenue. Selon la méthodologie utilisée, une portée résistive de $67,76 \Omega_{sec}$ est nécessaire. Il a été décidé de la fixer près de la limite de retenue de la charge.

Ainsi, une protection de distance n'est pas complètement sécuritaire pour un défaut impédant dans cette situation. Une protection alternative devrait être choisie pour cette ligne, par exemple une protection de surintensité ou une protection différentielle. Toutefois, ces recommandations sortent du cadre de cette recherche.

7.3.2 Résultats et analyse

Pour cette seconde méthode d'amélioration des systèmes de protection, des essais ciblés avec différents niveaux de production ont été réalisés. Il est important de mentionner que les essais pratiques sur la ligne L_MLO ont été faits avec des résistances de mise à la terre dans les neutres des transformateurs des parcs éoliens. Cela avait pour objectif d'augmenter la contribution au courant de terre venant du réseau principal. Cette modification au réseau est discutée davantage à la section 7.5. Ensuite, des protections plus sensibles, utilisant des transformateurs de courant avec des rapports de transformation plus petit, ont également été ajoutées. Cette modification au réseau est discutée davantage à la section 7.7. Enfin, les **tableaux 7.11** et **7.12** présentent les résultats obtenus.

TABEAU 7.11 – Performances des éléments QUAD des relais 1 pour les défauts monophasés résistifs pour différents niveaux de production

Relais 1	L_MLO			L_BDS			L_1601			L_1603			L_VDK		
	10%	40%	80%	10%	40%	80%	10%	40%	80%	10%	40%	80%	10%	40%	80%
F_LG30 (MHO)	O	O	O	O	O	O	O	X	X	X	X	X	X	X	X
F_LG30 (QUAD)	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O

Légende

Fonctionnement correct



Fonctionnement incorrect



TABEAU 7.12 – Performances des éléments QUAD des relais 2 pour les défauts monophasés résistifs pour différents niveaux de production

Relais 2	L_MLO			L_BDS			L_1601			L_1603			L_VDK		
	10%	40%	80%	10%	40%	80%	10%	40%	80%	10%	40%	80%	10%	40%	80%
D_LG30 (grand TC, MHO)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
D_LG30 (grand TC, QUAD)	X	O	O	X	X	X	O	O	O	X	O	O	X	X	X
D_LG30 (petit TC, MHO)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
D_LG30 (petit TC, QUAD)	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	X	X	X

Légende

Fonctionnement correct



Fonctionnement incorrect



Les résultats ciblés montrent de bonnes performances des éléments QUAD en ce qui concerne les défauts résistifs par rapport aux éléments MHO, malgré la forte pénétration de SERMO de type 3. Toutefois, tel qu'attendu, la portée résistive du relais 2 de la ligne L_VDK n'est pas suffisante pour compenser le fort effet d'aveuglement en raison de la très faible puissance de court-circuit des éoliennes de type 4, limitée à 115% du courant nominal. Donc, tel que mentionné précédemment, une protection alternative serait nécessaire afin d'assurer une bonne sécurité dans cette situation. Finalement, les mauvaises opérations des éléments QUAD pour les lignes L_MLO, L_BDS et L_1603 sont dues à une contribution trop faible au courant de court-circuit. L'ajout d'une protection plus sensible, avec un TC ayant un rapport de transformation plus faible, a corrigé la situation. L'ajout de cette protection plus sensible est discuté à la section 7.7.

En conclusion, les essais pratiques ont montré que les éléments de terre QUAD permettent d'accroître les performances lors d'un défaut impédant. Leur ajout peut être réalisé dès l'intégration des SERMO au réseau principal ou par la mise à jour des systèmes de protection actuels.

7.4 Autopolarisation des protections de distance

la section suivante présente une nouvelle stratégie de protection adaptée aux spécificités des SERMO, **complétant ainsi le sous-objectif 3b**. La solution proposée cherche à améliorer les protections de distance en présence d'une source à faible inertie, à laquelle des variations de fréquence et de phase peuvent être remarquées.

7.4.1 Mise en contexte et solution proposée

Afin d'établir une mesure d'impédance même sans présence de tension lors d'un défaut très rapproché, les éléments de distance utilisent une mémoire afin de garder la tension juste avant le défaut. Toutefois, cette mémoire pose problème lors d'une variation de fréquence. La différence de fréquence entre le courant actuel et celle de la tension dans la mémoire cause une déviation de la mesure d'impédance qui peut être observée par un déplacement des caractéristiques (**figure 7.3**). Les relais utilisés possèdent une logique de suivi de fréquence allant de 45 à 65 Hz [106]. Par conséquent, on peut supposer que la fréquence réelle dépassait 65 Hz.

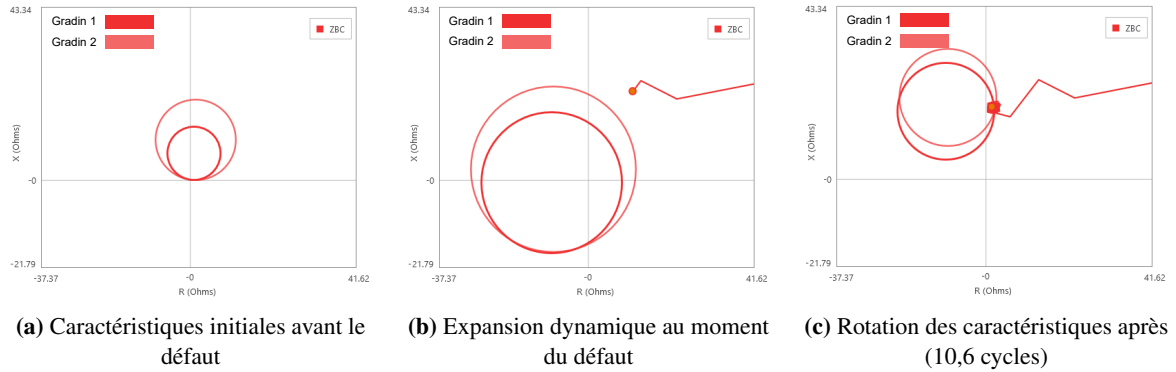


FIGURE 7.3 – Rotation des caractéristiques en raison d'une variation de fréquence

Le défi observé lors des résultats initiaux est survenu principalement lors des défauts éloignés. Le déplacement du premier gradin jusqu'à la mesure en fin de ligne peut déclencher la protection avant la fin de la temporisation du deuxième gradin. Le déplacement du second gradin peut le mener à s'écarter de la mesure et couper l'élément de distance avant la fin de sa temporisation.

Afin d'améliorer les performances des éléments de distance en cas de variation de fréquence affectant la polarisation, l'approche retenue s'inspire de [27], où une caractéristique QUAD non directionnelle est combinée à une nouvelle logique directionnelle (élément homopolaire, vérification du taux de changement, blocage en cas de défaut arrière).

La solution nouvelle proposée ici consiste à programmer deux éléments MHO autopolarisés, insensibles aux variations de fréquence, et équipés de minuteurs conditionnant les éléments conventionnels (M1P et M2P). Le premier gradin ajouté (M1PF), non directionnel, couvre les défauts en début de ligne. Le second gradin (M2PF), avec dépassement, est décalé vers le haut (2% de la portée de la ligne) afin d'éviter la téléaccélération involontaire lors d'un défaut arrière très près de la barre. La **figure 7.4** illustre les quatre caractéristiques retenues.

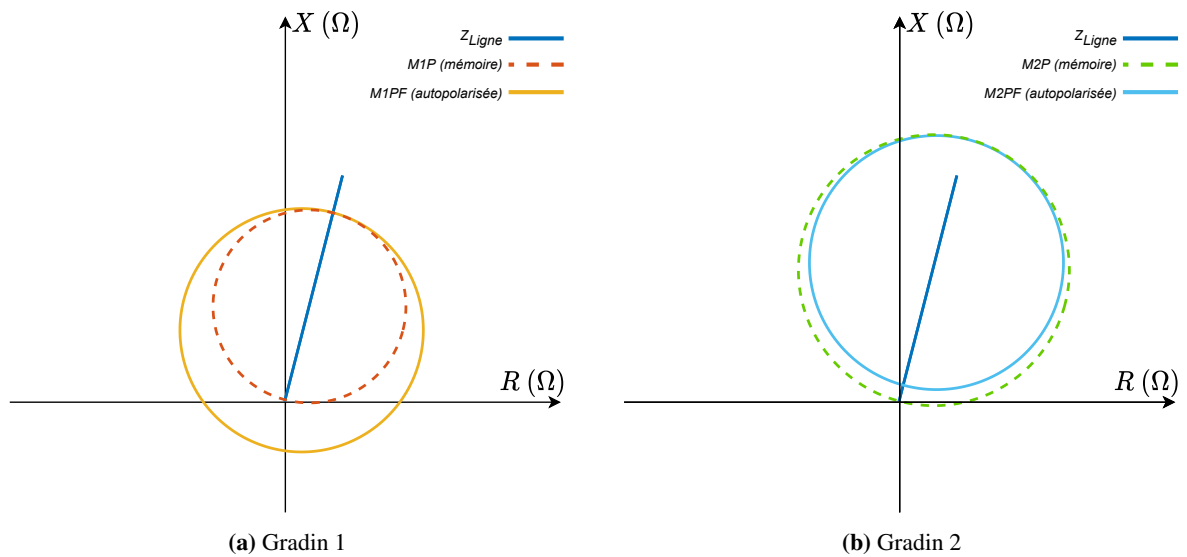


FIGURE 7.4 – Éléments de phase MHO avec mémoire et autopolarisée

Étant donné que les mauvaises opérations observées lors des essais initiaux ne concernent que les éléments de phase, les éléments de terre n'ont pas été programmés. La programmation de déclenchement est présentée graphiquement à la **figure 7.5**, et celle du signal de téléaccélération est présentée à la **figure 7.6**. Finalement, l'annexe C présente la programmation des éléments MHO non directionnels ; celle-ci est basée sur les recommandations du manufacturier [120].

Premièrement, un élément de sous-tension très sensible (U27) démarre les minuteurs lors d'un affaissement de la tension dans au moins l'une des trois phases.

Ensuite, dans le cas d'un défaut rapproché, au moment initial du défaut, seulement l'élément conventionnel (M1P) peut opérer afin de prioriser la directionnalité de l'élément avec mémoire et sa portée résistive plus élevée. Après un court délai, l'élément auto-polarisé (M1PF) vient conditionner l'élément conventionnel. Celui-ci a pour objectif d'améliorer la sécurité lors d'un défaut en fin de ligne si l'élément avec mémoire se déplace en raison de sa variation de fréquence et de phase. En gardant l'élément conventionnel, on simplifie la programmation tout en permettant de préserver certaines fonctionnalités, telles que l'identification des défauts. Après quelques cycles, on suppose que les protections adjacentes ont eu le temps d'agir lors d'un défaut arrière. L'élément avec mémoire est à risque de ne plus couvrir la bonne zone en raison d'une variation de fréquence. Ainsi, on garde seulement l'élément auto-polarisé, celui-ci reste sécuritaire pour un défaut en fin de ligne.

Dans le cas d'un défaut en fin de ligne, les deux gradins avec dépassement (M2P) et (M2PF) fonctionnent en parallèle. On favorise l'élément conventionnel en utilisant un délai légèrement plus court.

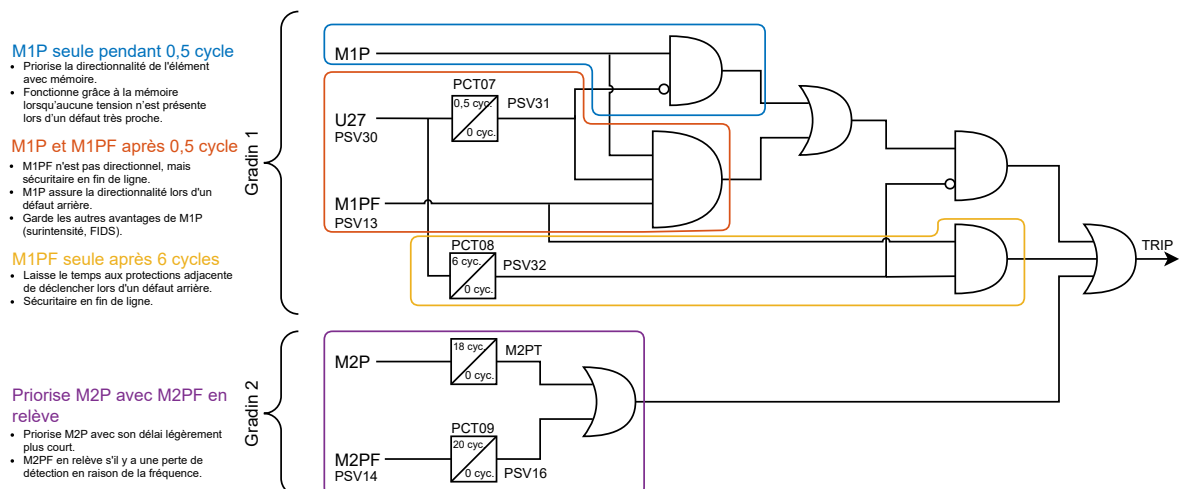


FIGURE 7.5 – Logique pour le signal de déclenchement

En ce qui concerne le signal de téléaccélération, on priorise l'élément conventionnel, tandis que l'élément auto-polarisé vient en relè après un court délai. Toutefois, selon les résultats présentés à la section 7.2.1, l'élément conventionnel semble être suffisant pour assurer une téléaccélération rapide.

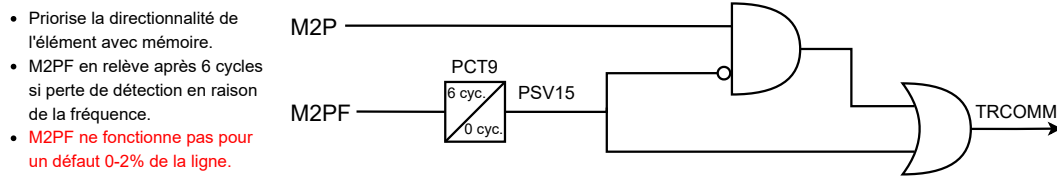


FIGURE 7.6 – Logique pour le signal de téléaccélération

7.4.2 Résultats et analyse

Le **tableau 7.13** présente les résultats obtenus avec les 700 courts-circuits, avec l'ajout des éléments autopolarisés et la logique de déclenchement. L'encadré bleu représente les raisons de mauvaises opérations à l'étude. Les essais pratiques ont été réalisés sans téléprotection.

TABLEAU 7.13 – Pourcentage d'occurrence de chacune des situations survenues lors des essais avec les éléments autopolarisés

		L_MLO		L_BDS		L_1601		L_1603		L_VDK	
		Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2
Fonctionnement correct		80%	85%	100%	66%	94%	90%	90%	77%	90%	61%
Fonctionnement incorrect		20%	15%	0%	34%	6%	10%	10%	23%	10%	39%
Raisons des mauvais fonctionnements	Courant trop faible (courant de phase)	0%	2%	0%	15%	0%	0%	0%	13%	0%	0%
	Courant trop faible (prot. côté parc activée)	0%	1%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Courant trop faible (courant de terre)	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Impédance mesurée en dehors de la zone de prot.	0%	11%	0%	9%	6%	10%	10%	7%	10%	10%
	Mauvaise identification du type de défaut	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	21%
	Blocage de directionnalité (I2 trop faible)	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%
	Blocage de directionnalité (identification arrière)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%
	Mauvaise identification d'une phase ouverte	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Mauvaise polarisation (variation de fréquence)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Mesure se déplace (variation de fréquence)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	0%	0%

Tout d'abord, les résultats pratiques obtenus montrent une nette amélioration pour les relais 2 des lignes L_MLO, L_BDS et L_1603 en ce qui concerne les mauvaises opérations liées à la polarisation des éléments de distance. En effet, aucune mauvaise opération de ce genre n'est survenue, ce qui a fait chuter les taux de mauvaises opérations respectivement de 38% à 15%, de 49% à 34% et de 42% à 23%. De plus, Les raisons des mauvaises opérations restantes sont principalement dues à une contribution de courant trop faible (sections 7.5 et 7.8) et à une impédance mesurée en dehors des zones de supervision (section 7.3).

Ensuite, ces essais confirment que les caractéristiques autopolarisées et la logique de déclenchement conçue permettent une meilleure sécurité en présence de SERMO, où l'on observe une forte variation de fréquence en court-circuit, et ne semblent pas avoir entraîné de défis supplémentaires importants.

En conclusion, l'un des grands avantages de cette nouvelle solution vient de l'utilisation de la programmation interne des relais de protection. En effet, celle-ci n'engendre aucun coût supplémentaire et peut être ajoutée aux installations actuelles par une simple mise à jour de la programmation.

Toutefois, la fiabilité lors d'un défaut arrière, avec et sans téléprotection, reste à déterminer. Par ailleurs, davantage d'essais sur des réseaux présentant des topologies et des SERMO variées pourraient être pertinents afin de valider la robustesse de ce système de protection.

7.5 Résistance de mise à la terre et couplage YNyn des transformateurs

7.5.1 Mise en contexte et solutions proposées

Dans la modélisation numérique réalisée, les postes de départ des parcs éoliens sont tous connectés au réseau de transport principal par des transformateurs YNd. Le côté étoile des transformateurs est relié au réseau et le côté triangle aux réseaux collecteurs des sources de production. Le neutre des transformateurs est effectivement mis à la terre afin de limiter les surtensions. Ces types de transformateurs agissent comme des sources de courant homopolaire et vont réduire la contribution au courant de terre de la source en amont (section 6.2). Bien que ce défi de protection ne soit pas lié à la contribution non conventionnelle des SERMO, mais plutôt à la topologie même du réseau, cette situation pourrait survenir davantage dans un réseau présentant un fort taux d'énergie distribuée.

Lors des essais pratiques réalisés sur la ligne L_MLO, il a été démontré que les deux grands transformateurs des parcs éoliens Mont Louis et Gros-Morne réduisent la contribution du réseau principal au courant homopolaire lors d'un défaut à la terre. Ainsi, pour un défaut éloigné du relais 1 (côté réseau), le courant de terre restait en dessous du seuil minimal pour opérer.

Plusieurs solutions permettraient de résoudre ce défi. Premièrement, inclure des impédances de mise à la terre (MALT) dans le neutre des transformateurs principaux des parcs éoliens permettrait d'augmenter l'impédance homopolaire en amont du défaut et ainsi d'augmenter la contribution au courant de terre par le réseau principal. Une seconde solution serait d'utiliser des couplages YNyn pour les parcs éoliens afin de supprimer complètement l'effet des sources de courant homopolaire. Une troisième solution consisterait à utiliser des transformateurs de courant avec une plus grande sensibilité. Les deux premières méthodes, qui sont des modifications majeures du réseau électrique, sont présentées dans cette section. La troisième est abordée et validée expérimentalement à la section 7.7.

7.5.2 Résultats ciblés et analyse

La première solution consistait à ajouter des impédances de mise à la terre dans le neutre du côté étoile des transformateurs principaux des postes de départ des parcs Mont-Louis et Gros-Morne. Les valeurs des impédances ajoutées ont été ajustées manuellement afin d'obtenir un courant de terre suffisant, tout en limitant les surtensions sur les phases saines lors d'un défaut. Selon la norme IEEE Std C62.92.5-2020 [121], la surtension phase-terre temporaire maximale en cas de défaut à la terre ne doit pas dépasser 80% de la tension de ligne, ce qui correspond à environ 140% de sa valeur nominale.

Pour la seconde méthode, il suffisait de modifier le couplage des transformateurs. Étant alimentées par des éoliennes de type 3, celles-ci peuvent contribuer au courant homopolaire par leur machine asynchrone. Dans le cas des SERMO entièrement contrôlées, sans contribution homopolaire, un troisième enroulement en triangle ou un transformateur zigzag pourrait être ajouté afin d'agir en source de courant homopolaire [121]. Toutefois, son impédance devra être ajustée afin de ne pas recréer le problème initial.

Tout d'abord, les **tableaux 7.14** et **7.15** présentent quelques essais pratiques ciblés d'opération des relais avec la charge hivernale, pour différents niveaux de fonctionnement des parcs éoliens, en tenant compte des modifications au réseau suggérées précédemment. Comme attendu, une amélioration des performances du relais 1, alimenté par le réseau fort, est observée.

TABEAU 7.14 – Fonctionnement du relais 1 lors des essais ciblés pour l'augmentation du courant de terre

Relais 1	Protection initiale			Résistance MALT			Couplage YNyn		
	10%	40%	80%	10%	40%	80%	10%	40%	80%
D_LG	O	O	O	O	O	O	O	O	O
D_LG30	O	O	O	O	O	O	O	O	O
F_LG	X	X	X	O	O	O	O	O	O
F_LG30	X	X	X	O	O	O	O	O	O

Légende

Fonctionnement correct
Fonctionnement incorrect

O
X

TABEAU 7.15 – Fonctionnement du relais 2 lors des essais ciblés pour l’augmentation du courant de terre

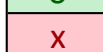
Relais 2	Protection initiale			Résistance MALT			Couplage YY avec ZZ		
	10%	40%	80%	10%	40%	80%	10%	40%	80%
D_LG	X	O	X	X	O	X	X	O	X
D_LG30	X	X	X	X	X	X	X	X	X
F_LG	O	O	O	O	O	O	O	O	O
F_LG30	O	O	O	O	O	O	O	O	O

Légende

Fonctionnement correct



Fonctionnement incorrect



Ensuite, les **tableaux 7.16** et **7.17** confirment que les causes des mauvaises opérations restantes n’ont pas été affectées par la modification du réseau et que les modifications n’ont pas entraîné de nouveaux défis.

TABEAU 7.16 – Raisons d’opération du relais 1 lors des essais pour l’augmentation du courant de terre

Relais 1	Protection initiale			Résistance MALT			Couplage YNyn		
	10%	40%	80%	10%	40%	80%	10%	40%	80%
D_LG	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok
D_LG30	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok
F_LG	IG < 0.1 Inom	IG < 0.1 Inom	IG < 0.1 Inom	ok	ok	ok	ok	ok	ok
F_LG30	IG < 0.1 Inom	IG < 0.1 Inom	IG < 0.1 Inom	ok	ok	ok	ok	ok	ok

TABEAU 7.17 – Raisons d’opération du relais 2 lors des essais pour l’augmentation du courant de terre

Relais 2	Protection initiale			Résistance MALT			Couplage YNyn		
	10%	40%	80%	10%	40%	80%	10%	40%	80%
D_LG	I2 trop faible	ok	Mauv. Pol.	I2 trop faible	ok	Mauv. Pol.	I2 trop faible	ok	Mauv. Pol.
D_LG30	Dehors Caract.	Dehors Caract.	Dehors Caract.	Dehors Caract.	Dehors Caract.	Dehors Caract.	Dehors Caract.	Dehors Caract.	Dehors Caract.
F_LG	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok
F_LG30	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok

Finalement, les **tableaux 7.18** et **7.19** présentent les validations de surtension temporaire inférieure à 140% aux deux extrémités de la ligne.

TABLEAU 7.18 – Validation de surtension au relais 1 - tension maximale

Relais 1	Protection initiale			Résistance MALT			Couplage YNyn		
	10%	40%	80%	10%	40%	80%	10%	40%	80%
D_LG	101%	105%	106%	103%	104%	122%	105%	102%	103%
D_LG30	101%	103%	105%	106%	106%	106%	106%	104%	103%
F_LG	100%	101%	105%	100%	100%	104%	102%	100%	103%
F_LG30	100%	100%	105%	100%	100%	104%	102%	100%	103%

TABLEAU 7.19 – Validation de surtension au relais 2 - tension maximale

Relais 2	Protection initiale			Résistance MALT			Couplage YNyn		
	10%	40%	80%	10%	40%	80%	10%	40%	80%
D_LG	101%	103%	109%	103%	104%	112%	105%	103%	108%
D_LG30	101%	103%	109%	102%	104%	109%	105%	103%	108%
F_LG	102%	105%	109%	108%	112%	114%	112%	104%	108%
F_LG30	101%	105%	109%	109%	113%	117%	113%	104%	108%

Ainsi, les deux modifications techniques proposées permettent d’améliorer les performances des protections de distance pour les défauts à la terre lorsque la contribution au courant homopolaire est trop faible. De plus, lors des essais pratiques, les solutions proposées n’ont pas entraîné de problèmes supplémentaires, et les surtensions temporaires sur les phases saines respectent la norme IEEE Std C62.92.5-2020 [121].

Finalement, il est important de rappeler que ce défi de protection n’est pas causé par la contribution non conventionnelle des SERMO, mais plutôt par la topologie même du réseau. Toutefois, il est évident qu’il pourrait survenir plus fréquemment dans un réseau où la part d’énergie distribuée est de plus en plus élevée.

7.6 Mode de contrôle à séquences découplées du convertisseur côté réseau

La prochaine section présente une seconde modification apportée à d'autres parties du réseau électrique afin d'améliorer les protections actuelles. Celle-ci vise principalement à aider les éléments de protection fonctionnant avec une contribution de courant à séquence inverse, en intégrant une telle contribution à partir du système de contrôle du convertisseur côté réseau (« *Grid Side Controller* », GSC).

7.6.1 Mise en contexte et solution proposée

Les exigences de raccordement d'Hydro-Québec donnent peu d'indications quant à l'injection de courant à séquence inverse en cas de défaut. Toutefois, celui-ci exige : « *que soit produite une démonstration par le producteur de l'obtention d'un régime de neutre effectivement mis à la terre par la contribution suffisante en courant de composante inverse d'une centrale utilisant des SERMO pour des situations telles que des défauts et des îlots* » [11]. Cette démonstration est réalisée à l'annexe A.

D'autres par, la norme IEEE 2800-2022 [12] suggère pour les défauts déséquilibrés une injection de courants réactifs de séquence directe ainsi que des courants de séquence inverse, mais aucune valeur ou seuil minimal ne sont spécifiés. Toutefois, il est mentionné que l'approche couramment utilisée consiste à définir une relation entre la variation de tension aux bornes de l'unité SERMO et le courant réactif requis, comme le prévoit par exemple la norme allemande VDE-AR-N-4120 [122].

Le mode de contrôle du convertisseur côté réseau est typiquement à séquences couplées (« *Coupled Sequence Control* », CSC) [54, 85, 123, 124]. En situation normale, le contrôleur donne la priorité au courant actif et, en cas de défaut, celui-ci va plutôt prioriser le courant réactif afin de soutenir la tension [12]. Idéalement, le contrôleur à séquences couplées ne devrait pas injecter de courants de séquence négative sur le réseau pendant des conditions de charges déséquilibrées ou de défaut [85]. De plus, puisqu'aucune mise à la terre n'est présente sur le convertisseur d'électronique de puissance, la composante homopolaire devrait également être nulle durant un défaut incluant la terre. Ainsi, sans

ces deux contributions, il est attendu que la source SERMO injecte trois courants équilibrés sur le réseau, et ce, peu importe le type de déséquilibre.

Cependant, l'un des effets de ce mode de contrôle est d'introduire des harmoniques de tension de second rang au niveau du lien à courant continu ainsi qu'au niveau de la puissance active produite. Toutefois, il est possible de réduire, voire d'annuler, les oscillations de puissance de deuxième harmonique dans le lien à courant continu lors d'un déséquilibre sur le réseau. La technique généralement utilisée consiste à contrôler indépendamment les composantes actives et réactives des séquences directe (i_d^+, i_q^+) et inverse (i_d^-, i_q^-) du convertisseur côté réseau [85, 124].

Le logiciel EMTP propose deux de ces techniques à séquences découplées (« *Decoupled Sequence Control* », DSC).

- La première technique cherche à injecter un courant de séquence inverse dans le but d'annuler les harmoniques de rang deux dans le lien à courant continu, sans injection particulière de courant réactif.
- La seconde technique est conforme au règlement technique allemand VDE-AR-N 4120 [122], qui impose l'injection d'un courant réactif de séquence inverse en fonction de la variation de la tension de séquence inverse [85]. L'objectif est alors de réduire cette tension en absorbant de la puissance réactive de séquence inverse.

Pour la seconde méthode, pendant le fonctionnement en tenue à basse tension (« *Low Voltage Ride Through* », LVRT), le courant réactif de séquence inverse injecté est proportionnel à la tension de séquence inverse. La consigne de courant actif de séquence directe est générée par le régulateur de tension du lien à courant continu, car il n'y a pas d'échange de puissance active en séquence inverse. En fonctionnement normal, le contrôleur donne la priorité au courant actif de séquence directe. En revanche, en mode LVRT, le contrôleur donne la priorité au courant réactif, en inversant les limites de courant sur les axes d et q du référentiel d, q [124]. Comme les quatre courants i_d^+ , i_q^+ , i_d^- et i_q^- sont contrôlés, le contrôleur est composé de quatre régulateurs PI et nécessite la mesure des courants de

séquence du côté réseau. La méthode utilisée pour cette extraction consiste à combiner un filtre passe-bas (FPB) avec une transformation de Park à double fréquence du réseau (100 Hz ou 120 Hz), afin de générer le signal oscillant [124] (**figure 7.7**). Bien que l'étude des modes de contrôle dépasse le cadre de cette recherche, les références suivantes peuvent néanmoins fournir des éléments complémentaires pertinents [31, 36, 54, 85, 123–125].

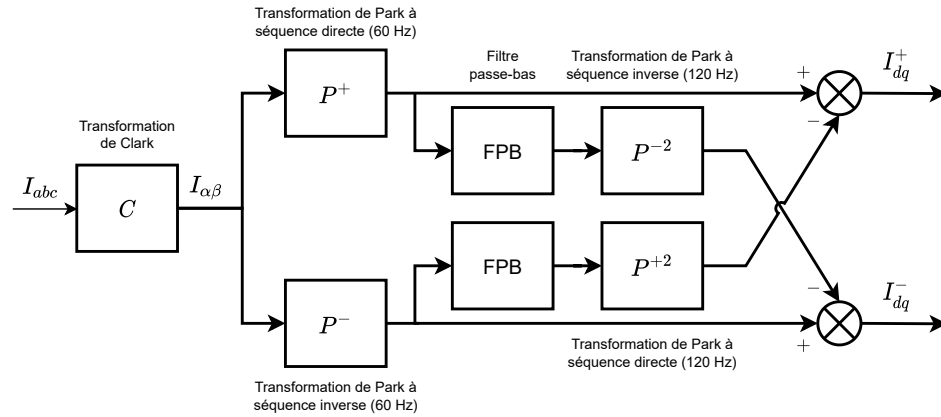


FIGURE 7.7 – Extraction des séquences par méthode de découplage [124]

Au niveau des protections de ligne, il a été observé au chapitre 5 que la contribution non conventionnelle de la séquence inverse peut empêcher les protections de distance de fonctionner adéquatement. On a observé, à quelques occasions, un blocage des protections dû à un courant de séquence inverse trop faible, mais principalement des blocages liés à une mauvaise identification du type de défaut, ainsi qu'à une erreur dans la détermination de la directionnalité, causée par la mesure d'impédance de séquence inverse. Finalement, étant donné que les difficultés liées à la séquence inverse sont survenues principalement en raison de la contribution du parc éolien de type 4 alimentant la ligne L_VDK. Il a été décidé d'utiliser le second mode de contrôle à séquences découplées uniquement sur le parc Vents-du-Kempt.

7.6.2 Résultats et analyse

Le **tableau 7.20** présente les essais pratiques réalisés sur la ligne Vents-du-Kempt avec les modes de contrôle à séquences couplées (CSC) et découplées (DSC) du convertisseur côté réseau. Ces essais visaient à corriger les situations présentées dans l'encadré bleu.

TABLEAU 7.20 – Comparaison des essais de la ligne Vents-du-Kempt avec les modes de contrôle à séquences couplées (CSC) et découplées (DSC)

		L_VDK (CSC)		L_VDK (DSC)	
		Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2
Fonctionnement correct		90%	53%	90%	75%
Fonctionnement incorrect		10%	47%	10%	25%
Raisons des mauvais fonctionnements	Courant trop faible (courant de phase)	0%	0%	0%	0%
	Courant trop faible (prot. côté parc activée)	0%	0%	0%	8%
	Impédance mesurée en dehors de la zone de prot.	10%	10%	10%	10%
	Mauvaise identification du type de défaut	0%	20%	0%	0%
	Blocage de directionnalité (I2 trop faible)	0%	4%	0%	7%
	Blocage de directionnalité (identification arrière)	0%	13%	0%	0%
	Mauvaise polarisation (variation de fréquence)	0%	0%	0%	0%

Les résultats obtenus montrent que l'injection de courant de séquences inverses renforce nettement le système de protection. Pour la ligne L_VDK, une amélioration de 22% a été obtenue par rapport aux essais initiaux effectués avec le contrôle à séquences couplées.

Tout d'abord, on a obtenu une correction complète de l'identification du type de défaut et de sa directionnalité par la mesure de l'impédance de séquence inverse. Toutefois, lorsque la source est de faible puissance ou lorsqu'il y a une génération limitée, l'impact de cette amélioration demeure restreint. En effet, un blocage demeure en raison d'un courant de séquence inverse insuffisant.

Ensuite, dans certaines situations de défaut triphasé près du relais 2, où la tension résiduelle est pratiquement nulle, la protection des convertisseurs s'enclenche avant celle de la ligne. Le blocage des onduleurs compromet alors la sélectivité des systèmes de protection de la ligne. Toutefois, cette protection reste conforme aux exigences de raccordement d'Hydro-Québec [11].

Ainsi, il a été montré par des essais pratiques que le contrôle à séquences découplées apporte une réelle valeur ajoutée en termes d'identification et de directionnalité, améliorant ainsi les systèmes de protection. Des précisions quant à l'injection de puissance réactive à séquence inverse pourraient être ajoutées aux exigences de raccordement d'Hydro-Québec afin d'améliorer la sécurité et la fiabilité des systèmes de protection.

7.7 Ajout d'une seconde protection plus sensible

La présente section aborde une troisième modification apportée à d'autres éléments du réseau électrique afin d'améliorer les protections actuelles. Celle-ci vise à renforcer le fonctionnement des relais lorsque la génération est faible, par exemple lorsque peu d'éoliennes sont en service. Cette modification permet d'améliorer les situations suivantes :

- Puissance de court-circuit trop faible (courant inférieur à 10% du courant nominal);
- Blocage de la directionnalité (courant de séquence inverse inférieur à 10% du courant nominal);
- Détection involontaire d'une phase ouverte.

7.7.1 Mise en contexte et solution proposée

Lors de la sélection des transformateurs de courant (TC), il est nécessaire d'avoir un ratio de transformation suffisamment élevé afin d'éviter la saturation du noyau magnétique. En effet, lorsque le noyau magnétique est saturé sous l'effet d'un courant de défaut élevé, il n'est plus en mesure de reproduire un courant proportionnel au secondaire du transformateur (**figure 7.8**). L'ajustement des transformateurs de courant est donc difficile lorsque la contribution au courant de défaut peut être à la fois très élevée (réseau) ou très faible (SERMO).

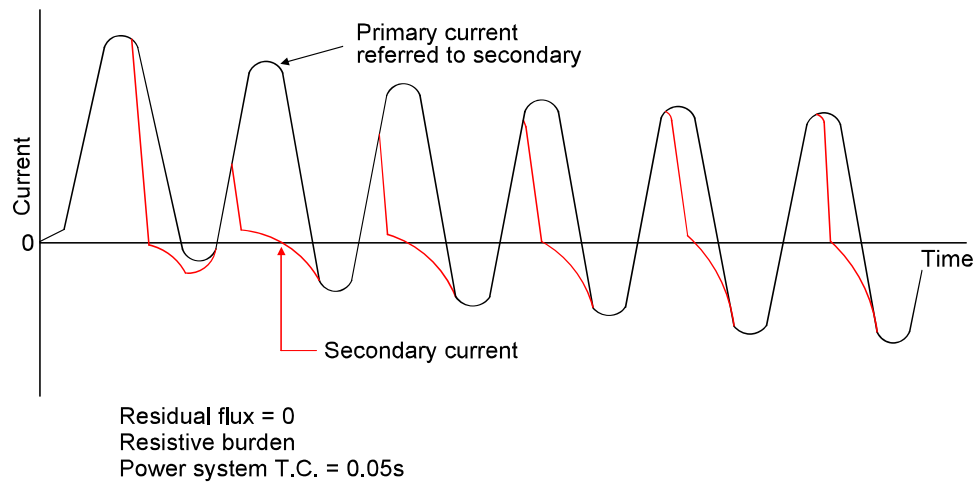


FIGURE 7.8 – Saturation d'un transformateur de courant [63]

La solution proposée dans cette recherche est de doubler l'équipement de protection du côté source faible (relais 2) afin d'augmenter la sensibilité du système de protection. Pour cela, il faut ajouter un second transformateur de courant avec un ratio plus faible et un second relais de protection. Les rapports de transformation des transformateurs de courant utilisés dans ce travail sont résumés dans le **tableau 7.21**.

TABLEAU 7.21 – Rapports de transformation sélectionnés pour une les protection avec des sensibilités accrues

	L_MLO	L_BDS	L_1601	L_1603	L_VDK
Grand TC	400	400	200	200	200
Petit TC	100	50	50	50	50

7.7.2 Résultats ciblés et analyse

Les tableaux suivants présentent des résultats ciblés du relais 2 pour des courts-circuits en début (D) et en fin de ligne (F), pour différents taux d'intégration. Pour ce relais situé en fin de ligne, un bon fonctionnement correspond à l'activation du deuxième gradin lors d'un défaut en début de ligne et du premier gradin lors d'un défaut en fin de ligne.

TABEAU 7.22 – Résultats ciblés initiaux avec la protection de base

	L_MLO		L_BDS			L_1603		L_VDK_CSC			L_VDK_DSC		
	10%	20%	10%	40%	70%	10%	80%	10%	20%	30%	10%	20%	30%
D_3L	X	n/a	X	n/a	n/a	X	n/a	n/a	n/a	n/a	X	X	X
D_LG	X	n/a	n/a	n/a	n/a	X	X	n/a	n/a	n/a	X	n/a	n/a
D_LG30	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
D_LL	X	X	X	X	X	X	n/a	X	X	X	X	n/a	n/a
D_LLГ	X	X	X	X	n/a	X	n/a	n/a	n/a	n/a	X	n/a	n/a
F_3L	n/a	n/a	X	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	X	n/a	n/a
F_LG	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
F_LG30	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
F_LL	X	n/a	X	n/a	n/a	n/a	n/a	X	n/a	X	X	n/a	n/a
F_LLГ	n/a	n/a	X	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	X	n/a	n/a

Légende

Fonctionnement correct

O

Fonctionnement incorrect

X

TABEAU 7.23 – Résultats ciblés avec l'ajout de la protection plus sensible

	L_MLO		L_BDS			L_1603		L_VDK_CSC			L_VDK_DSC		
	10%	20%	10%	40%	70%	10%	80%	10%	20%	30%	10%	20%	30%
D_3L	X	n/a	X	n/a	n/a	X	n/a	n/a	n/a	n/a	X	X	X
D_LG	O	n/a	n/a	n/a	n/a	O	O	n/a	n/a	n/a	X	n/a	n/a
D_LG30	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
D_LL	O	O	O	O	O	O	n/a	X	X	X	O	n/a	n/a
D_LLГ	O	O	O	X	n/a	O	n/a	n/a	n/a	n/a	O	n/a	n/a
F_3L	n/a	n/a	O	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	O	n/a	n/a
F_LG	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
F_LG30	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
F_LL	O	n/a	O	n/a	n/a	n/a	n/a	X	n/a	X	O	n/a	n/a
F_LLГ	n/a	n/a	O	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	O	n/a	n/a

Légende

Fonctionnement correct

O

Fonctionnement incorrect

X

TABLEAU 7.24 – Raisons des mauvaises opérations avec la protection de base initiale

	L_MLO		L_BDS			L_1603		L_VDK_CSC			L_VDK_DSC		
	10%	20%	10%	40%	70%	10%	80%	10%	20%	30%	10%	20%	30%
D_3L	lcc <0.1 Inom	n/a	LVRT	n/a	n/a	lcc <0.1 Inom	n/a	n/a	n/a	n/a	LVRT	LVRT	LVRT
D_LG	I2 trop faible	n/a	n/a	n/a	n/a	lcc <0.1 Inom	lcc <0.1 Inom	n/a	n/a	n/a	I2 trop faible	n/a	n/a
D_LG30	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
D_LL	LOPHx	LOPHx	lcc <0.1 Inom	LOPHx	LOPHx	lcc <0.1 Inom	n/a	I2 trop faible	Direct. Arrière	Direct. Arrière	I2 trop faible	n/a	n/a
D_LLGL	lcc <0.1 Inom	LOPHx	lcc <0.1 Inom	I2 trop faible	n/a	lcc <0.1 Inom	n/a	n/a	n/a	n/a	I2 trop faible	n/a	n/a
F_3L	n/a	n/a	LVRT	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	LVRT	n/a	n/a
F_LG	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
F_LG30	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
F_LL	LOPHx	n/a	lcc <0.1 Inom	n/a	n/a	n/a	n/a	I2 trop faible	n/a	Direct. Arrière	I2 trop faible	n/a	n/a
F_LLGL	n/a	n/a	lcc <0.1 Inom	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	I2 trop faible	n/a	n/a

TABLEAU 7.25 – Raisons des mauvaises opérations avec l'ajout de la protection plus sensible

	L_MLO		L_BDS			L_1603		L_VDK_CSC			L_VDK_DSC		
	10%	20%	10%	40%	70%	10%	80%	10%	20%	30%	10%	20%	30%
D_3L	Mauv. Pol.	n/a	LVRT	n/a	n/a	Direct. Arrière	n/a	n/a	n/a	n/a	LVRT	LVRT	LVRT
D_LG	ok	n/a	n/a	n/a	n/a	ok	ok	n/a	n/a	n/a	I2 trop faible	n/a	n/a
D_LG30	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
D_LL	ok	ok	ok	ok	ok	ok	n/a	Direct. Arrière	Direct. Arrière	Direct. Arrière	ok	n/a	n/a
D_LLGL	ok	ok	ok	Mauv. Pol.	n/a	ok	n/a	n/a	n/a	n/a	ok	n/a	n/a
F_3L	n/a	n/a	ok	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	ok	n/a	n/a
F_LG	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
F_LG30	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
F_LL	ok	n/a	ok	n/a	n/a	n/a	n/a	Direct. Arrière	n/a	Direct. Arrière	ok	n/a	n/a
F_LLGL	n/a	n/a	ok	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	ok	n/a	n/a

Selon les essais pratiques réalisés, on peut confirmer que l'ajout de l'équipement de protection, visant une plus grande sensibilité, permet d'améliorer plusieurs situations problématiques : faibles puissances de court-circuit, blocages de la directionnalité dus à un courant de séquence inverse insuffisant, ou encore le blocage lors d'une détection involontaire de phase ouverte (LOPHx). Les mauvaises opérations restantes sont principalement liées à une mauvaise polarisation (section 7.4) ou à une mauvaise identification de la directionnalité en raison d'une séquence inverse non conventionnelle (section 7.6). Cette amélioration nécessite toutefois l'ajout d'un second transformateur de courant et d'un second relais, donc des coûts supplémentaires à l'installation.

L'utilisation de transformateurs de courant optiques peut également constituer une solution envisageable dans cette situation, car leurs performances ne sont pas altérées par les mêmes effets de saturation [126]. En effet, les capteurs optiques doivent être compensés numériquement afin d'éliminer les effets de distorsion. La compensation risque d'être plus complexe à réaliser lorsque la contribution aux courants de défaut n'est plus sinusoïdale. Cette approche est donc laissée pour des travaux futurs.

7.8 Application combinée des stratégies de protection proposées

Pour cette dernière section portant sur les essais pratiques réalisés, une combinaison de plusieurs des stratégies de protection proposées précédemment dans ce chapitre a été validée simultanément, afin de s'assurer qu'elles n'entrent pas en conflit les unes avec les autres.

Seule la téléprotection n'a pas été intégrée, principalement parce que les relais doivent pouvoir assurer une protection de manière indépendante en cas de défaillance du signal de télécommunication. De plus, il a déjà été démontré que la téléaccélération corrigeait pratiquement entièrement les mauvaises opérations des relais avec la protection de base initiale. Ce faisant, les techniques mises en œuvre sont les suivantes :

- Ajout des éléments de terre QUAD afin d'améliorer la réponse des relais vis-à-vis des défauts monophasés impédants ;
- Ajout d'éléments de phase MHO autopolarisés pour les relais 2 afin d'améliorer les performances lors des variations de fréquence des SERMO ;
- Ajout d'impédances de mise à la terre dans les neutres des transformateurs des parcs éoliens Mont-Louis et Baie-des-Sables afin d'augmenter la contribution au courant de terre venant du réseau principal ;
- Utilisation du contrôle à séquences découplées pour les onduleurs du parc éolien Vent-du-Kempt afin d'améliorer la détection de la directionnalité et l'identification du type de défaut par le relais 2 de la ligne L_VDK ;
- Ajout d'une protection plus sensible du côté faible des lignes L_MLO, L_BDS, L_1603 et L_VDK afin d'améliorer le fonctionnement des relais 2 en cas de faible contribution des SERMO.

Pour ces essais, les 700 courts-circuits réalisés au chapitre 5 ont été utilisés afin de valider les performances des relais. Les tableaux suivants donnent les taux de réussite des différentes lignes selon le type de défaut et les pourcentages d'occurrence des raisons d'opérations.

TABEAU 7.26 – Taux de réussite du gradin 1 instantané selon le type de défaut

	L_MLO		L_BDS		L_1601		L_1603		L_VDK	
	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3L	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
LG	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
LG30	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
LL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
LLG	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

TABEAU 7.27 – Taux de réussite du gradin 2 temporisé selon le type de défaut

	L_MLO		L_BDS		L_1601		L_1603		L_VDK	
	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2
Total	100%	93%	100%	96%	100%	100%	100%	100%	100%	66%
3L	100%	79%	100%	86%	100%	100%	100%	100%	100%	43%
LG	100%	93%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	86%
LG30	100%	93%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%
LL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
LLG	100%	100%	100%	93%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

TABEAU 7.28 – Pourcentage d’occurrence de chacune des situations lors des essais combinés

	L_MLO		L_BDS		L_1601		L_1603		L_VDK	
	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2	Relais 1	Relais 2
<i>Fonctionnement correct</i>	100%	99%	100%	96%	100%	100%	100%	100%	100%	83%
<i>Fonctionnement incorrect</i>	0%	1%	0%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	17%
<i>Raisons des mauvais fonctionnements</i>	<i>Courant trop faible (courant de phase)</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	<i>Courant trop faible (prot. côté parc activée)</i>	0%	1%	0%	4%	0%	0%	0%	0%	6%
	<i>Courant trop faible (courant de terre)</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	<i>Impédance mesurée en dehors de la zone de prot.</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%
	<i>Mauvaise identification du type de défaut</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	<i>Blocage de directionnalité (I2 trop faible)</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
	<i>Blocage de directionnalité (identification arrière)</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	<i>Mauvaise identification d'une phase ouverte</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	<i>Mauvaise polarisation (variation de fréquence)</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

De ces résultats, on observe une nette amélioration pour chacun des relais par rapport aux résultats initiaux obtenus avec la protection de base. Les solutions proposées ont permis aux relais d’opérer adéquatement pour la quasi-totalité des 700 courts-circuits à l’étude. Les quelques mauvaises opérations restantes sont principalement des non-déclenchements, causés soit par un aveuglement de la mesure d’impédance dans le cas d’un défaut résistif alimenté par une source faible, soit par une contribution trop faible des SERMO après le déclenchement de leur protection interne.

Dans le premier cas, une protection alternative à la protection de distance s’avère nécessaire, par exemple une protection de surintensité ou une protection différentielle.

Dans le second cas, puisque les parcs éoliens ne fournissent plus de courant, les systèmes de protection de ligne ne peuvent pas opérer. Toutefois, cette absence de contribution de la part des SERMO réduit le risque de bris d’équipement. De plus, ce blocage temporaire des onduleurs respecte les exigences de raccordement d’Hydro-Québec, puisque la tension de la composante directe chute à 0,1 p.u. du côté haute tension du poste de départ [11].

7.9 Conclusion

En conclusion, ce chapitre a permis de corriger, dans sa quasi-totalité, les défis de protection identifiés au chapitre 5. L'originalité des stratégies proposées réside principalement dans leur faisabilité à court terme et dans leurs validations pratiques réalisées sur des relais de protection commerciaux. Les résultats présentés dans ce chapitre ont également été publiés dans [127].

Tout d'abord, il a été démontré que l'ajout de la téléaccélération avec dépassement, combinée à la détection de source faible et le retour ECHO et sa conversion d'ECHO, améliore significativement les performances des systèmes de protection du côté des sources SERMO. En revanche, le téléblocage n'a pas offert des performances aussi avantageuses. Ainsi, la première méthode est à privilégier. De plus, étant donné les bonnes performances initiales obtenues par les relais du côté fort des lignes étudiées, la mise en œuvre d'une permission sur un seul côté, permettant à l'exploitant du réseau d'assister le côté du producteur privé, pourrait constituer une solution envisageable, bien qu'actuellement peu courante.

Ensuite, comme prévu, les éléments QUAD ont permis d'améliorer la détection des défauts impédants. Une méthodologie simple et originale a également été proposée pour ajuster les seuils en présence de sources SERMO où la mesure d'impédance est fortement aveuglée. Bien que les performances aient été nettement améliorées, l'aveuglement important observé lorsque la mesure est alimentée par une source SERMO entièrement contrôlée peut demeurer trop important par rapport à la zone de retenue de la charge. Une protection alternative aux protections de distance sera donc nécessaire pour garantir la sécurité face à tous les types de défauts. **Ces deux propositions viennent ainsi compléter le sous-objectif 3a.**

Par la suite, une nouvelle stratégie de protection a été développée. Basée sur les éléments autopolarisés non directionnels et insensibles aux variations de fréquence proposés par [27], cette nouvelle approche se distingue par une logique de conditionnement des éléments conventionnels à l'aide de

minuteries. Cela simplifie considérablement la mise en œuvre de la stratégie de [27]. Cette stratégie a été validée expérimentalement, démontrant son bon fonctionnement. Par ailleurs, outre sa fiabilité, deux autres avantages sont qu'elle ne requiert aucun coût additionnel à l'installation et qu'elle peut être implantée sur des relais existants par une simple mise à jour de leur programmation interne. **Cette stratégie adaptée aux SERMO permet ainsi de compléter le sous-objectif 3b.**

Enfin, trois modifications techniques apportées au réseau ont été proposées pour accompagner l'intégration des SERMO. La première vise à compenser l'effet de certaines topologies introduites par les transformateurs YNd des parcs éoliens, qui réduisent la contribution au courant de terre par le réseau. L'ajout des résistances de MALT a permis de corriger ce problème. Bien que cette situation ne soit pas directement causée par les SERMO, l'augmentation des sources décentralisées dans le réseau accroît la présence de ce type de configuration.

La deuxième modification concerne l'utilisation du mode de contrôle à séquences découplées pour les onduleurs des SERMO de type 4. Cette approche augmente la composante de courant de séquence inverse, ce qui améliore l'identification du type de défaut et de sa directionnalité. Les essais pratiques ont démontré l'importance de cette contribution. Bien que les normes IEEE 2800-2022 [12] et VDE-AR-N-4120 [122] la recommandent, les exigences actuelles d'Hydro-Québec [11] donnent peu d'indications quant à l'injection de courant à séquence inverse en cas de défaut. Une mise à jour de ces exigences semble donc nécessaire.

Enfin, la troisième modification consiste à ajouter une seconde protection, plus sensible. Celle-ci permet de détecter les très faibles contributions des SERMO en période de faible production. La première protection, quant à elle, demeure responsable des situations à forte contribution, notamment lors des défauts arrière où le relais mesure principalement la contribution du réseau principal. Bien que cette solution ait montré d'excellentes performances, elle nécessite l'ajout d'un équipement supplémentaire. **Ces trois modifications au réseau permettent ainsi de compléter le sous-objectif 3c.**

CHAPITRE 8

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Ce dernier chapitre présente la conclusion générale des travaux réalisés dans le cadre de cette thèse, ainsi que les recommandations pratiques découlant des résultats obtenus. Il propose enfin plusieurs pistes de recherche pour la poursuite des travaux dans le domaine de la protection des réseaux électriques modernes à forte pénétration de sources d'énergie renouvelable raccordées au moyen d'onduleurs.

8.1 Conclusion générale

L'objectif principal de ce projet de thèse était de contribuer à garantir la sécurité et la fiabilité des réseaux électriques modernes en s'assurant que leurs systèmes de protection demeurent efficaces face aux évolutions rapides imposées par la forte pénétration des sources d'énergie raccordées au moyen d'onduleurs. Au moment d'écrire cette thèse, cette thématique reste peu étudiée expérimentalement dans la littérature scientifique. L'originalité de cette recherche réside ainsi dans l'étude détaillée, à la fois théorique et pratique, des interactions entre ces nouvelles sources et les protections de distance, ainsi que dans la formulation et l'évaluation expérimentale de plusieurs améliorations concrètes visant à renforcer la performance des protections actuelles. Pour atteindre l'objectif général de ce travail, trois sous-objectifs avaient été établis et tous ont été atteints.

8.1.1 Sous-objectif 1 : Caractériser et modéliser avec précision le comportement d'un réseau électrique réel à forte pénétration d'énergie renouvelable non traditionnelle

Tout d'abord, afin d'atteindre le premier sous-objectif, le modèle numérique développé au chapitre 4 reproduit fidèlement le comportement d'un réseau réel. Le réseau de transport de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent a été choisi comme cas d'étude pour son réalisme.

Ce réseau a été reconstruit à partir de données publiques (lignes, charges, parcs éoliens) et complété par des hypothèses réalistes sur les impédances et les transformateurs. Le modèle final comprend 28 lignes, 21 parcs éoliens de type 3 et 4, ainsi que deux niveaux de charge. Les parcs éoliens y sont représentés par des modèles génériques, afin d'éviter la dépendance à des comportements transitoires propres à certains manufacturiers.

Les travaux réalisés dans cette thèse se sont concentrés sur les protections de ligne. Ainsi, des courts-circuits ont été réalisés à différents endroits stratégiques du modèle numérique afin d'en avoir une vue d'ensemble.

Enfin, les résultats obtenus lors des essais initiaux avec une protection de base ont été analysés théoriquement et validés expérimentalement aux chapitres 5 et 6. À partir de ces analyses, plusieurs observations peuvent être formulées.

Aveuglement lors d'un défaut impédant

Une analyse approfondie des éléments de terre MHO a été réalisée afin d'étudier l'effet d'aveuglement observé lorsque deux sources alimentent un défaut impédant à la terre. Les études théoriques ont montré que le facteur de compensation homopolaire améliore la couverture des éléments de terre par rapport à ceux de phase. Cette distinction entre les deux types d'éléments MHO n'est pas traitée, ou difficilement accessible, dans la littérature spécialisée. L'analyse a également révélé que la mesure

d'impédance de défaut, dont la contribution provient d'une source faible, peut être totalement aveuglée par une source plus forte en amont du défaut. L'injection de courant capacitif ou une déviation de phase liée à une variation de fréquence peut également influencer cet effet d'aveuglement. Ces phénomènes rendent l'opération des protections incertaine.

Divergence des courants de ligne lors d'un défaut biphasé

Une étude sur la divergence des courants de ligne lors d'un défaut biphasé a montré que cette situation ne correspond pas à ce qui est attendu avec une contribution conventionnelle. Cette thèse a permis de démontrer que, lors d'une variation de fréquence, phénomène principalement possible avec les sources SERMO en raison de leur faible inertie, un déphasage peut se produire entre les deux sources de part et d'autre du point de défaut. Ce déphasage entraîne alors une divergence des courants de ligne et peut, comme le montrent les résultats expérimentaux, conduire à une mauvaise identification d'une ligne ouverte. Finalement, il a été démontré que le phénomène de divergence des courants de ligne est maximal pour un déphasage de 60° , et que le courant de ligne peut passer de 50 % à 28,9 % du courant ligne-ligne des phases en défaut.

Divergence des courants de ligne lors d'un défaut biphasé-terre

Bien qu'il soit connu qu'une divergence entre les courants de ligne puisse survenir lors d'un défaut biphasé à la terre, aucune explication, ou du moins difficilement accessible, n'est présentée dans la littérature. Cette thèse a permis de démontrer analytiquement que cette différence de magnitude des courants de ligne provient du déphasage entre les impédances de séquence inverse et homopolaire.

8.1.2 Sous-objectif 2 : Déterminer expérimentalement les limites de performance des systèmes de protection actuels (protection de distance)

Ce second sous-objectif met en valeur l'originalité et une contribution significative du sujet de thèse. En effet, l'évaluation expérimentale des protections de distance en présence de sources raccordées au moyen d'onduleurs demeure encore peu documentée. Pour réaliser ce sous-objectif, un banc

d'essai intégrant des relais commerciaux a été conçu. Une protection de base a été testée sur cinq lignes aux topologies variées. En ajustant les paramètres des défauts, la production des parcs éoliens et les niveaux de charge, 700 courts-circuits ont été simulés. Ces simulations transitoires ont ensuite été converties en signaux analogiques et envoyées aux relais. L'analyse des rapports d'événements a permis d'identifier, de classer et de quantifier sept causes de mauvaises opérations, dont certaines sont peu ou pas abordées dans la littérature spécialisée.

Impact de l'écoulement de puissance

En plus des sept causes de mauvaises opérations identifiées, les résultats ont montré que l'écoulement de puissance, pour les deux niveaux de charge utilisés (estival et hivernal), n'a eu aucun impact significatif, si ce n'est une plus grande stabilité du modèle numérique lors d'un taux de production plus élevé.

Courant de court-circuit trop faible (phase ou terre)

Trois situations peuvent provoquer un blocage dû à un courant insuffisant. La première est une puissance de court-circuit trop faible, par exemple lors de périodes de faible production éolienne. La deuxième est le déclenchement d'une protection du côté du parc éolien avant celle de la ligne, comme le déclenchement de la protection de tenue à basse tension lors d'un affaissement prolongé. Enfin, un courant de terre insuffisant peut également empêcher le déclenchement de la protection de distance.

Impédance mesurée en dehors de la zone de protection (aveuglement)

Le relais mesurant la contribution d'une faible source SERMO peut être fortement aveuglé par la contribution du réseau lors d'un défaut impédant. Cet aveuglement peut entraîner un non-déclenchement si la mesure d'impédance est aveuglée jusqu'en dehors des caractéristiques de supervision.

Mauvaise identification du type de défaut

Les relais utilisés identifient le type de défaut à la terre en se basant sur le déphasage entre le courant de séquence inverse et le courant homopolaire. Les essais pratiques ont montré que, dans certains cas, cette logique peut conduire à une identification incorrecte, bloquant ou autorisant de manière inappropriée certains éléments de supervision. Ce phénomène résulte du comportement non conventionnel des sources SERMO entièrement contrôlées (éoliennes de type 4), dont le déphasage entre les courants de séquence diffère de celui des grandes machines synchrones et asynchrones classiques.

Blocage de la directionnalité (courant de séquence inverse trop faible)

Pour les relais commerciaux utilisés, la directionnalité des éléments de phase et de terre dépend de la magnitude du courant de séquence inverse. Les essais expérimentaux ont montré que, lorsque ce courant est trop faible, certains éléments peuvent perdre leur directionnalité, retardant ou empêchant le déclenchement attendu. Lors d'un court-circuit non symétrique, ce faible courant de séquence inverse résulte principalement du comportement non conventionnel des SERMO, qui limitent leur contribution et tendent à rester équilibrés.

Blocage de la directionnalité (identification d'un défaut arrière)

Les essais ont montré que la direction du défaut peut être incorrectement identifiée par les relais. Lorsqu'ils mesurent une impédance de séquence inverse positive, ils interprètent la situation comme un défaut arrière, alors qu'il s'agit en réalité d'un défaut en avant. Cette situation est principalement due au comportement non conventionnel des parcs éoliens de type 4 entièrement contrôlés, dont la contribution diffère de celle des grandes machines classiques.

Mauvaise identification d'une phase ouverte

Les essais ont montré que l'activation de l'élément de pôle ouvert (SPO/LOPHx), lors d'une mauvaise identification de ligne ouverte, peut provoquer un blocage temporaire des éléments de distance lors de défauts biphasés. Ce phénomène n'est pas documenté dans la littérature et résulte d'une chute du courant de ligne due à un déphasage provoqué par une variation de fréquence et de phase. L'analyse théorique et expérimentale présentée au chapitre 6 a permis de mieux comprendre les conditions d'activation de cet élément et d'expliquer les non-déclenchements observés.

Mauvaise polarisation (variation de fréquence)

Les essais pratiques ont montré que la polarisation par tension de séquence positive avec mémoire peut être affectée par les variations de fréquence propres aux sources SERMO. Ces variations provoquent un déplacement des caractéristiques de supervision, entraînant parfois des déclenchements involontaires ou une perte de supervision des éléments de distance. Une analyse expérimentale a permis de confirmer ce comportement. Au moment d'écrire cette thèse, ce phénomène demeure peu connu et peu documenté.

8.1.3 Sous-objectif 3 : Renforcer les systèmes de protection en proposant, à partir d'essais pratiques, des modifications techniques concrètes adaptées aux SERMO

Le troisième et dernier objectif visait à proposer et à valider expérimentalement des modifications ou des méthodes de protection adaptées au comportement non conventionnel des SERMO. Ces propositions contribuent ainsi à la sécurité et à la fiabilité des réseaux électriques modernes. Cet objectif a été divisé en trois catégories : améliorer les systèmes de protection actuels, développer de nouveaux principes et stratégies de protection, et proposer des modifications à d'autres parties du réseau électrique. Il est important de mentionner que les propositions ont été formulées en se basant sur les résultats expérimentaux obtenus avec le modèle numérique. Des analyses plus détaillées, réalisées au cas par cas, demeurent essentielles avant toute mise en œuvre réelle sur le réseau électrique.

8.1.3.1 Sous-objectif 3a : Améliorer les réponses des systèmes de protection actuels

Téléprotection

Au chapitre 7, la téléprotection a été étudiée afin d'améliorer la fiabilité et la sélectivité des protections de distance face aux comportements non conventionnels des sources SERMO. Selon les essais pratiques réalisés, la téléaccélération constitue la stratégie de téléprotection à privilégier, offrant de bonnes performances en matière de sécurité et fiabilité. Dans les configurations à faible contribution, l'ajout de la détection de source faible améliore la réponse du système de protection. De plus, la détection rapide durant la période transitoire initiale aide au bon fonctionnement de la téléaccélération. À l'inverse, le téléblocage n'apporte pas de gains significatifs, principalement en raison de la temporisation ajoutée et de l'absence de logique de détection de sources faibles.

Caractéristiques QUAD

La seconde proposition d'amélioration des protections de distance visait à augmenter la portée des éléments de terre lors des défauts résistifs. L'adoption des caractéristiques quadrilatérales a offert une meilleure détection des défauts impédants. Pour ce faire, une méthodologie simple et efficace a été développée afin d'ajuster les seuils en présence de sources SERMO fortement aveuglées. Malgré les bonnes améliorations obtenues, l'aveuglement des sources entièrement contrôlées demeure un enjeu en raison de leur très faible contribution aux courants de court-circuit.

8.1.3.2 Sous-objectif 3b : Développer de nouveaux principes et stratégies de protection

Une nouvelle stratégie de protection a été développée et validée expérimentalement afin de répondre efficacement aux limites observées des protections de distance en présence de sources à faible inertie. L'étude expérimentale a montré que les variations de fréquence et de phase provoquées par les SERMO entraînent un déplacement des caractéristiques de supervision, compromettant la fiabilité de la mesure d'impédance. L'approche de protection proposée dans cette thèse est basée sur l'ajout d'éléments MHO autopolarisés et sur une nouvelle logique de déclenchement. Cette nouvelle approche permet d'améliorer les systèmes de protection sans recours à des équipements supplémen-

taires. Les résultats expérimentaux ont mis en évidence une amélioration marquée de la performance des relais, particulièrement pour les lignes L_MLO, L_BDS et L_1603, où les mauvaises opérations liées à la polarisation ont été entièrement éliminées.

Au-delà des améliorations observées, l'un des principaux avantages de cette solution est son intégration directe dans la programmation interne des relais, facilitant son déploiement sur les installations existantes. La protection proposée conserve la logique directionnelle et les fonctions d'identification des défauts des éléments conventionnels, tout en améliorant la sécurité pour les défauts proches et éloignés. Certains points restent toutefois à approfondir, notamment la robustesse de la téléprotection et le comportement du système sur des réseaux avec différents types de SERMO.

8.1.3.3 Sous-objectif 3c : Proposer des modifications à d'autres parties des réseaux électriques afin d'améliorer les protections actuelles

Résistance de mise à la terre et couplage YNyn des transformateurs

Les essais réalisés sur la ligne L_MLO ont montré que le couplage YNd des transformateurs des parcs éoliens Mont-Louis et Gros-Morne limitait la contribution du réseau principal au courant homopolaire, empêchant ainsi le déclenchement des protections pour certains défauts à la terre. Deux solutions ont été proposées : l'ajout d'impédances de neutre et la modification du couplage des transformateurs.

Les deux solutions proposées ont démontré expérimentalement leur efficacité pour améliorer la sensibilité des protections de distance lors de défauts à la terre. Elles n'ont entraîné aucune contrainte supplémentaire et respectent les limites de surtension.

Mode de contrôle à séquences découplées du convertisseur côté réseau

Le mode de contrôle à séquences découplées (DSC) du convertisseur côté réseau a été étudié afin d'améliorer la réponse des protections lors de défauts déséquilibrés. Contrairement au mode classique à séquences couplées (CSC), le mode DSC permet d'injecter un courant de séquence inverse contrôlé. Les essais pratiques réalisés sur la ligne Vents-du-Kempt ont montré une amélioration de 22 % des performances de protection, notamment en corrigeant les erreurs d'identification du type de défaut ainsi que de sa direction. Cette approche renforce la fiabilité des protections de distance. Toutefois, son efficacité reste limitée pour les faibles puissances de production. Enfin, ces résultats suggèrent que l'ajout de critères explicites d'injection de courant réactif de séquence inverse dans les exigences de raccordement d'Hydro-Québec pourrait améliorer la sécurité du réseau.

Ajout d'une seconde protection plus sensible

Une troisième modification étudiée consiste à doubler l'équipement de protection du côté du réseau faible en ajoutant un second transformateur de courant plus sensible et un second relais. Les essais pratiques ont montré que cette approche améliore la détection lors de faibles courants de court-circuit, réduit les blocages liés à une mauvaise identification de la directionnalité et corrige certaines fausses détections de phase ouverte. Les limitations restantes sont principalement liées aux contributions de séquence inverse non conventionnelles ou à une mauvaise polarisation. Bien que cette solution implique un coût supplémentaire, elle constitue un moyen simple et efficace pour renforcer la fiabilité des protections de distance dans des conditions de faible génération.

Les transformateurs de courant optiques pourraient aider à éviter la saturation, mais leur compensation numérique peut s'avérer complexe si le courant de défaut n'est pas sinusoïdal. Cette solution reste donc à explorer dans de travaux futurs.

8.2 Recommandations pour améliorer les systèmes de protection

Les résultats obtenus dans ce projet démontrent que les protections de distance conventionnelles, dans leur configuration standard, ne sont pas entièrement adaptées aux réseaux à forte pénétration de SERMO. Afin d'assurer un niveau satisfaisant de sécurité, de sélectivité et de rapidité de déclenchement, plusieurs recommandations peuvent être formulées.

1. Adopter les caractéristiques quadrilatérales

Les éléments quadrilatéraux (QUAD) se sont révélés particulièrement efficaces pour améliorer la détection des défauts résistifs, même lorsque la mesure d'impédance est aveuglée par la présence d'une source beaucoup plus forte de l'autre côté du défaut. Leur utilisation devrait être privilégiée sur les lignes où la contribution des SERMO est susceptible d'être aveuglée par une source dominante.

2. Favoriser la téléaccélération combinée à une logique de détection de source faible

Les essais pratiques ont montré que la téléaccélération combinée à une logique de détection de source faible améliore nettement la sécurité des protections. Bien que certains exploitants n'autorisent pas les producteurs privés à accélérer le déclenchement par téléprotection, les bonnes performances observées du côté fort suggèrent qu'une permission appliquée sur un seul côté pourrait constituer une solution viable, permettant à l'exploitant d'assister le côté du producteur.

3. Utiliser l'autopolarisation pour atténuer les problèmes liés aux variations de fréquence

L'autopolarisation offre une solution simple et parfois déjà compatible avec les relais installés pour stabiliser la polarisation des éléments de distance et réduire les mauvaises opérations causées par les variations de fréquence. Bien qu'elle soit déjà proposée par certains fabricants, son implantation demeure parfois limitée. Ainsi, cette recommandation s'adresse principalement aux manufacturiers, afin qu'ils intègrent cette fonctionnalité de manière native, tout en garantissant un fonctionnement fiable et sécuritaire.

4. Favoriser l'utilisation du mode de contrôle à séquences découplées (DSC) et clarifier les exigences liées au courant de séquence inverse

Les essais réalisés ont montré que le mode de contrôle à séquences découplées (DSC) augmente les courants de séquence inverse injectés par les SERMO lors des défauts non symétriques. Cette stratégie de contrôle contribue à améliorer la mesure d'impédance de séquence inverse et à réduire les mauvaises opérations liées aux éléments directionnels, ainsi qu'à l'identification du type de défaut. Lorsque supporté par les fabricants de SERMO, le mode DSC constitue une approche pertinente pour renforcer la fiabilité des protections de distance dans les réseaux fortement alimentés par des convertisseurs.

La norme IEEE 2800-2022 [12] recommande, pour les défauts déséquilibrés, l'injection de courants réactifs de séquence directe ainsi que de courants de séquence inverse, comme le prévoit également la norme VDE-AR-N-4120 [122]. Une clarification de ces exigences dans les normes d'Hydro-Québec pourrait contribuer à améliorer la sécurité et la fiabilité des protections.

5. Ajouter une seconde protection plus sensible dans les zones à faible production

L'ajout d'un second relais avec un second transformateur de courant plus sensible constitue une solution robuste pour mesurer les très faibles contributions des SERMO, notamment en période de faible production.

8.3 Limitations du projet et recommandations pour des recherches futures

Malgré l'étendue des travaux effectués, certaines limitations doivent être soulignées afin de guider les recherches futures dans ce domaine en rapide évolution.

1. Modélisation limitée des SERMO et dépendance aux fabricants

Les modèles EMTP des SERMO utilisés ne couvrent pas l'ensemble des stratégies de contrôle des différents fabricants. Les comportements transitoires peuvent varier considérablement selon les algorithmes propriétaires. De futures études devraient intégrer une plus grande diversité de modèles et de configurations.

2. Conditions de défaut idéalisées par rapport à un réseau réel

Les essais ont été réalisés à partir de simulations contrôlées et envoyées dans des relais commerciaux. Cette approche, bien que très représentative, ne reproduit pas entièrement les phénomènes réels (saturation des TC, phénomène transitoire des transformateurs de tension capacitif, erreurs de mesure). Une validation sur enregistrements réels ou sur bancs d'essai grandeur réelle ou semi-réelle serait pertinente.

3. Absence d'une étude approfondie des phénomènes dynamiques longs

Les interactions subsynchrones et les oscillations lentes de fréquence n'ont pas été analysées en profondeur. Ces phénomènes pourraient affecter certains éléments de protection.

4. Généralisation limitée aux lignes à deux terminaux

Les stratégies proposées ont été principalement validées pour des lignes à deux terminaux. Les réseaux à plusieurs terminaux deviennent de plus en plus fréquents avec l'essor des sources d'énergie distribuées. Cette topologie nécessite des seuils de protection spécifiques qui devront être étudiés davantage.

5. Potentiel des méthodes basées sur l'intelligence artificielle

L'ensemble des solutions proposées repose sur des principes de protection plutôt classiques. L'utilisation d'algorithmes avec l'intelligence artificielle pourrait permettre d'identifier plus efficacement des signatures de défauts non conventionnelles propres aux SERMO. Cette avenue représente un champ de recherche prometteur.

6. Explorer les limites de l'autopolarisation

Bien que la technique d'autopolarisation et la logique de déclenchement proposées dans cette thèse améliorent les performances des relais lors d'une variation de fréquence, leurs comportements lors de défauts arrière et avec la téléprotection demeurent à confirmer. Des essais supplémentaires sur des réseaux de topologies variées, intégrant différents types de SERMO, seraient nécessaires pour en évaluer la robustesse. De plus, le comportement de ces protections lors d'événements transitoires affectant la stabilité du réseau, tels que la perte d'une ligne adjacente, reste à étudier.

7. Clarifier l'implantation d'une protection plus sensible

Des précisions sont nécessaires quant à la manière d'implanter la protection plus sensible, notamment pour déterminer s'il faut utiliser une protection A et une protection B plus sensibles, ainsi que la façon dont ces protections devraient être liées entre elles dans le cadre de la téléprotection. Ces clarifications sont essentielles afin d'assurer une protection adéquate.

8. Explorer l'utilisation de transformateurs de courant optiques

L'utilisation de transformateurs de courant optiques pourrait constituer une solution intéressante. Toutefois, ces capteurs nécessitent une compensation numérique pour éliminer les distorsions, et cette compensation peut devenir plus complexe lorsque les courants de défaut ne sont plus sinusoïdaux. L'évaluation de cette technologie demeure donc un sujet pertinent pour de futurs travaux.

COMMUNICATIONS ISSUES DE CETTE RECHERCHE

DOCTORALE

Ce projet de thèse a permis de produire plusieurs communications au cours des dernières années. Celles-ci sont présentées ci-dessous, dans l'ordre chronologique.

1. F. Munger, S. Brettschneider et I. Fofana, "Analyse des réponses transitoires de sources à base de convertisseurs de puissance avec EMTP en vue de la protection des réseaux électriques," Présentée au 90e Congrès de l'ACFAS (Montréal, QC, Canada) du 8 au 12 mai 2023.
2. F. Munger, S. Brettschneider et I. Fofana, "Revue de l'énergie éolienne au Québec et défis technologiques pour faciliter son intégration au réseau électrique." Présentée au colloque Progrès en développement durable (Saguenay, QC, Canada) du 16 au 18 octobre 2024 et au concours d'affiches scientifiques dans le cadre du Rendez-vous de la recherche et de la création de l'UQAC (Saguenay, QC, Canada) du 3 au 7 février 2025.
3. F. Munger, S. Brettschneider et I. Fofana, "Étude de la variation de l'angle de phase d'une source SERMO lors d'un défaut ligne-ligne et les impacts sur les protections de distance," Présentée au 92e Congrès de l'ACFAS (Montréal, QC, Canada) du 5 au 9 mai 2025.
4. F. Munger, S. Brettschneider et I. Fofana, "Explication de la différence de magnitude des courants dans les deux phases en défaut lors d'un court-circuit biphasé-terre," Présentée au 92e Congrès de l'ACFAS (Montréal, QC, Canada) du 5 au 9 mai 2025.
5. F. Munger, S. Brettschneider et I. Fofana, "Experimental Study of Distance Protection Under High IBR Penetration—Detailed Analysis of Protection Misoperations During Faults," *Energies - A1 : Smart Grids and Microgrids*, vol. 19, no. 5, 2026.

6. F. Munger, S. Brettschneider et I. Fofana, “Validation expérimentale de l’amélioration de la fiabilité des protections de distance lors de l’ajout des téléprotections pour un réseau à forte pénétration de SERMO,” Présenté au concours d’affiches scientifiques dans le cadre du Rendez-vous de la recherche et de la création de l’UQAC (Saguenay, QC, Canada) du 2 au 6 février 2026.
7. F. Munger, S. Brettschneider et I. Fofana, “Étude expérimentale du déclenchement des protections de distance assistées par téléprotection pour un réseau à forte pénétration SERMO,” sera présentée au 93e Congrès de l’ACFAS (Trois-Rivières, QC, Canada) du 11 au 15 mai 2026.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Hydro-Québec, “Vers un Québec décarboné et prospère : Plan d’action 2035.” <https://www.hydroquebec.com/a-propos/publications-rapports/plan-action-2035.html>, 2024. [En ligne, consulté le 27 mai 2025].
- [2] F. Munger, S. Brettschneider et I. Fofana, “Revue de l’énergie éolienne au Québec et défis technologiques pour faciliter son intégration au réseau électrique.” Présenté au colloque Progrès en développement durable (Saguenay, QC, Canada) du 16 au 18 octobre 2024 et au concours d’affiches scientifiques dans le cadre du Rendez-vous de la recherche et de la création de l’UQAC (Saguenay, QC, Canada) du 3 au 7 février 2025.
- [3] M. Nagpal, M. Jensen, M. Higginson et al., “Protection Challenges and Practices for Interconnecting Inverter-Based Resources to Utility Transmission Systems.” Société IEEE Power & Energy, Comité Power System Relaying and Control, rapport préparé par le groupe de travail C32 du sous-comité System Protection, 2020.
- [4] R. Walling, R. Harley, D. Miller, G. Henneberg et al., “Fault Current Contributions from Wind Plants.” Comités Transmission & Distribution, Electric Machinery et Power System Relaying de la société IEEE Power and Energy, rapport préparé par un groupe de travail conjoint, 2013.
- [5] A. Best, Martin et Zamani et al., “Protection of Wind Electric Plants.” Société IEEE Power & Energy, Comité Power System Relaying and Control rapport technique PES-TR87, préparé par le groupe de travail C25 du sous-comité System Protection C, mai 2021.
- [6] R. A. Walling, E. Gursoy et B. English, “Current Contributions from Type 3 and Type 4 Wind Turbine Generators During Faults,” Présenté au IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (Orlando, FL, USA) du 7 au 10 mai 2012.
- [7] E. Muljadi, N. Samaan, V. Gevorgian, J. Li et S. Pasupulati, “Short circuit current contribution for different wind turbine generator types,” Présenté au IEEE General Meeting Power & Energy Society (Minneapolis, MN, USA) du 25 au 29 juillet 2010.
- [8] D. Howard, *Short-Circuit Currents in Wind-Turbine Generator Networks*. Thèse de Ph.D., Georgia Institute of Technology, 2013.
- [9] M. Rampokanyo, P. Dattaray, P. Kamera et al., “Impact of High Penetration of Inverter-based Generation on System Inertia of networks.” CIGRÉ, brochure technique C2/C4 Reference 851, préparé conjointement par les groupes de travail C2 et C4.41, octobre 2021.

- [10] C. Zhang, X. Cai, A. Rygg et M. Molinas, “Modeling and analysis of grid-synchronizing stability of a Type-IV wind turbine under grid faults,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. vol. 117, article 105544, mai 2020.
- [11] Hydro-Québec, *Exigences techniques de raccordement de centrales au réseau de transport d’Hydro-Québec*. Décision D-2022-088, 2022.
- [12] “IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems.” IEEE Std 2800-2022, 2022.
- [13] S. Brahma, E. Farantatos et al., “Modification of Commercial Fault Calculation Programs for Wind Turbine Generators.” Société IEEE Power & Energy, Comité Power System Relaying and Control, rapport technique PES-TR78 préparé par le groupe de travail C24 du sous-comité System Protection, juin 2020.
- [14] P. M. Anderson, C. Henville, R. Rifaat, B. Johnson et S. Meliopoulos, *Power System Protection*. John Wiley & Sons, 2022.
- [15] G. Ziegler et al., “Application guide on protection of complex transmission network configurations.” CIGRÉ, guide d’application 64 préparé par le groupe de travail 04 du comité d’étude 34 (protection), novembre 1991.
- [16] J. J. Grainger et W. D. Stevenson, *Power Systems Analysis*. McGraw-Hill, 1994.
- [17] M. Chaudhary, S. M. Brahma et S. J. Ranade, “Interpreting the short circuit behavior of Type 4 wind turbine generator,” Présenté au IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (Chicago, IL, USA) du 14 au 17 avril 2014.
- [18] R. Nelson, “Short-circuit contributions of full converter wind turbines,” Présenté au IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (Orlando, FL, USA) du 7 au 10 mai 2012.
- [19] S. Gonzalez, N. Gurule, M. J. Reno et J. Johnson, “Fault Current Experimental Results of Photovoltaic Inverters Operating with Grid-Support Functionality,” Présenté au IEEE 7e World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) une conférence commune du of 45e IEEE PVSC, 28e PVSEC & 34e EU PVSEC) (Waikoloa, HI, USA) du 10 au 15 juin 2018.
- [20] M. Nagpal et C. Henville, “Protection Interconnection Practices for Sources with Inverter or Converter Interface,” Présenté au Western Protective Relay Conference (Spokane, WA, USA) du 15 au 18 octobre 2018.
- [21] T. Ackermann et al., *Wind Power in Power Systems*. John Wiley & Sons, 2012.
- [22] M. W. Altaf, M. T. Arif, S. Saha, S. N. Islam, M. E. Haque et A. Oo, “Renewable Energy Integration challenge on Power System Protection and its Mitigation for Reliable Operation,” Présenté au IECON 2020 The 46e Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (Singapore) du 18 au 21 octobre 2021.

- [23] F. Coffele, C. Booth et A. Dyško, “An Adaptive Overcurrent Protection Scheme for Distribution Networks,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 2, pp. 561–568, 2015.
- [24] D. S. Kumar, D. Srinivasan et T. Reindl, “A Fast and Scalable Protection Scheme for Distribution Networks With Distributed Generation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, no. 1, pp. 67–75, 2016.
- [25] V. A. Papaspiliotopoulos, G. N. Korres, V. A. Kleftakis et N. D. Hatziargyriou, “Hardware-In-the-Loop Design and Optimal Setting of Adaptive Protection Schemes for Distribution Systems With Distributed Generation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 393–400, 2015.
- [26] L. Che, M. E. Khodayar et M. Shahidehpour, “Adaptive protection system for microgrids : Protection practices of a functional microgrid system,” *IEEE Electrification magazine*, vol. 2, no. 1, pp. 66–80, 2014.
- [27] B. Kasztenny, “Distance Elements for Line Protection Applications Near Unconventional Sources.” Présenté au 58e Annual Minnesota Power Systems Conference (Saint Paul, MN, USA), du 8 au 10 novembre 2022.
- [28] A. Haddadi, M. Zhao, I. Kocar, E. Farantatos et F. Martinez, “Impact of Inverter-Based Resources on Memory-Polarized Distance and Directional Protective Relay Elements.” Présenté au 52e North American Power Symposium (NAPS) (Tempe, AZ, USA), du 11 au 13 avril 2021.
- [29] L. Wedepohl, “Polarised mho distance relay. new approach to the analysis of practical characteristics,” *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 112, pp. 525–535, IET, mars 1965.
- [30] D. D. Fentie, “Understanding the dynamic mho distance characteristic.” Présenté au 69e Annual Conference for Protective Relay Engineers (College Station, TX, USA), du 4 au 7 avril 2016.
- [31] A. Haddadi, M. Zhao, I. Kocar, U. Karaagac, K. W. Chan et E. Farantatos, “Impact of Inverter-Based Resources on Negative Sequence Quantities-Based Protection Elements,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 1, pp. 289–298, 2021.
- [32] Hydro-Québec, *Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée au réseau de distribution moyenne tension d’Hydro-Québec*. Norme E.12-01, 2009.
- [33] Hydro-Québec, *Addenda No. 4 à la norme E.12-01 - Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée au réseau de distribution moyenne tension d’Hydro-Québec*. Norme E.12-01A-4, 2021.
- [34] P. S. Kundur et O. P. Malik, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill Education, 2022.
- [35] M. Gunasegaran, C. Tan, A. Bakar, H. Mokhlis et H. Illias, “Progress on power swing blocking schemes and the impact of renewable energy on power swing characteristics : A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, pp. 280–288, 2015.

- [36] A. Haddadi, I. Kocar, U. Karaagac, H. Gras et E. Farantatos, "Impact of Wind Generation on Power Swing Protection," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 34, no. 3, pp. 1118–1128, 2019.
- [37] A. Jalilian, K. M. Muttaqi, D. Sutanto et D. A. Robinson, "Distance Protection of Transmission Lines in Presence of Inverter-Based Resources : A New Earth Fault Detection Scheme During Asymmetrical Power Swings," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 58, no. 2, pp. 1899–1909, 2022.
- [38] J. Adams, C. Carter et S.-H. Huang, "ERCOT experience with Sub-synchronous Control Interaction and proposed remediation," Présenté au IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (Orlando, FL, USA) du 7 au 10 mai 2012.
- [39] G. D. Irwin, A. K. Jindal et A. L. Isaacs, "Sub-synchronous control interactions between type 3 wind turbines and series compensated ac transmission systems," Présenté au IEEE Power and Energy Society General Meeting (Detroit, MI, USA) du 24 au 28 juillet 2011.
- [40] L. Wang, X. Xie, Q. Jiang, H. Liu, Y. Li et H. Liu, "Investigation of SSR in Practical DFIG-Based Wind Farms Connected to a Series-Compensated Power System," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2772–2779, 2015.
- [41] Y. Cheng, L. Fan, J. Rose, S.-H. Huang, J. Schmall, X. Wang et al., "Real-World Subsynchronous Oscillation Events in Power Grids With High Penetrations of Inverter-Based Resources," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 38, no. 1, pp. 316–330, 2023.
- [42] Y. Li, L. Fan et Z. Miao, "Replicating Real-World Wind Farm SSR Events," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 1, pp. 339–348, 2020.
- [43] N. Perera, R. Midence, K. Ponram et A. Oliveira, "Protection Solutions for Sub Synchronous Oscillation (SSO) Conditions Using a Microprocessor Based Protection Relay," Présenté au PAC World Conference (Sofia, Bulgarie) 2018.
- [44] H. Li, M. Abdeen, Z. Chai, S. Kamel, X. Xie, Y. Hu et K. Wang, "An improved fast detection method on subsynchronous resonance in a wind power system with a series compensated transmission line," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 61512–61522, 2019.
- [45] M. Usama, H. Mokhlis, M. Moghavvemi, N. N. Mansor, M. A. Alotaibi, M. A. Muhammad et A. A. Bajwa, "A Comprehensive Review on Protection Strategies to Mitigate the Impact of Renewable Energy Sources on Interconnected Distribution Networks," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 35740–35765, 2021.
- [46] K. Mäki, S. Repo et P. Järventausta, "Blinding of feeder protection caused by distributed generation in distribution network," Présenté au 5e WSEAS International Conference on Power Systems and Electromagnetic Compatibility (Corfu Island, Greece) du 23 au 25 août 2005.
- [47] F. Glinka, N. Schulte, R. Bertram, A. Schnettler et M. Koprivšek, "Solutions for blinding of protection in today's and future German LV grids with high inverter penetration-simulative and experimental analysis," *The Journal of Engineering*, vol. 2018, no. 15, pp. 1256–1260, 2018.

- [48] N. Samaan, R. Zavadil, J. Charles Smith et J. Conto, “Modeling of wind power plants for short circuit analysis in the transmission network,” Présenté au IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (Chicago, IL, USA) du 21 au 24 avril 2008.
- [49] E. Muljadi et V. Gevorgian, “Short-circuit modeling of a wind power plant,” Présenté au IEEE General Meeting Power & Energy Society (Detroit, MI, USA) du 21 au 24 avril 2008.
- [50] R. Chowdhury et N. Fischer, “Transmission Line Protection for Systems With Inverter-Based Resources – Part I : Problems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 4, pp. 2416–2425, 2021.
- [51] R. Chowdhury et N. Fischer, “Transmission Line Protection for Systems With Inverter-Based Resources – Part II : Solutions,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 4, pp. 2426–2433, 2021.
- [52] B. Kasztenny, “Short-Circuit Protection In Networks with Unconventional Sources,” *PAC World Magazine Issue 055*, mars 2021.
- [53] M. Nasiri, J. Milimonfared et S. Fathi, “A review of low-voltage ride-through enhancement methods for permanent magnet synchronous generator based wind turbines,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 47, pp. 399–415, 2015.
- [54] T. Kauffmann, U. Karaagac, I. Kocar, S. Jensen, E. Farantatos, A. Haddadi et J. Mahseredjian, “Short-Circuit Model for Type-IV Wind Turbine Generators With Decoupled Sequence Control,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 34, no. 5, pp. 1998–2007, 2019.
- [55] S. Brahma, “Protection of Distribution System Islands Fed by Inverter-Interfaced Sources,” Présenté au IEEE Milan Powertech Conference (Milan, Italy) du 23 au 27 juin 2019.
- [56] J. D. Glover, M. S. Sarma, T. Overbye et A. B. Birchfield, *Power System Analysis and Design*. Cengage Learning, 2022.
- [57] E. Camm, M. R. Behnke, O. Bolado, M. Bollen, M. Bradt, C. Brooks et al., “Characteristics of wind turbine generators for wind power plants,” Présenté au IEEE General Meeting Power & Energy Society (Calgary, AB, Canada) du 26 au 30 juillet 2009.
- [58] E. Muljadi, N. Samaan, V. Gevorgian, J. Li et S. Pasupulati, “Different Factors Affecting Short Circuit Behavior of a Wind Power Plant,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 49, no. 1, pp. 284–292, 2013.
- [59] ENERCON, *ENERCON Wind Energy Converter E-126 EP3/4000 kW – Grid Performance*. Fiche technique D0612336-4, 2018.
- [60] J. Lavoie, A. Prina et S. Blackburn, “Projet éolien communautaire : Éoliennes Belle-Rivière, présentation du projet qui sera construit en 2019-2020.” <https://val-eo.com/wp-content/uploads/2019/09/Presentation-soiree-dinformation-18-septembre-2019-final.pdf>, 2019. [En ligne, consulté le 22 janvier 2026].

- [61] J. Morren et S. W. H. de Haan, “Short-Circuit Current of Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generator,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 1, pp. 174–180, 2007.
- [62] K. Maki, S. Repo et P. Jarventausta, “Effect of wind power based distributed generation on protection of distribution network,” in *2004 Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection*. Présenté au 8e IEE International Conference on Developments in Power System Protection (Amsterdam, Netherlands) du 5 au 8 avril 2004.
- [63] *Protection & Automation : application guide*. GE Grid Solutions, 2016.
- [64] A. Forcione et al., “Bilan de l’intégration de l’éolien au système électrique québécois à la fin 2015.” www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4061-2018/doc/R-4061-2018-C-AHQ-ARQ-0018-Preuve-Autre-2019_05_10.PDF. Rapport technique IREQ-2016-0059, mai 2016.
- [65] S. Talbot, *Le réseau de transport d’Hydro-Québec : Contribuer à la transition énergétique*. Hydro-Québec, 2018.
- [66] R. Gagnon, M. Fecteau, P. Prud’Homme, E. Lemieux, G. Turmel, D. Pare et F. Duong, “Hydro-Québec Strategy to Evaluate Electrical Transients Following Wind Power Plant Integration in the Gaspésie Transmission System,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 880–889, 2012.
- [67] Hydro-Québec TransÉnergie, “Réseau de transport principal et éolien.” <http://www.hydroquebec.com/data/loi-sur-acces/pdf/c-5359-document.pdf>, Août 2006. [En ligne, consulté le 18 avril 2024].
- [68] Hydro-Québec TransÉnergie, “Installations de transport d’énergie au Québec,” Août 2006. Carte publiquement disponible.
- [69] Hydro-Québec Équipement, “Parcs éoliens en gaspésie.” <https://voute.bape.gouv.qc.ca/dl/?id=00000459370>, Juillet 2006. [En ligne, consulté le 16 janvier 2026].
- [70] “Google maps.” <https://www.google.com/maps/>.
- [71] F. Kiessling, P. Nefzger, J. F. Nolasco et U. Kaintzyk, *Overhead Power Lines : Planning, Design, Construction*. Springer, 2014.
- [72] “IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis (Brown Book).” IEEE Std 399-1997, 1998.
- [73] Ministère de l’Économie, de l’Innovation et de l’Énergie, “Portrait socioéconomique de la Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine.” <https://www.economie.gouv.qc.ca/pages-regionales/gaspesie-iles-de-la-madeleine/portrait-regional/structure-economique>, 2024. [En ligne, consulté le 22 janvier 2026].

- [74] Régie de l'énergie du Canada, "Profils énergétiques des provinces et territoire - Québec." <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/profils-energetiques-provinces-territoires/profils-energetiques-provinces-territoires-quebec.html>, 2024. [En ligne, consulté le 22 janvier 2026].
- [75] Ministère de l'Énergie et Ressources Naturelles du Québec, "Consommation d'électricité," 2013.
- [76] Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, "Occupation du territoire - gaspésie-iles-de-la-madelaine." <https://www.economie.gouv.qc.ca/pages-regionales/gaspesie-iles-de-la-madeleine/portrait-regional/occupation-du-territoire>. [En ligne, consulté le 19 avril 2024].
- [77] Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, "Occupation du territoire - Bas-Saint-Laurent." <https://www.economie.gouv.qc.ca/pages-regionales/bas-saint-laurent/portrait-regional/occupation-du-territoire>. [En ligne, consulté le 19 avril 2024].
- [78] Gouvernement du Québec, "Répertoire des municipalités - Bonaventure." <https://www.quebec.ca/gouvernement/portrait-quebec/repertoire-municipalites>. [En ligne, consulté le 19 avril 2024].
- [79] Ministère des Ressources naturelles et des Forêts, "Cartes et information géographique - découpages administratifs." <https://mrnf.gouv.qc.ca/repertoire-geographique/couches-decoupages-administratifs/>. [En ligne, consulté le 18 avril 2024].
- [80] "IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers > 1000 Vac Rated on a Symmetrical Current Basis." IEEE Std C37.010-2016, révision de IEEE Std C37.010-1999), 2017.
- [81] Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, "Projets éoliens au Québec." <https://www.economie.gouv.qc.ca/bibliotheques/le-secteur/eolien/energie-eolienne/projets-eoliens-au-quebec>. [En ligne, consulté le 19 avril 2024].
- [82] Hydro-Québec, "Contrats d'approvisionnement en électricité en vigueur." <https://www.hydroquebec.com/achats-electricite-quebec/contrats-electricite.html>. [En ligne, consulté le 19 avril 2024].
- [83] Hydro-Québec, "A/O 2021-01 : Appel d'offres pour l'acquisition de 480 MW d'énergie renouvelable." <https://www.hydroquebec.com/achats-electricite-quebec/appels-propositions/2021-01.html>. [En ligne, consulté le 19 avril 2024].
- [84] Hydro-Québec, "A/O 2021-02 : Appel d'offres pour l'acquisition de 300 MW d'énergie éolienne." <https://www.hydroquebec.com/achats-electricite-quebec/appels-propositions/2021-02.html>. [En ligne, consulté le 19 avril 2024].
- [85] U. Karaagac, J. Mahseredjian, H. Gras, H. Saad, J. Peralta et L. D. Bollomo, "Simulation Models for Wind Parks with variable speed wind turbines in EMTP." www.emtp.com/documents/EMTP%20Documentation/doc/advanced/WP_documentation.pdf. Documentation technique EMTP [En ligne, consulté le 19 avril 2024].

- [86] Energy Systems Integration Group, “General Electric – 1.5 MW Series.” <https://www.esig.energy/wiki-main-page/general-electric-1-5-mw-series/>. [En ligne, consulté le 26 avril 2024].
- [87] A. Haddadi, I. Kocar, J. Mahseredjian, U. Karaagac et E. Farantatos, “Negative sequence quantities-based protection under inverter-based resources Challenges and impact of the German grid code,” *Electric Power Systems Research*. vol. 188, article 106573, novembre 2020.
- [88] O. Göksu, R. Teodorescu, C. L. Bak, F. Iov et P. Carne Kjær, “Impact of wind power plant reactive current injection during asymmetrical grid faults,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 7, no. 5, pp. 484–492, 2013.
- [89] A. Haddadi, I. Kocar, U. Karaagac, J. Mahseredjian et E. Farantatos, “EPRI Technical Report : Impact of Renewables on System Protection : Wind/PV Short-Circuit Phasor Model Library and Guidelines for System Protection Studies.” Décembre 2016.
- [90] A. Haddadi, I. Kocar, T. Kauffmann, H. Gras, J. Mahseredjian, U. Karaagac et E. Farantatos, “EPRI Technical Report : Short-Circuit Phasor Models of Inverter-Based Resources for Fault Studies : Model Validation Case Studies.” Décembre 2018.
- [91] M. Morin, “Une nouvelle ligne à haute tension desservira la Gaspésie.” <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/2117565/ligne-electricite-gaspesie-alliance-est-eolien>, 2024. [En ligne, consulté le 9 avril 2026].
- [92] H. Baril, “Des « milliards » seront nécessaires pour acheminer l’électricité.” <https://www.lapresse.ca/affaires/2024-10-17/megaparc-eolien-dans-le-bas-saint-laurent/des-milliards-seront-necessaires-pour-acheminer-l-electricite.php>, 2024. [En ligne, consulté le 9 avril 2026].
- [93] F. Munger, S. Brettschneider et I. Fofana, “Analyse des réponses transitoires de sources à base de convertisseurs de puissance avec EMTP en vue de la protection des réseaux électriques,” Présenté au 90e Congrès de l’ACFAS (Montréal, QC, Canada) du 8 au 12 mai 2023.
- [94] Schweitzer Engineering Laboratories, “SEL-421 Système de protection, d’automatisation et de contrôle.” <https://selinc.com/fr/products/421/>. [En ligne, consulté le 24 avril 2024].
- [95] Schweitzer Engineering Laboratories, “SEL-5030 Logiciel AcSELEerator Quickset.” <https://selinc.com/fr/products/5030/>. [En ligne, consulté le 24 avril 2024].
- [96] Schweitzer Engineering Laboratories, “SEL-5000 Relay Test System.” <https://selinc.com/products/4000/>. [En ligne, consulté le 24 avril 2024].
- [97] Schweitzer Engineering Laboratories, “SEL-2407 Satellite-Synchronized Clock.” <https://selinc.com/products/2407/>. [En ligne, consulté le 24 avril 2024].
- [98] Schweitzer Engineering Laboratories, “Mirrored Bits Communications, High-Speed, secure, point-to-point communications.” https://cms-cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Flyers/MirroredBits_PF00048.pdf. [En ligne, consulté le 24 avril 2024].

- [99] “IEEE/IEC Measuring relays and protection equipment – Part 24 : Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems.” IEEE Std C37.111-2013 (IEC 60255-24 Edition 2.0 2013-04), 2013.
- [100] B. M. Cockerham et J. C. Town, “Understanding the Limitations of Replaying Relay-Created COMTRADE Event Files Through Microprocessor-Based Relays.” Présenté au 20th Annual Georgia Tech Fault and Disturbance Analysis Conference (Atlanta, GA, USA), du 1 au 2 mai 2017.
- [101] D. Hou et J. Roberts, “Capacitive voltage transformer : transient overreach concerns and solutions for distance relaying,” Présenté au Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (Calgary, AB, Canada) du 26 au 30 mai 1996.
- [102] A. Sweetana, “Transient Response Characteristics of Capacitive Potential Devices,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-90, no. 5, pp. 1989–2001, 1971.
- [103] M. J. Thompson et A. Somani, “A tutorial on calculating source impedance ratios for determining line length.” Présenté au 68e Annual Conference for Protective Relay Engineers (College Station, TX, USA), du 30 mars au 2 avril 2015.
- [104] “Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines.” IEEE Std C37.113-2015 (Revision de IEEE Std C37.113-1999), 2016.
- [105] Schweitzer Engineering Laboratories, “SEL-5601-2 Logiciel d’évènement synchroWAVE.” <https://selinc.com/fr/products/5601-2/>. [En ligne, consulté le 4 mai 2024].
- [106] Schweitzer Engineering Laboratories, “SEL-421 relay - Protection and Automation System : Reference Manual,” 2006.
- [107] D. Costello et K. Zimmerman, “Determining the faulted phase.” Présenté au 63e Annual Conference for Protective Relay Engineers (College Station, TX, USA), du 29 mars au 1 avril 2010.
- [108] J. Roberts et A. Guzmán, “Directional Element Design and Evaluation.” Révision août 2006, initialement présenté au 21st Annual Western Protective Relay Conference (Spokane, WA, USA), du 18 au 20 octobre 1994.
- [109] Schweitzer Engineering Laboratories, “SEL-421 Relay - Protection and Automation System : User’s Manual,” 2006.
- [110] A. Guzman, J. Roberts et D. Hou, “New ground directional elements operate reliably for changing system conditions.” Présenté au 23e Annual Western Protective Relay Conference (Spokane, WA, USA), du 18 au 20 octobre 1994.
- [111] Schweitzer Engineering Laboratories, “SEL-411L Système avancé de protection différentielle de ligne, d’automatisation et de commande.” <https://selinc.com/fr/products/411L/>. [En ligne, consulté le 24 avril 2024].
- [112] Schweitzer Engineering Laboratories, “SEL-411L Advanced Line Differential Protection, Automation, and Control System : Instruction manual,” 2023.

- [113] J. Ciufu et A. Cooperberg, *Power System Protection : Fundamentals and Applications*. John Wiley & Sons, 2021.
- [114] F. Munger, S. Brettschneider et I. Fofana, “Étude de la variation de l’angle de phase d’une source SERMO lors d’un défaut ligne-ligne et les impacts sur les protections de distance,” Présenté au 92e Congrès de l’ACFAS (Montréal, QC, Canada) du 5 au 9 mai 2025.
- [115] F. Munger, S. Brettschneider et I. Fofana, “Explication de la différence de magnitude des courants dans les deux phases en défaut lors d’un court-circuit biphasé-terre,” Présenté au 92e Congrès de l’ACFAS (Montréal, QC, Canada) du 5 au 9 mai 2025.
- [116] F. Munger, S. Brettschneider et I. Fofana, “Étude expérimentale du déclenchement des protections de distance assistées par téléprotection pour un réseau à forte pénétration SERMO,” Présenté au 93e Congrès de l’ACFAS (Trois-Rivières, QC, Canada) du 11 au 15 mai 2026.
- [117] “A True Understanding of R-X Diagrams and Impedance Relay Characteristics.” <https://www.doble.com/a-true-understanding-of-r-x-diagrams-and-impedance-relay-characteristics/>, 25 Octobre 2017. [En ligne, consulté le 16 janvier 2026].
- [118] F. Calero, A. Guzmán et G. Benmouyal, “Adaptive Phase and Ground Euadrilateral Distance Elements,” Révision novembre 2017, initialement présenté au 36e Annual Western Protective Relay Conference (Spokane, WA, USA) en octobre 2009.
- [119] “NERC Determination of Practical Transmission Relaying Loadability Settings.” Préparé par le groupe de travail System Protection and Control, février 2025.
- [120] McDaniel, R. and Shah, Y., “Programming Non-Directional Distance Elements in the SEL-411 and SEL-421.” Application Guide, vol.1 AG2023-10, 2023.
- [121] “IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems—Part V : Transmission Systems and Subtransmission Systems.” IEEE Std C62.92.5-2020 (Revision of IEEE Std C62.92.5-2009), 2020.
- [122] “Technical Connection Rules for High-Voltage.” VDE-AR-N 4120 :2018-11, 2018.
- [123] M. J. Reno, S. Brahma, A. Bidram et M. E. Ropp, “Influence of Inverter-Based Resources on Microgrid Protection : Part 1 : Microgrids in Radial Distribution Systems,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 19, no. 3, pp. 36–46, 2021.
- [124] U. Karaagac, J. Mahseredjian, R. Gagnon, H. Gras, H. Saad, L. Cai, I. Kocar, A. Haddadi, E. Farantatos, S. Bu, K. W. Chan et L. Wang, “A Generic EMT-Type Model for Wind Parks With Permanent Magnet Synchronous Generator Full Size Converter Wind Turbines,” *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, vol. 6, no. 3, pp. 131–141, 2019.
- [125] R. Teodorescu, M. Liserre et P. Rodriguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. John Wiley & Sons, 2011.
- [126] “Optical current sensors eliminate CT saturation, author=Hrabluik, J.D.P.,” Présenté au 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting (New York, NY, USA) du 27 au 31 janvier 2002.

- [127] F. Munger, S. Brettschneider et I. Fofana, “Experimental Study of Distance Protection Under High IBR Penetration—Detailed Analysis of Protection Misoperations During Faults,” *Energies - AI : Smart Grids and Microgrids*, vol. 19, no. 5, 2026.

ANNEXE A

DIMENSIONNEMENT DES TRANSFORMATEURS ZIGZAG ET VALIDATION DU RÉGIME DE NEUTRE

A.1 Dimensionnement des transformateurs zigzag sur les réseaux collecteurs

Le type de raccordement des transformateurs affecte le régime de neutre des équipements. Les réseaux collecteurs des parcs éoliens modélisés sont tous raccordés à travers des transformateurs avec un couplage en triangle. Afin que ces réseaux soient effectivement mis à la terre, il faut ajouter un transformateur zigzag. Les critères de dimensionnement suivants doivent être respectés pour les sources de production décentralisées [32] :

Critère 1 : $X_0 \leq 3X_1$

Critère 2 : $R_0 < X_1$

Où,

- X_0 est la réactance de séquence homopolaire [Ω]
- X_1 est la réactance de séquence directe [Ω]
- R_0 est la résistance de séquence homopolaire [Ω]

En ce qui concerne le premier critère, celui-ci peut être réécrit autrement à partir des courants de court-circuit. Le courant d'un court-circuit franc triphasé est donné par :

$$I_{3L} = \frac{V_F}{Z_1} \quad (\text{A.1})$$

On isole l'impédance de séquence directe :

$$Z_1 = \frac{V_F}{I_{3L}} \quad (\text{A.2})$$

Avec $Z_1 = Z_2$, le courant de court-circuit franc monophasé est donné par :

$$I_{LG} = \frac{3 V_F}{Z_0 + Z_1 + Z_2} = \frac{3 V_F}{Z_0 + 2Z_1} \quad (\text{A.3})$$

On isole l'impédance homopolaire :

$$Z_0 = \frac{3 V_F}{I_{LG}} - 2 Z_1 = \frac{3 V_F}{I_{LG}} - 2 \frac{V_F}{I_{3L}} \quad (\text{A.4})$$

On remplace dans le premier critère :

$$\frac{3 V_F}{I_{LG}} - 2 \frac{V_F}{I_{3L}} \leq 3 \frac{V_F}{I_{3L}} \quad (\text{A.5})$$

On obtient finalement :

$$I_{LG} \geq 0,6 I_{3L} \quad (\text{A.6})$$

$$\frac{I_{LG}}{I_{3L}} \geq 0,6 \quad (\text{A.7})$$

Pour le second critère, la résistance homopolaire est constituée de la résistance des bobines de ce transformateur. Cette résistance est habituellement beaucoup plus petite que l'inductance du transformateur.

Afin de respecter les deux critères, il faut choisir une valeur adéquate pour l'impédance homopolaire du transformateur de mise à la terre. L'exemple qui suit est pour le parc éolien Anse-à-Valleau. Le **tableau A.1** présente les résultats obtenus pour l'ensemble des parcs éoliens de type 3 et le **tableau A.2** présente ceux de type 4.

La contribution du parc éolien pour un court-circuit triphasé du côté moyenne tension est :

$$I_{3L} = 6193 \text{ A} \quad (\text{A.8})$$

On peut calculer l'impédance directe avec :

$$Z_1 = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3} I_{3L}} = \frac{34500}{\sqrt{3} 6193} = 3,22 \Omega \quad (\text{A.9})$$

Alors, l'impédance homopolaire du transformateur doit être au maximum :

$$Z_{0,\max} \leq 3Z_1 = 9,65 \Omega \quad (\text{A.10})$$

Il est recommandé de choisir une valeur avec une certaine marge de sécurité. Dans le cas présent, on choisit un facteur de 120% :

$$Z_0 = \frac{Z_{0,\max}}{1,2} = 8,04 \Omega \quad (\text{A.11})$$

En considérant un ratio $X/R = 40$, on peut séparer la partie résistive et inductive en faisant la résolution du système d'équations suivant :

$$Z_0 = \sqrt{R_0^2 + X_0^2} \quad (\text{A.12})$$

$$R_0 = \sqrt{\frac{(Z_0)^2}{1 + \left(\frac{X_0}{R_0}\right)^2}} = 0,201 \Omega \quad (\text{A.13})$$

$$X_0 = \frac{X_0}{R_0} \cdot R_0 = 8,038 \Omega \quad (\text{A.14})$$

On peut noter ici que le second critère est respecté : $R_0 < X_1$ avec $X_1 \approx Z_1$.

Finalement, on réalise un court-circuit monophasé et on mesure le courant dans le transformateur zigzag, on obtient :

$$I_{LG} = 7541 \text{ A} \quad (\text{A.15})$$

$$\frac{I_{LG}}{I_{3L}} = \frac{7541}{6193} = 1,22 \geq 0,6 \quad (\text{A.16})$$

Le premier critère est bien respecté.

Toutefois, il est important de mentionner que les courts-circuits pour les essais sur les relais de protection seront sur les lignes de transport. Ainsi, en raison de la connexion triangle du transformateur du parc, le transformateur de mise à la terre n'aura pas d'influence. En effet, on peut montrer l'influence de celui-ci avec le schéma simplifié de la **figure A.1** et du schéma de séquence homopolaire équivalent de la **figure A.2**.

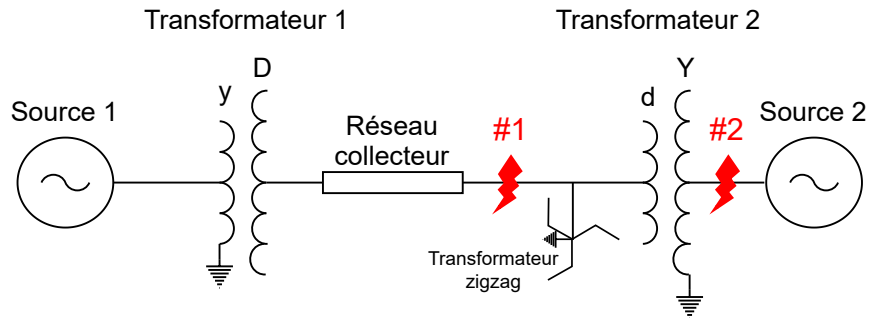


FIGURE A.1 – Schéma simplifié avec un transformateur de mise à la terre

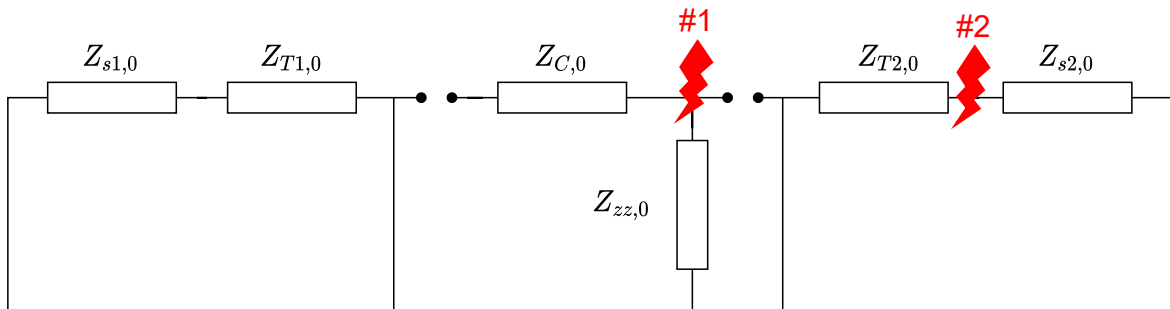


FIGURE A.2 – Schéma de séquence homopolaire

Dans le cas d'un court-circuit à la terre du côté du réseau collecteur (position #1), l'impédance homopolaire équivalente vue du défaut est :

$$Z_0 = Z_{zz,0} \quad (\text{A.17})$$

On peut voir que sans celui-ci, un court-circuit monophasé-terre n'est pas possible du côté moyenne tension. Dans le cas d'un court-circuit à la terre du côté du réseau de transport (position #2), l'impédance homopolaire équivalente vue du défaut est :

$$Z_0 = Z_{T2,0} \parallel Z_{s2,0} = \frac{Z_{T2,0} Z_{s2,0}}{Z_{T2,0} + Z_{s2,0}} \quad (\text{A.18})$$

On remarque que tout ce qui est du côté réseau de transport du transformateur T2 est découplé du réseau collecteur. Ainsi, le transformateur zigzag n'a pas d'influence sur les courts-circuits à la terre dans le réseau de transport.

TABLEAU A.1 – Résumé du dimensionnement des transformateurs de MALT des parcs de type 3

<i>Parc éoliens</i>	<i>Tension [kV]</i>	<i>I_{3L} [A]</i>	<i>Z₁ [Ω]</i>	<i>Z_{0,max} [Ω]</i>	<i>Z₀ [Ω]</i>	<i>X/R</i>	<i>R₀ [Ω]</i>	<i>X₀ [Ω]</i>	<i>T_{MALT} I_{LG} [A]</i>	<i>Validation > 0,6</i>
E_AAV_T3x67	34,5	6193	3,22	9,65	8,04	40	0,20	8,04	7541	1,22
E_BDS_T3x73	34,5	6776	2,94	8,82	7,35	40	0,18	7,35	8600	1,27
E_CAR_T3x73	34,5	6652	2,99	8,98	7,49	40	0,19	7,48	8934	1,34
E_GRM_T3x141	34,5	11505	1,73	5,19	4,33	40	0,11	4,33	12701	1,10
E_LAL_T3x150	34,5	17443	1,14	3,43	2,85	40	0,07	2,85	22111	1,27
E_LMI_T3x12	34,5	1591	12,52	37,56	31,30	40	0,78	31,29	2236	1,41
E_MES1a_T3x46	34,5	2960	6,73	20,19	16,82	40	0,42	16,82	4388	1,48
E_MLO_T3x67	34,5	3341	5,96	17,89	14,90	40	0,37	14,90	6022	1,80
E_MRO_T3x37	34,5	2092	9,52	28,56	23,80	40	0,59	23,80	4181	2,00
E_MSE_T3x39	34,5	3859	5,16	15,48	12,90	40	0,32	12,90	4640	1,20
E_RON_T3x34	34,5	4534	4,39	13,18	10,98	40	0,27	10,98	6355	1,40
E_SUL_T3x85	34,5	7818	2,55	7,64	6,37	40	0,16	6,37	10274	1,31

TABLEAU A.2 – Résumé du dimensionnement des transformateurs de MALT des parcs de type 4

<i>Parc éoliens</i>	<i>Tension [kV]</i>	<i>I_{3L} [A]</i>	<i>Z₁ [Ω]</i>	<i>Z_{0,max} [Ω]</i>	<i>Z₀ [Ω]</i>	<i>X/R</i>	<i>R₀ [Ω]</i>	<i>X₀ [Ω]</i>	<i>T_{MALT} I_{LG} [A]</i>	<i>Validation > 0,6</i>
E_PLA1_T4x60	34,5	2819	7,07	21,20	17,66	40	0,441	17,659	4251	1,51
E_PLA2_T4x9	34,5	429	46,43	139,29	116,08	40	2,901	116,039	704	1,64
E_MES2_T4x24	34,5	2041	9,76	29,28	24,40	40	0,610	24,390	3187	1,56
E_NRI1_T4x27	34,5	1086	18,34	55,02	45,85	40	1,146	45,839	1739	1,60
E_NRI2_T4x6	34,5	276	72,17	216,51	180,42	40	4,509	180,366	461	1,67
E_SDA1_T4x10	34,5	482	41,32	123,97	103,31	40	2,582	103,280	773	1,60
E_SDA2_T4x22	34,5	2614	7,62	22,86	19,05	40	0,476	19,044	3567	1,36
E_MMI_T2x30	34,5	2162	9,21	27,64	23,03	40	0,576	23,025	2549	1,18

A.2 Vérification du régime du neutre sur le réseau de transport principal

Les exigences techniques de raccordement de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec obligent les producteurs à assurer un neutre effectivement mis à la terre [11]. Dans le cas des centrales SERMO, celui-ci exige une démonstration de l'obtention d'un régime de neutre effectivement mis à la terre.

Dans le modèle numérique réalisé, des transformateurs YD sont utilisés comme transformateurs principaux dans les postes de départ des parcs éoliens. Ainsi, ceux-ci permettent au réseau principal de contribuer au courant de court-circuit monophasé par le retour de ces transformateurs, ce qui devrait être suffisant pour répondre au premier critère mentionné à la section précédente. De plus, les transformateurs YD limitent fortement l'impédance vue du poste de départ (impédances du transformateur et de la centrale en parallèle). Leur résistance homopolaire est habituellement beaucoup plus faible que l'inductance du transformateur, satisfaisant donc le second critère.

Les validations n'ont pas été réalisées pour chacun des parcs éoliens modélisés, mais seulement pour ceux situés sur les lignes à l'étude. Le **tableau A.3** présente les résultats obtenus des courants sortant du poste de départ. Celui-ci confirme le régime de neutre effectivement mis à la terre pour les différentes lignes à l'étude.

TABLEAU A.3 – Démonstration de l'obtention d'un régime de neutre effectivement mis à la terre

Niveau de production		L_MLO	L_MLO avec rés. MALT	L_BDS	L_VDK CSC	L_VDK DSC
10%	I_{3L} (kA)	222	222	53	137	80
	I_{LG} (kA)	717	308	698	767	784
	I_{LG}/I_{3L}	3.23	1.39	13.17	5.60	9.80
80%	I_{3L} (kA)	948	948	345	520	1011
	I_{LG} (kA)	1609	1040	480	666	1502
	I_{LG}/I_{3L}	1.70	1.10	1.39	1.28	1.49

ANNEXE B

SCÉNARIOS DE TÉLÉPROTECTION

Cette annexe décrit les logiques de téléaccélération avec dépassement, incluant les fonctions de détection de basse puissance et de téléblocage, pour illustrer divers scénarios de fonctionnement. Comprendre les différents scénarios possible permet d'identifier les différentes opérations attendues des relais lors de l'analyse des rapports d'événement.

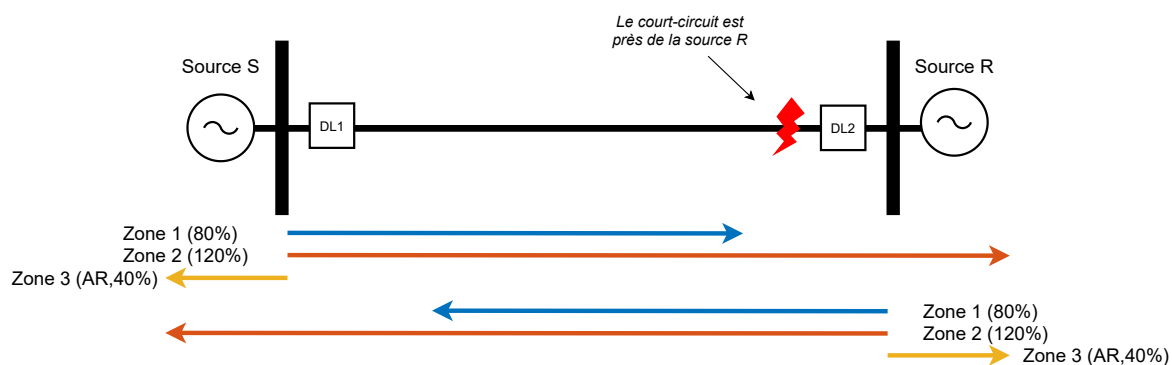


FIGURE B.1 – Schéma pour la téléaccélération avec dépassement lors d'un court-circuit en fin de ligne

B.1 Téléaccélération avec dépassement et détection de basse puissance

La figure B.2 présente la communication pour la téléaccélération entre les deux relais S et R.

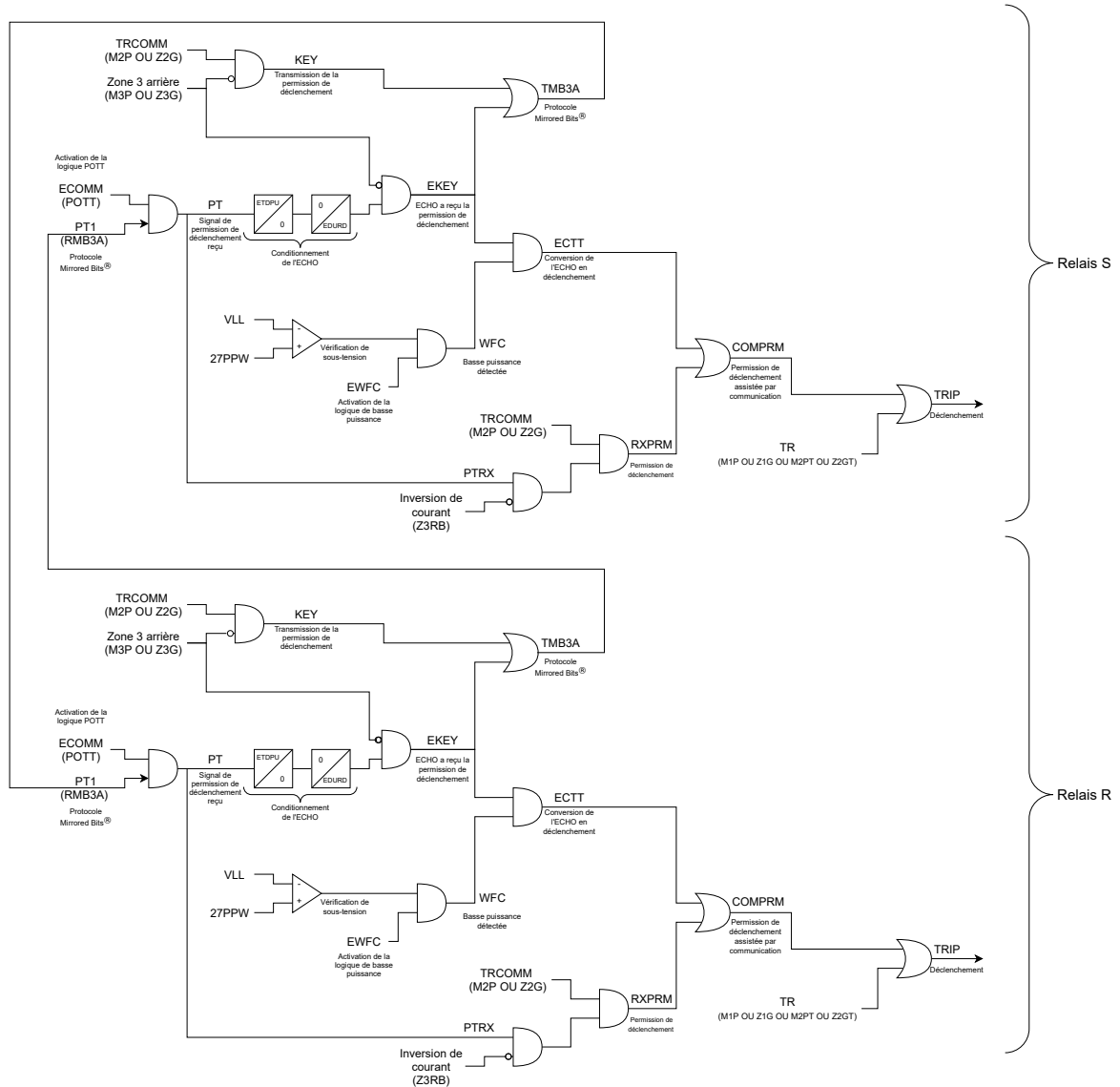


FIGURE B.2 – Communication entre les deux relais S et R

B.1.1 Cas d'un défaut en fin de ligne et bon fonctionnement des deux relais

Les figures B.8 et B.4 présentent la téléaccélération du relais S par le relais R.

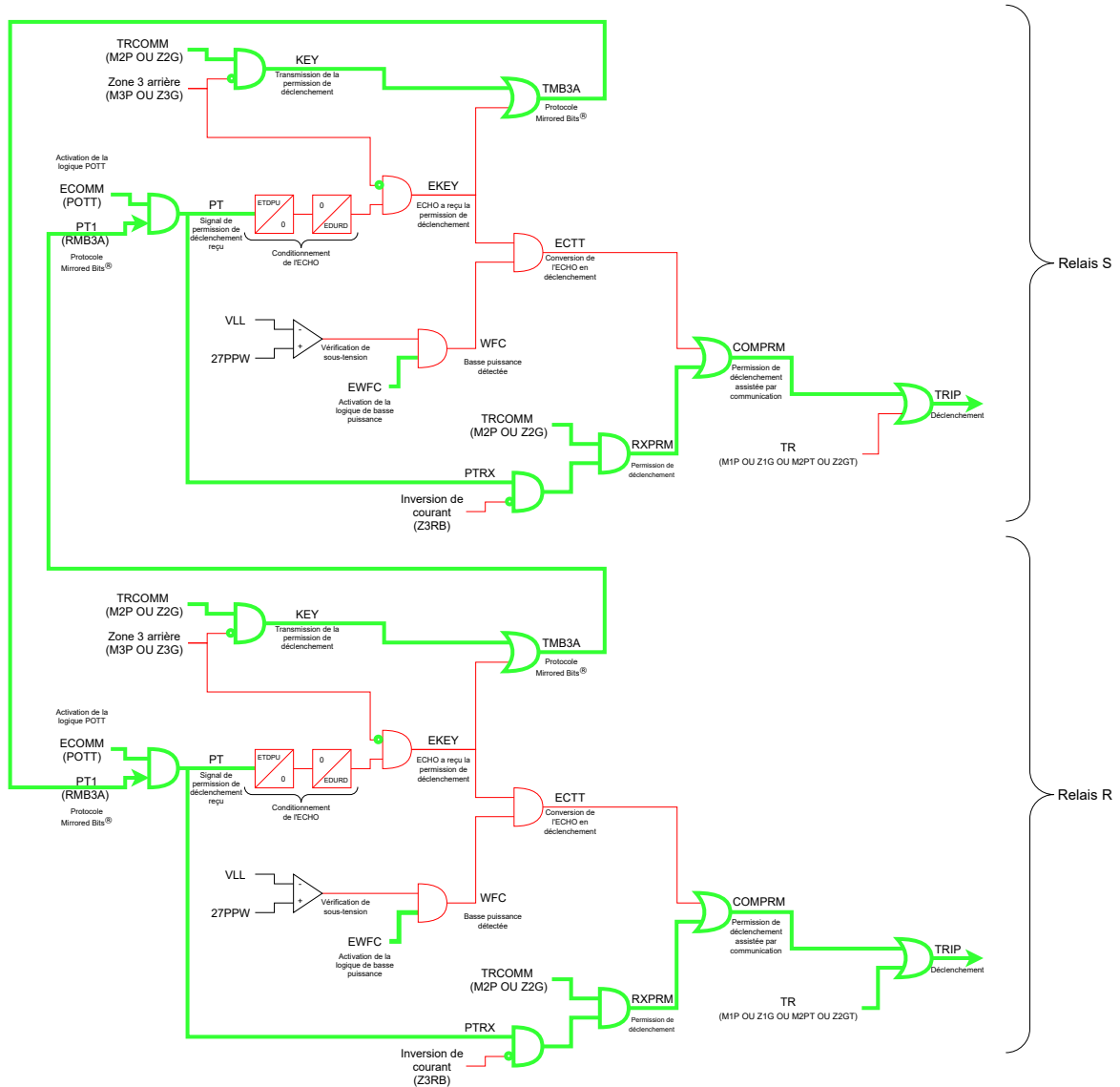


FIGURE B.3 – Téléaccélération du relais S par le relais R

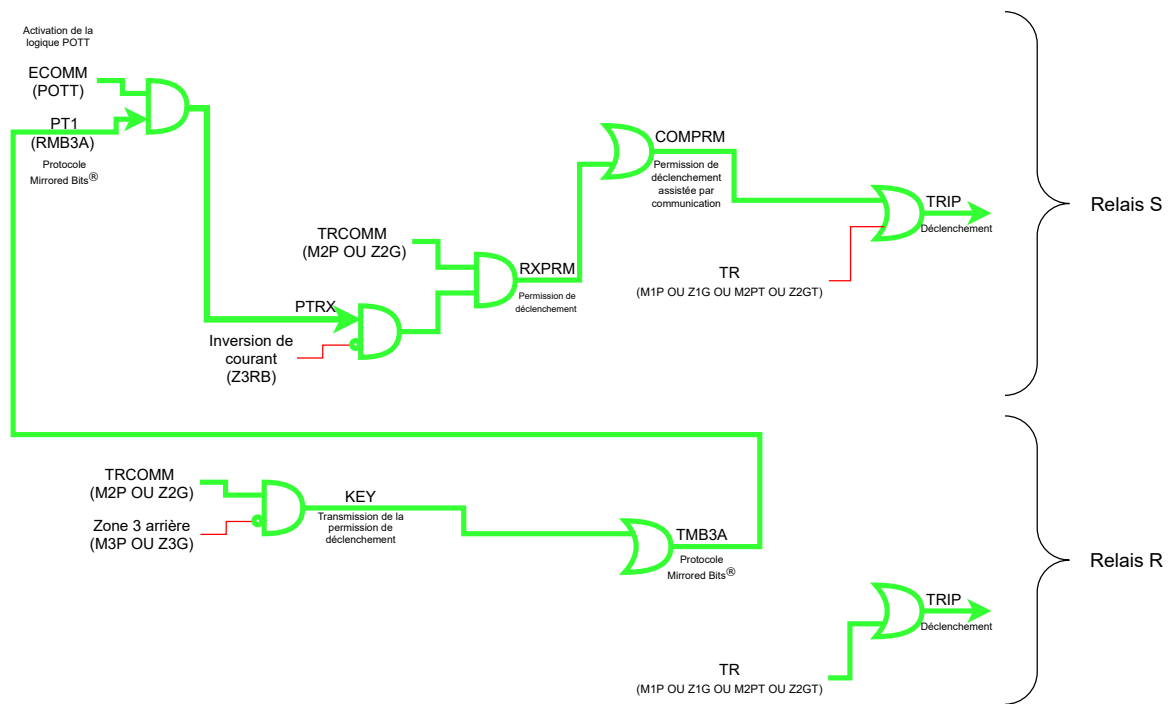


FIGURE B.4 – Téléaccélération du relais S par le relais R - schéma simplifié

B.1.2 Cas d'un défaut en fin de ligne téléaccélération par retour ECHO et déclenchement du relais R avec la logique de basse puissance

Les figures B.5 et B.6 présentent la téléaccélération du relais S par l'ECHO de son signal de permission ainsi que le déclenchement du relais R par l'ECHO du signal de permission du relais S ainsi que la logique de détection de basse puissance. Le tracé en bleu de la seconde figure montre le chemin voyagé par le signal de permission.

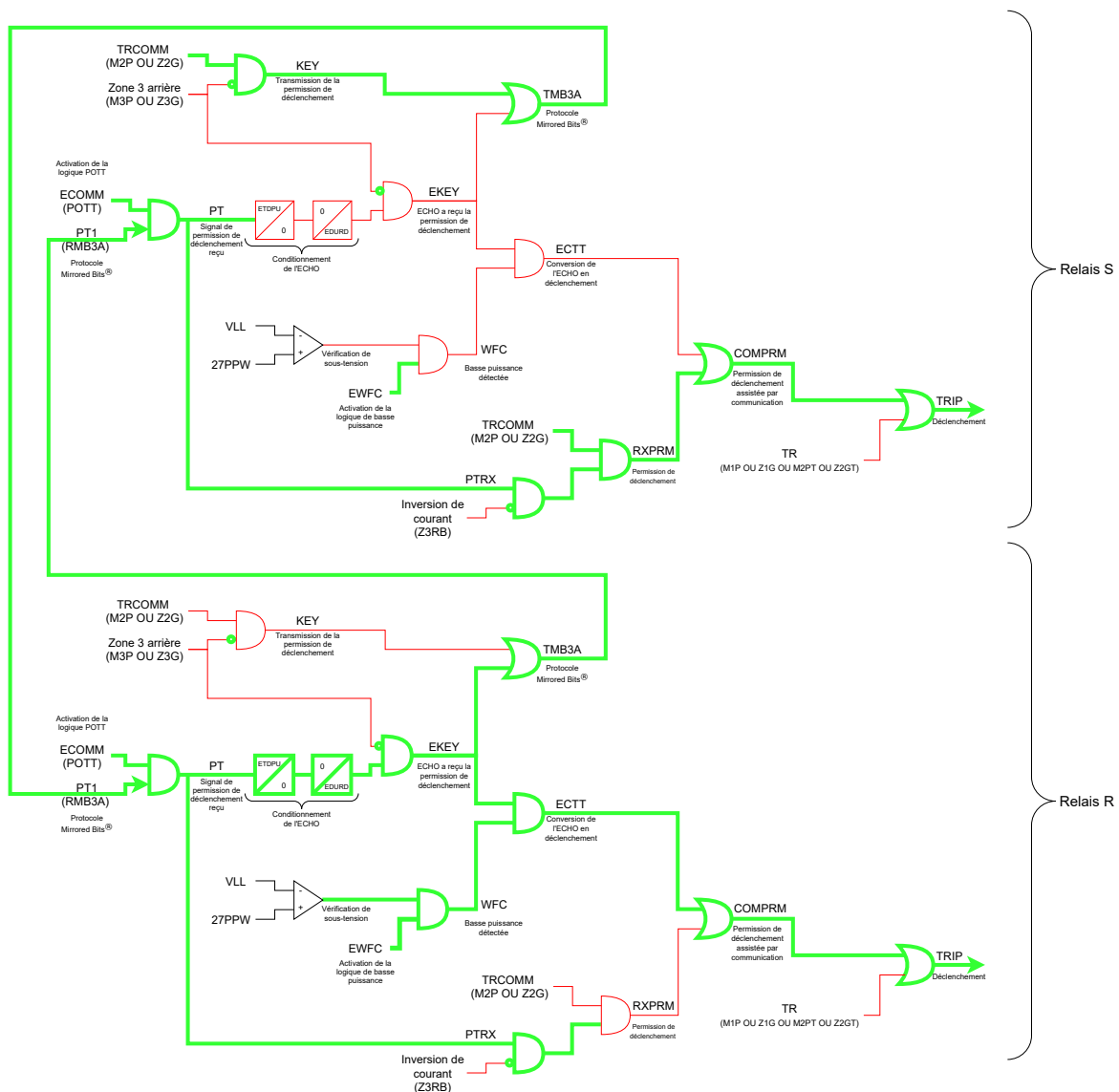


FIGURE B.5 – Téléaccélération du relais S par ECHO et déclenchement du relais R par ECHO et la détection de basse puissance

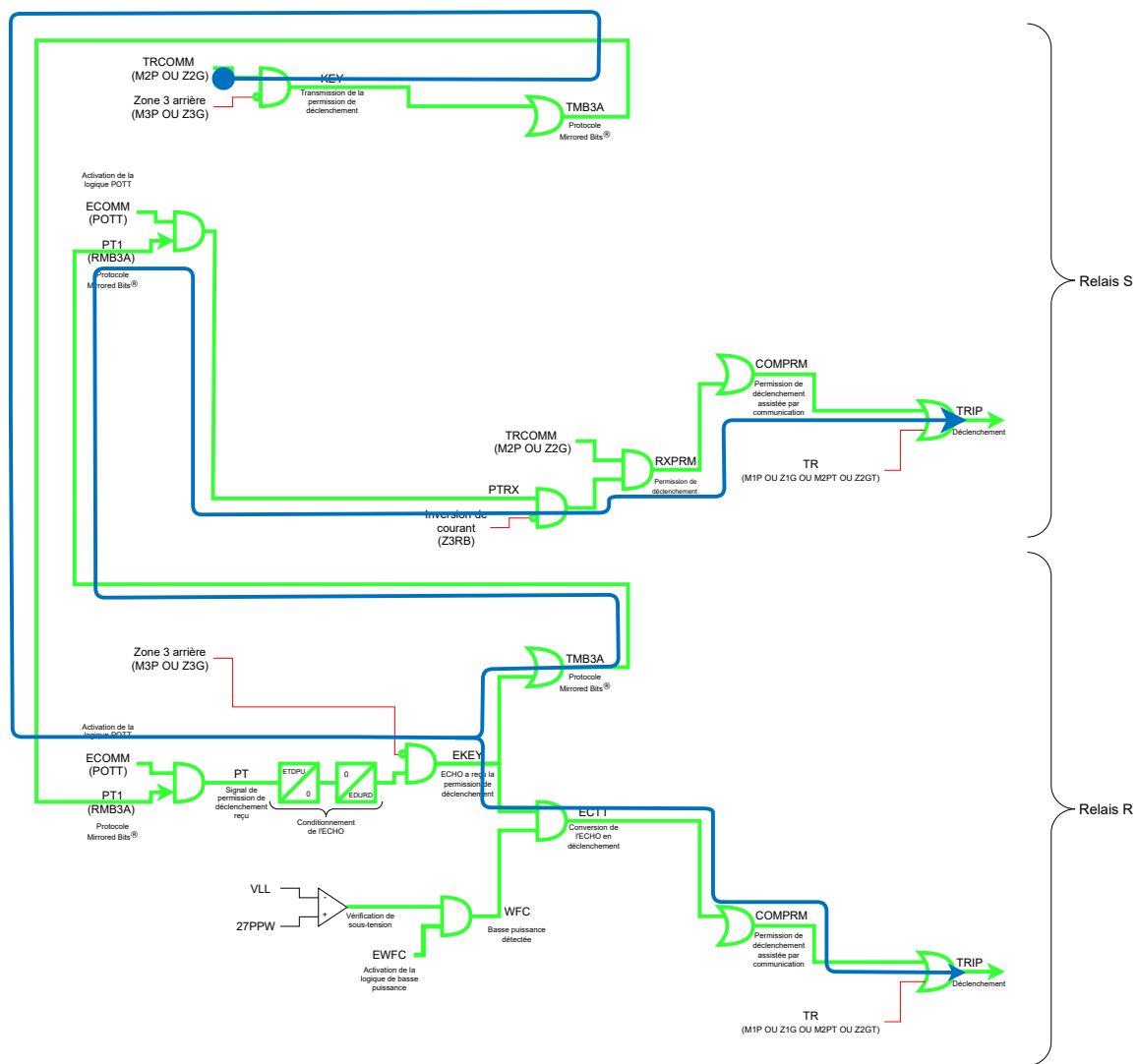


FIGURE B.6 – Téléaccélération du relais S par ECHO et déclenchement du relais R par ECHO et la détection de basse puissance - schéma simplifié et chemin de l'information

B.2 Téléblocage

La figure B.7 présente de le téléblocage entre les deux relais *S* et *R*.

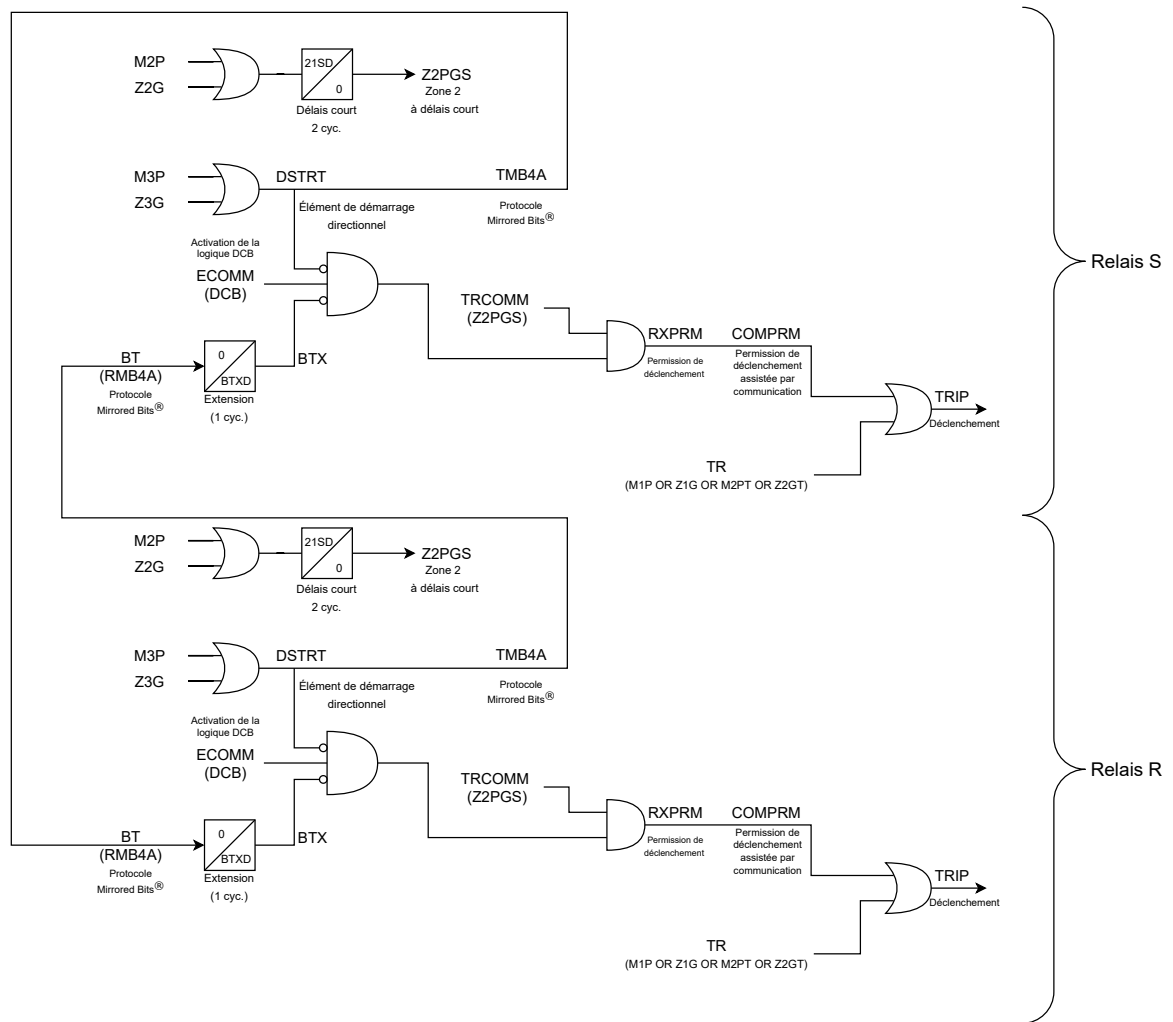


FIGURE B.7 – Communication entre les deux relais *S* et *R*

B.2.1 Cas d'un défaut en fin de ligne

La figure B.8 présente le déclenchement rapide des deux relais en absence de détection arrière.

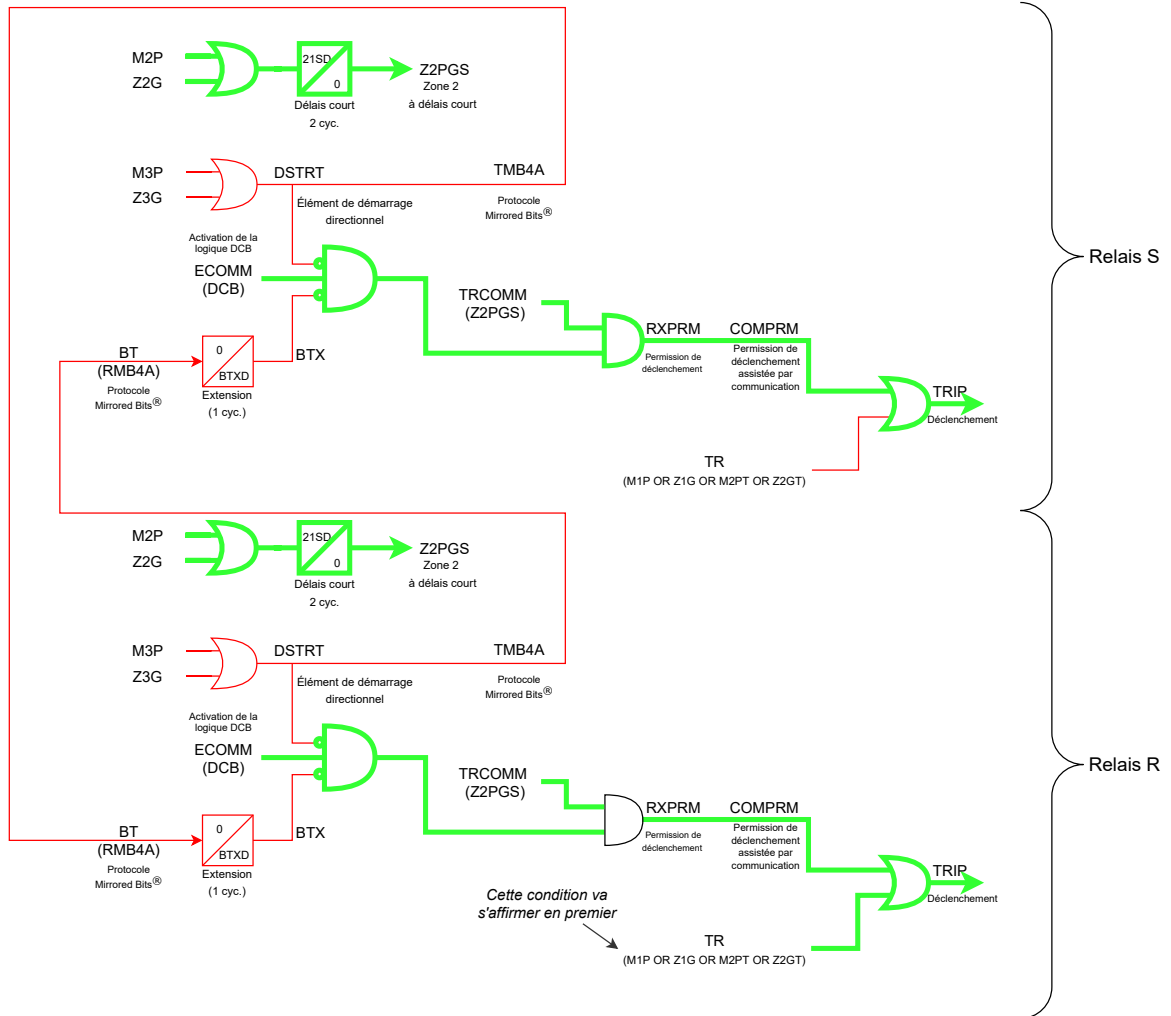


FIGURE B.8 – Téléblocage du relais S par le relais R - Déclenchement rapide des deux relais

B.2.2 Cas d'un défaut en fin de ligne sans contribution de la source R

La figure B.10 présente le déclenchement rapide des deux relais en absence de détection arrière.

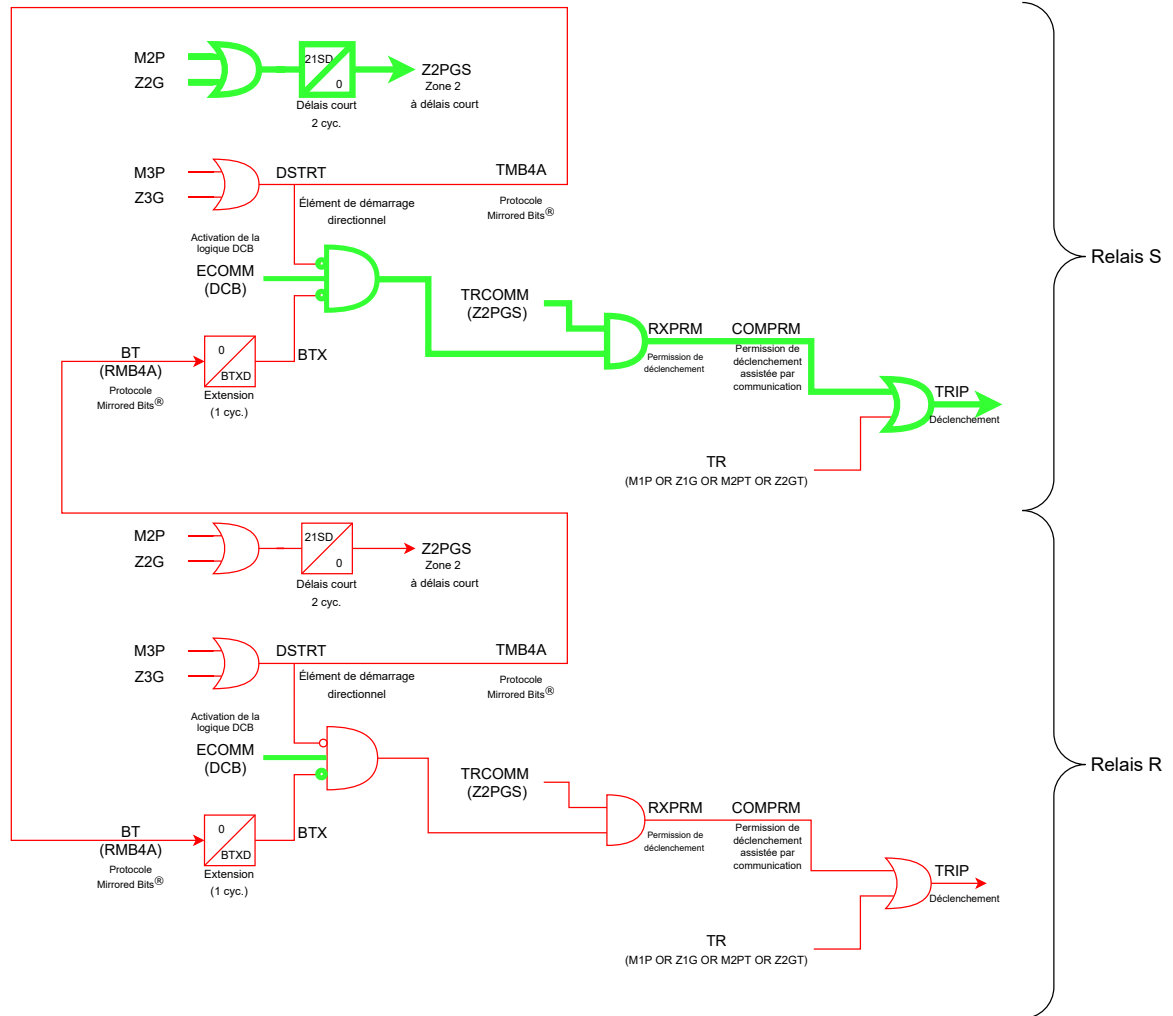


FIGURE B.9 – Téléblocage du relais S par le relais R - Source R faible

B.2.3 Cas d'un défaut sur la ligne adjacente

La figure B.10 présente le déclenchement rapide des deux relais en absence de détection arrière par le relais R.

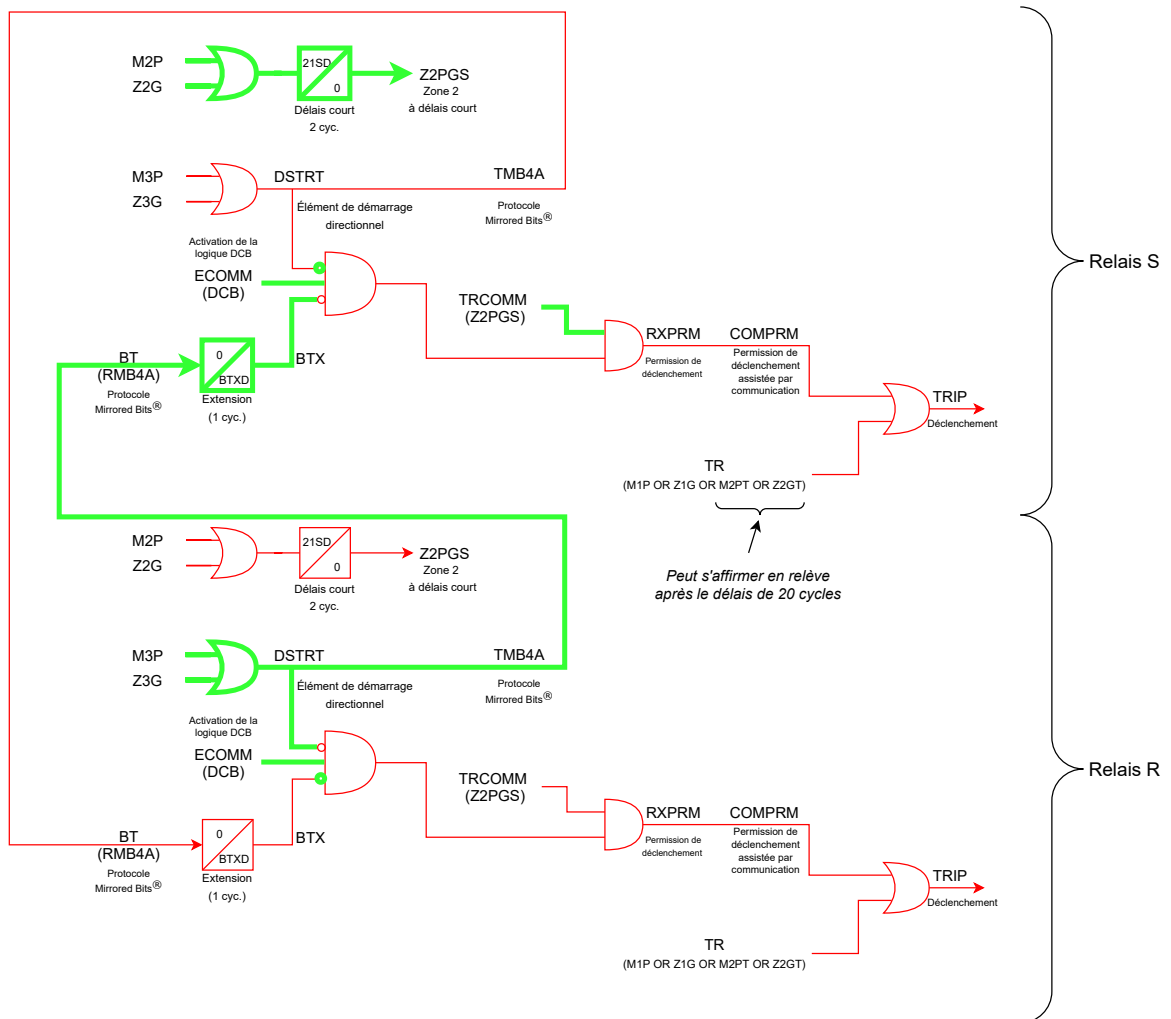


FIGURE B.10 – Téléblocage du relais S par le relais R - Non déclenchement des deux relais

B.2.4 Téléblocage avec détection de surintensité à séquence inverse et homopolaire

Bien que non utilisé dans cette thèse, le manuel d'utilisation du relais SEL-421 [106] recommande également l'utilisation d'une détection de surintensité à séquence inverse (50Q3) ou homopolaire (50G3) dans la zone arrière, afin d'envoyer un signal de blocage (NSTRT, TMB4A). La **figure B.11** présente l'ajout de ces conditions et le **tableau B.1** présente un résumé de la programmation des relais.

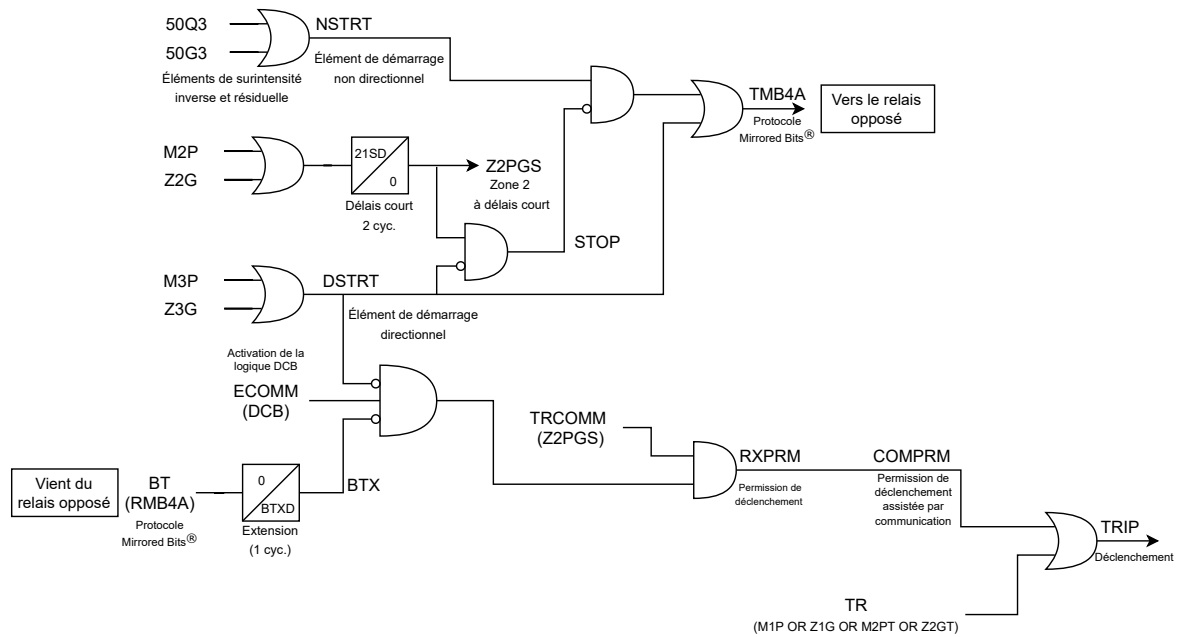


FIGURE B.11 – Logique de téléblocage avec détection de surintensité à séquence inverse et homopolaire

TABLEAU B.1 – Programmation des relais pour le téléblocage avec détection de surintensité à séquence inverse et homopolaire

Section	Réglage
Phase Distance Element	E21P := 3 (M3P à 40%)
Ground Distance Element	E21MG := 3 (Z3G à 40%)
Residual Ground Inst O/C	E50G := 3 50G3P := 0.25
Negative-Seq Inst O/C	E50Q := 3 50Q3P := 0.25
Directional	DIR3 := R
Trip Schemes	ECOMM := DCB Z3XPU := 1 Z3XD := 3PT BTXD := 1 21SD := 2 BT = RMB4A
Trip logic	TR := (M1P OR Z1G) OR (M2PT OR Z2GT) TRCOMM := Z2PGS
Outputs - Mirrored Bits	TMB4A := (NSTRT AND NOT STOP) OR DSTRT
Transmit Equations	

ANNEXE C

PROGRAMMATION DES ÉLÉMENTS MHO NON DIRECTIONNELS AUTOPOLARISÉS

La programmation suivante a été adaptée des recommandations du manufacturier [120], et ce, pour un relais SEL-421. L'exemple présenté dans cette annexe concerne le relais 2 de la ligne L_MLO. Le premier tableau présente la logique d'automatisation ; c'est la seule que l'utilisateur doit ajuster en modifiant les seuils et les différentes constantes de protection. Le deuxième tableau montre le calcul des constantes pour les caractéristiques MHO. Finalement, le dernier tableau présente la logique de protection.

TABLEAU C.1 – Logique d'automatisation 1 (seuils et constantes) - SEL421

```
# AUTOMATION LOGIC (SETPOINTS AND CONSTANTS)
#####

#FAULT SELECTION #
#####

ASV256 := 1 # FS_TYPE- SET 1 TO USE VOLTAGE BASED FAULT SELECTION /
SET 0 TO USE CURRENT BASED FAULT SELECTION
AMV256 := 66.000000 # 27FS_PP- PHASE TO PHASE LOOP
AMV255 := 33.000000 # 27FS_PP- PHASE TO GROUND
#####

# LOP#
#####

ASV243 := 0 # PP_LOP - SET TO 1 TO ENABLE LOP FOR PHASE TO PHASE LOOPS
#####
```

```

# LINE SETTINGS #
#####

AMV254 := 82.410004 # Z1ANG- POSITIVE SEQUENCE LINE IMPEDANCE ANGLE
AMV253 := 0.628700 # K0M- K0 FACTOR MAGNITUDE
AMV252 := -7.410000 # K0A- K0 FACTOR ANGLE
#####

#ZONE 1 SETTINGS#
#####

#PHASE ZONE 1 REACH
ASV255 := 0
AMV251 := 13.720000 # ZP1- FORWARD REACH (MUST BE SET GREATER THAN
REVERSE REACH)
AMV250 := -1.372000 # ZP1REV - REVERSE REACH
AMV249 := 0.500000 # ZP1_50P- OVERCURRENT SUPERVISION
#####

#ZONE 2 SETTINGS#
#####

#PHASE ZONE 2 REACH
ASV253 := 0
AMV239 := 20.580000 # ZP2- FORWARD REACH (MUST BE SET GREATER THAN
REVERSE REACH)
AMV238 := 0.205800 # ZP2REV - REVERSE REACH
AMV237 := 0.500000 # ZP2_50P- OVERCURRENT SUPERVISION

```


TABLEAU C.2 – Logique d’automatisation 2 (calculs des constantes) - SEL421

```
#####CALCULATED CONSTANTS#####

#####ZONE 1 PHASE REACH #####

AMV227 := AMV251 * COS(AMV254) # FORWARD REACH RE
AMV226 := AMV251 * SIN(AMV254) # FORWARD REACH IM
AMV225 := AMV250 * COS(AMV254) # REVERSE REACH RE
AMV224 := AMV250 * SIN(AMV254) # REVERSE REACH IM

#####ZONE 2 PHASE REACH#####

AMV207 := AMV239 * COS(AMV254) # FORWARD REACH RE
AMV206 := AMV239 * SIN(AMV254) # FORWARD REACH IM
AMV205 := AMV238 * COS(AMV254) # REVERSE REACH RE
AMV204 := AMV238 * SIN(AMV254) # REVERSE REACH IM

#####ZONE 1 OFFSET MHO PHASE#####

AMV189 := (AMV227 + AMV225) / 2.000000 # CENTER OF CIRCLE RE
AMV188 := (AMV226 + AMV224) / 2.000000 # CENTER OF CIRCLE IM
AMV187 := SQRT((AMV227 - AMV189) * (AMV227 - AMV189) + (AMV226 -
AMV188) * (AMV226 - AMV188)) # RADIUS OF CIRCLE

#####ZONE 2 OFFSET MHO PHASE#####

AMV183 := (AMV207 + AMV205) / 2.000000 # CENTER OF CIRCLE RE
AMV182 := (AMV206 + AMV204) / 2.000000 # CENTER OF CIRCLE IM
AMV181 := SQRT((AMV207 - AMV183) * (AMV207 - AMV183) + (AMV206 -
AMV182) * (AMV206 - AMV182)) # RADIUS OF CIRCLE

#####FS OVERVOLTAGE

AMV177 := (AMV255 * 1.500000)

#####UNDERVOLTAGE

AMV100 := 100.000000
```

TABLEAU C.3 – Logique de protection - SEL421

```
#LINE CURRENTS

PMV64 := LIAFIM * COS(LIAFIA) - LIBFIM * COS(LIBFIA) # IABL RE
PMV63 := LIAFIM * SIN(LIAFIA) - LIBFIM * SIN(LIBFIA) # IABL IM
PMV62 := LIBFIM * COS(LIBFIA) - LICFIM * COS(LICFIA) # IBCL RE
PMV61 := LIBFIM * SIN(LIBFIA) - LICFIM * SIN(LICFIA) # IBCL IM
PMV60 := LICFIM * COS(LICFIA) - LIAFIM * COS(LIAFIA) # ICAL RE
PMV59 := LICFIM * SIN(LICFIA) - LIAFIM * SIN(LIAFIA) # ICAL IM

#PHASE TO PHASE VOLTAGES AND CURRENTS

PMV10 := VAYM * COS(VAFIA) # VAN RE
PMV11 := VBYM * COS(VBFIA) # VBN RE
PMV12 := VCYM * COS(VCFIA) # VCN RE
PMV13 := VAYM * SIN(VAFIA) # VAN IM
PMV14 := VBYM * SIN(VBFIA) # VBN IM
PMV15 := VCYM * SIN(VCFIA) # VCN IM

PMV52 := SQRT((PMV10 - PMV11) * (PMV10 - PMV11) + (PMV13 - PMV14) *
(PMV13 - PMV14)) # VAB MAG SEL-421
PMV51 := SQRT((PMV11 - PMV12) * (PMV11 - PMV12) + (PMV14 - PMV15) *
(PMV14 - PMV15)) # VBC MAG SEL-421
PMV50 := SQRT((PMV12 - PMV10) * (PMV12 - PMV10) + (PMV15 - PMV13) *
(PMV15 - PMV13)) # VCA MAG SEL-421

PMV49 := SQRT((PMV64) * (PMV64) + (PMV63) * (PMV63)) # IAB MAG
PMV48 := SQRT((PMV62) * (PMV62) + (PMV61) * (PMV61)) # IBC MAG
PMV47 := SQRT((PMV60) * (PMV60) + (PMV59) * (PMV59)) # ICA MAG

#FS LOGIC AND LOP SUPERVISION

PSV64 := (PMV52 <AMV256 AND ASV256 OR NOT (FSA OR FSB) AND NOT
ASV256) AND NOT (LOP AND ASV243) # AB FS LOGIC AND LOP SUPERVISION
```

```

PSV63 := (PMV51 <AMV256 AND ASV256 OR NOT (FSB OR FSC) AND NOT
ASV256) AND NOT (LOP AND ASV243) # BC FS LOGIC AND LOP SUPERVISION
PSV62 := (PMV50 <AMV256 AND ASV256 OR NOT (FSC OR FSA) AND NOT
ASV256) AND NOT (LOP AND ASV243) # CA FS LOGIC AND LOP SUPERVISION
#OC SUPERVISION
PSV58 := PMV49 >AMV249 # ZONE 1 AB OC SUPERVISION
PSV57 := PMV48 >AMV249 # ZONE 1 BC OC SUPERVISION
PSV56 := PMV47 >AMV249 # ZONE 1 CA OC SUPERVISION
PSV52 := PMV49 >AMV237 # ZONE 2 AB OC SUPERVISION
PSV51 := PMV48 >AMV237 # ZONE 2 BC OC SUPERVISION
PSV50 := PMV47 >AMV237 # ZONE 2 CA OC SUPERVISION
#####AB LOOP#####
PMV46 := ((PMV10 - PMV11) * PMV64 + (PMV13 - PMV14) * PMV63) / (PMV64 *
PMV64 + PMV63 * PMV63) #ZAB REAL SEL-421
PMV45 := ((PMV13 - PMV14) * PMV64 - (PMV10 - PMV11) * PMV63) / (PMV64 *
PMV64 + PMV63 * PMV63) #ZAB IM SEL-421
#ZONE 1
PMV44 := SQRT((PMV46 - AMV189) * (PMV46 - AMV189) + (PMV45 - AMV188) *
(PMV45 - AMV188)) #OFFSET MHO
PSV45 := (PMV44 <AMV187 AND NOT ASV255) AND PSV64 AND PSV58 # AB
ZONE 1 WITH 27 AND 50 OC SUP
#ZONE 2
PMV43 := SQRT((PMV46 - AMV183) * (PMV46 - AMV183) + (PMV45 - AMV182) *
(PMV45 - AMV182)) #OFFSET MHO
PSV44 := (PMV43 <AMV181 AND NOT ASV253) AND PSV64 AND PSV52 # AB
ZONE 2 WITH 27 AND 50 OC SUP
#####BC LOOP#####

```

```

PMV38 := ((PMV11 - PMV12) * PMV62 + (PMV14 - PMV15) * PMV61) / (PMV62 *
PMV62 + PMV61 * PMV61) #ZBC REAL SEL-421

PMV37 := ((PMV14 - PMV15) * PMV62 - (PMV11 - PMV12) * PMV61) / (PMV62 *
PMV62 + PMV61 * PMV61) #ZBC IM SEL-421

#ZONE 1

PMV42 := SQRT((PMV38 - AMV189) * (PMV38 - AMV189) + (PMV37 - AMV188) *
(PMV37 - AMV188)) #OFFSET MHO

PSV43 := (PMV42 <AMV187 AND NOT ASV255) AND PSV63 AND PSV57 # BC
ZONE 1 WITH 27 AND 50 OC SUP

#ZONE 2

PMV41 := SQRT((PMV38 - AMV183) * (PMV38 - AMV183) + (PMV37 - AMV182) *
(PMV37 - AMV182)) #OFFSET MHO

PSV42 := (PMV41 <AMV181 AND NOT ASV253) AND PSV63 AND PSV51 # BC
ZONE 2 WITH 27 AND 50 OC SUP

#####CA LOOP#####

PMV36 := ((PMV12 - PMV10) * PMV60 + (PMV15 - PMV13) * PMV59) / (PMV60 *
PMV60 + PMV59 * PMV59) #ZCA REAL

PMV35 := ((PMV15 - PMV13) * PMV60 - (PMV12 - PMV10) * PMV59) / (PMV60 *
PMV60 + PMV59 * PMV59) #ZCA IM

#ZONE 1

PMV40 := SQRT((PMV36 - AMV189) * (PMV36 - AMV189) + (PMV35 - AMV188) *
(PMV35 - AMV188)) #OFFSET MHO

PSV41 := (PMV40 <AMV187 AND NOT ASV255) AND PSV62 AND PSV56 # CA
ZONE 1 WITH 27 AND 50 OC SUP

#ZONE 2

PMV39 := SQRT((PMV36 - AMV183) * (PMV36 - AMV183) + (PMV35 - AMV182) *
(PMV35 - AMV182)) #OFFSET MHO

```

```

PSV40 := (PMV39 <AMV181 AND NOT ASV253) AND PSV62 AND PSV50 # CA
ZONE 2 WITH 27 AND 50 OC SUP
#ELEMENTS M1P ET M2P
PSV13 := PSV45 OR PSV43 OR PSV41 # ZONE 1
PSV14 := PSV44 OR PSV42 OR PSV40 # ZONE 2
#DELAY ZONE 2
PCT09IN := PSV14
PCT09PU := 20.000000
PCT09DO := 0.000000
PSV16 := PCT09Q # ZONE 2 WITH 20 CYCS. DELAY
PCT10IN := PSV14
PCT10PU := 6.000000
PCT10DO := 0.000000
PSV15 := PCT10Q # ZONE 2 WITH 6 CYCS. DELAY
#UNDERVOLTAGE
PSV27 := (AMV100 >PMV52) # VAN
PSV28 := (AMV100 >PMV51) # VBN
PSV29 := (AMV100 >PMV50) # VCN
PSV30 := PSV27 OR PSV28 OR PSV29 #
PCT07IN := PSV30
PCT07PU := 0.250000
PCT07DO := 0.000000
PSV31 := PCT07Q # UNDERVOLTAGE 2 WITH 6 CYCS.TIMER
PCT08IN := PSV30
PCT08PU := 6.000000
PCT08DO := 0.000000
PSV32 := PCT08Q # UNDERVOLTAGE 2 WITH 6 CYCS.TIMER

```

