INFORMATION TO USERS

This manuscript has been reproduced from the microfilm master. UMI films the text directly from the original or copy submitted. Thus, some thesis and dissertation copies are in typewriter face, while others may be from any type of computer printer.

The quality of this reproduction is dependent upon the quality of the copy submitted. Broken or indistinct print, colored or poor quality illustrations and photographs, print bleedthrough, substandard margins, and improper alignment can adversely affect reproduction.

In the unlikely event that the author did not send UMI a complete manuscript and there are missing pages, these will be noted. Also, if unauthorized copyright material had to be removed, a note will indicate the deletion.

Oversize materials (e.g., maps, drawings, charts) are reproduced by sectioning the original, beginning at the upper left-hand corner and continuing from left to right in equal sections with small overlaps.

Photographs included in the original manuscript have been reproduced xerographically in this copy. Higher quality 6" x 9" black and white photographic prints are available for any photographs or illustrations appearing in this copy for an additional charge. Contact UMI directly to order.

Bell & Howell Information and Learning
300 North Zeeb Road, Ann Arbor, MI 48106-1346 USA

UMI®
800-521-0600

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

LES RÉGULATEURS DE PUISSANCE INTERPHASES EN RÉGIME ÉTABLI

JACQUES BROCHU

DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE ET DE GÉNIE INFORMATIQUE

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

THÈSE PRÉSENTÉE EN VUE DE L'OBTENTION

DU DIPLÔME DE PHILOSOPHIAE DOCTOR (Ph.D.)

(GÉNIE ÉLECTRIQUE)

OCTOBRE 1997

© Jacques Brochu, 1997

National Library of Canada
Acquisitions and Bibliographic Services
395 Wellington Street
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Bibliothèque nationale du Canada
Acquisitions et services bibliographiques
395, rue Wellington
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Your file Votre référence

Our file Notre référence

The author has granted a non-exclusive licence allowing the National Library of Canada to reproduce, loan, distribute or sell copies of this thesis in microform, paper or electronic formats.

The author retains ownership of the copyright in this thesis. Neither the thesis nor substantial extracts from it may be printed or otherwise reproduced without the author's permission.

L'auteur a accordé une licence non exclusive permettant à la Bibliothèque nationale du Canada de reproduire, prêter, distribuer ou vendre des copies de cette thèse sous la forme de microfiche/film, de reproduction sur papier ou sur format électronique.

L'auteur conserve la propriété du droit d'auteur qui protège cette thèse. Ni la thèse ni des extraits substantiels de celle-ci ne doivent être imprimés ou autrement reproduits sans son autorisation.

0-612-42819-2

Canada

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Cette thèse intitulée:

LES RÉGULATEURS DE PUISSANCE INTERPHASES

EN RÉGIME ÉTABLI

présentée par: BROCHU Jacques

en vue de l'obtention du diplôme de: Philosophiae Doctor

a été dûment acceptée par le jury d'examen constitué de:

M. OLIVIER Guy, Ph.D., président

M. MARCEAU Richard J., Ph.D., membre et directeur de recherche

M. PELLETIER Pierre, ING., membre et codirecteur de recherche

M. SAYDY Lahcen, Ph.D., membre

M. GALIANA Francisco, Ph.D., membre

À mes parents
Georgette Davy et Lucien Brochu

ainsi qu'à ma femme et mes enfants
Diane Pelletier, Xavier, Vincent et Geneviève

sans l'amour desquels ce travail n'aurait jamais vu le jour.

REMERCIEMENTS

Je veux en premier lieu remercier mon directeur de thèse, M. Richard J. Marceau, qui m'a si judicieusement guidé et encouragé tout au long de cette entreprise.

Je veux aussi remercier chaleureusement MM. François Beauregard et Pierre Pelletier (ce dernier à titre de chef de projet et codirecteur) avec qui j'ai passé neuf années intenses à développer la technologie des régulateurs de puissance interphases dont il est question dans cette thèse.

Mes remerciements vont également à tous ceux qui ont participé activement au développement de la technologie des RPI. En particulier, je désire souligner ici la participation de MM. Gaston Morin et Jacques Lemay qui ont permis à la technologie de faire de grands pas.

Je tiens également à remercier le président du Centre d'innovation sur le transport d'énergie du Québec (CITEQ), M. Jean-Guy Pineault, qui m'a permis de poursuivre mes études à l'intérieur du cadre de mes fonctions. Sans son support, il aurait été impossible de concilier étude et travail.

Finalement, je remercie sincèrement Monique Samson pour sa patiente révision du manuscrit.

RÉSUMÉ

Cette thèse a pour but de démontrer que les régulateurs de puissance interphases (RPI) apportent des solutions nouvelles et intéressantes à certains problèmes rencontrés dans les réseaux de transport en CA. La technologie des RPI permet notamment:

- l'interconnexion de réseaux asynchrones;
- l'interconnexion de sous-réseaux synchrones;
- la commande des écoulements de puissance des lignes de transport;
- l'accroissement de la capacité de transformation sans augmentation du niveau de court-circuit.

Afin de faciliter la diffusion de la technologie des RPI, on s'est également donné comme objectifs de présenter dans ce document:

- une terminologie et un formalisme bien adaptés à la technologie;
- une vue d'ensemble des modèles, des caractéristiques et des aires de fonctionnement:
    - à deux, trois ou quatre branches;
    - commandés par variation de susceptance, de déphasage ou de rapport de transformation;
    - au moyen de systèmes mécanique ou électronique;
    - en modes synchrone ou asynchrone.
- une méthode d'analyse permettant de représenter le comportement en réseau d'un régulateur de puissance, quel qu'il soit.

Une brève description du principe de fonctionnement des RPI est d'abord présentée dans l'introduction afin d'établir ce qui caractérise la technologie des RPI. Par la suite, on trace un portrait général des différents problèmes techniques susceptibles d'handicaper le comportement des réseaux CA. Les solutions à ces problèmes, présentes et à venir, sont également passées en revue. Au terme de cet exercice, on fait ressortir les différents rôles que

peut jouer la technologie des RPI et on indique quelles sont les technologies avec lesquelles elle entre en compétition.

Le corps de la thèse est, quant à lui, subdivisé en deux parties. Les chapitres 1 à 7 couvrent de manière exhaustive la mise en équation et la caractérisation de la technologie des RPI en régime établi. On expose également les outils que l'on a adoptés pour analyser et comparer en réseaux les différents régulateurs de puissance.

Les chapitres 8 à 11 abordent, pour leur part, la question de l'adaptation de la technologie des RPI à certaines problématiques de réseau. On décrit dans cette deuxième partie les trois applications en réseau qui, à ce jour, s'avèrent les plus prometteuses aussi bien sur le plan technique qu'économique.

ABSTRACT

The present thesis provides for the first time a broad description of the Interphase Power Controller (IPC) technology. This technology encompasses a large family of FACTS (Flexible AC Transmission Systems) controllers that allows power flow control within AC networks. Besides active power, it is also possible to extend their control capability to reactive power or voltage control.

The thesis shows that the IPC technology brings innovative solutions to specific AC network problems. The technology can perform: asynchronous interconnection, synchronous interconnection, transmission line power flow control and substation uprating with passive short-circuit limitation.

Besides demonstrating the value of IPCs as power flow controllers, the thesis also pursues the following objectives: propose an analytical approach well adapted to the technology, present an overview of the various IPCs' implementations and describe a new method for representing the combined behaviour of networks and power flow controllers of any kind.

The first part of the document covers the IPC technology as well as the analytical tools while the second part focuses on the description of the most promising applications. Eight papers are used to supplement the description of the applications.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE iv

REMERCIEMENTS v

RÉSUMÉ vi

ABSTRACT viii

TABLE DES MATIÈRES ix

LISTE DES TABLEAUX xv

LISTE DES FIGURES xvi

LISTE DES SIGLES xxiii

LISTE DES ANNEXES xxix

AVANT-PROPOS xxx

INTRODUCTION 1

- Principe de fonctionnement des RPI 1
- Propriétés des RPI 5
- Réseaux intelligents de transport en CA 7
- Dispositifs FACTS 9
- Problématiques de réseau 13
- Bénéfices apportés par les dispositifs FACTS 16
- Contributions de la thèse 19

1ère PARTIE: CARACTÉRISATION DES RÉGULATEURS DE PUISSANCE INTERPHASES

CHAPITRE 1: CONVENTIONS ET NOTATIONS 21
1.1 Introduction 21
1.2 Impédance et admittance 21
1.3 Signes des puissances 24
1.4 Puissances actives et réactives d'un réseau en Pi 26
1.5 Puissance active et réactives d'un élément série sans perte 28
1.6 Grandeurs commandables par un lien 29
1.7 Conclusion 31
CHAPITRE 2: TOPOLOGIES 32
2.1 Introduction 32
2.2 Nombre de branches 33
2.3 Nature des branches 40
2.4 Angle γ_{21} 41
2.5 Méthodes de déphasage 43
2.6 Méthodes de réglage 44
2.7 Caractéristiques centrées et décentrées 46
2.8 Modes synchrone et asynchrone 47
2.9 Conclusion 48
CHAPITRE 3: CIRCUITS ÉQUIVALENTS 50
3.1 Introduction 50
3.2 Définitions 51
3.3 Paramètres de réglage d'une branche série 54
3.4 Équivalent série 55

3.5 Équivalent avec sources de courant 59
3.5.1 Cas général 59
3.5.2 Cas idéal 60
3.5.3 Gyrateur 61
3.5.4 Découplage de réseaux et limitation de courants de défaut 64
3.5.5 Surtension en circuit ouvert 66

3.6 Équivalent ABCD 68
3.6.1 Cas général 68
3.6.2 Cas idéal 70
3.6.3 Effet du RPI sur une ligne de transport. 71

3.7 Équivalent en Pi 74

3.8 Changements de variables. 77
3.8.1 Paramètres B_{sr} , B_{ss} , B_{rr} et θ 77
3.8.2 Paramètres B, k et θ. 78

3.9 Conclusion 80

CHAPITRE 4: PARAMÈTRES DE RÉGLAGE 82

4.1 Introduction. 82

4.2 Degrés de liberté 83

4.3 Perte d'un degré de liberté et réglage par variation de susceptance 85
4.3.1 Existence des lignes de $[A]$ 86
4.3.2 Existence des colonnes de $[A]$. 89
4.3.3 Existence d'une dépendance linéaire 91

4.4 Contraintes de construction d'une interconnexion découplante 94

4.5 Caractéristiques de puissance 97

4.6 RPI à deux branches 100
4.6.1 Réglage à l'aide de ψ_1 100
4.6.2 Réglage à l'aide de B_1 et B_2 100
4.6.3 Réglage à l'aide de ψ_1 et ψ_2. 105
4.6.4 Réglage à l'aide de n_{s1} et ψ_1. 107
4.6.5 Réglage à l'aide n_{s1} , B_1 et B_2. 108
4.6.6 Réglage à l'aide n_{s1} , ψ_1 et ψ_2 109

4.7 RPI à trois branches 111
4.8 RPI à quatre branches 113
4.9 Déphasages par injection 115
4.10 Conclusion 118

CHAPITRE 5: CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES 119
5.1 Introduction 119
5.2 RPI à deux branches 120
5.2.1 Caractéristiques de puissance 120
5.2.2 Réglage par variation de susceptance 123
5.2.3 Réglage par variation de déphasage 127
5.2.4 Réglage par variation de rapport de transformation 128
5.2.5 Réglage par variation de susceptance et de rapport de transformation 129
5.2.6 Puissance réactive installée 132
5.2.7 Découplage des tensions 136
5.3 RPI à trois branches 142
5.4 RPI à quatre branches 145
5.5 Conclusion 145

CHAPITRE 6: AIRE DE FONCTIONNEMENT *Q-P* 147
6.1 Introduction 147
6.2 Espace des puissances 147
6.3 Plan des puissances 150
6.4 Aire de fonctionnement 154
6.4.1 Réglage par variation de susceptance 154
6.4.2 Réglage par variation de déphasage 158
6.4.3 Réglage par variation de rapport de transformation 163
6.5 Perte d'un degré de liberté 164
6.6 Conclusion 167

CHAPITRE 7: PLAN P-δ_{sr} 168
7.1 Introduction 168
7.2 Intérêt du plan P-δ_{sr} 169
7.3 Relation P-δ_{sr} d'un réseau 171
7.3.1 Réseau radial 171
7.3.2 Réseau maillé 174
7.3.3 Réseaux synchrones interconnectés 177
7.4 Relation P-δ_{sr} d'un régulateur de puissance 179
7.5 Aires de fonctionnement P-δ_{sr} 182
7.6 Exemples d'aires de fonctionnement 186
7.7 Coefficient de synchronisation 194
7.8 Définition d'un réseau équivalent 196
7.9 Conclusion 202

2e PARTIE: ADAPTATION DES RÉGULATEURS DE PUISSANCE INTERPHASES AUX RÉSEAUX

CHAPITRE 8: INTERCONNEXION SYNCHRONE 204
8.1 Introduction 204
8.2 Propriétés des RPI à caractéristiques centrées et décentrées 204
8.3 Applications 209
8.3.1 Interconnexion de réseaux synchrones 210
8.3.2 Interconnexion de sous-réseaux 211
8.3.3 Interconnexion d'artères 213
8.4 Publications 215
8.4.1 Annexes A et B 216
8.4.2 Annexe C 216
8.4.3 Annexe D 217
8.4.4 Annexe E 218
8.5 Conclusion 219

CHAPITRE 9: COMMANDE DU TRANSIT DE PUISSANCE DES LIGNES DE TRANSPORT 220

9.1 Introduction 220

9.2 RPI désyntonisés 220

9.3 Problématique 222

9.4 Publication 226

9.5 Conclusion 228

CHAPITRE 10: ACCROISSEMENT DE LA CAPACITÉ DE TRANSFORMATION D'UN POSTE 229

10.1 Introduction 229

10.2 Problématique 229

10.3 Publication 234

10.4 Conclusion 235

CHAPITRE 11: TOPOLOGIES LES PLUS INTÉRESSANTES EN MODE SYNCHRONE 236

11.1 Introduction 236

11.2 Contraintes d'appareillage dans le plan P-δ_{sr} 236

11.2.1 Limites de circulation de puissance active 237

11.2.2 Limites thermiques 239

11.2.3 Limites de réglage 240

11.3 RPI syntonisés à caractéristiques décentrées 241

11.3.1 Aires de fonctionnement 241

11.3.2 Puissances réactives 243

11.4 RPI désyntonisés 246

11.4.1 Aires de fonctionnement 246

11.4.2 RPI électronique 250

11.5 Transformateur-déphaseur assisté 250

11.6 Conclusion 252

CONCLUSION 254

BIBLIOGRAPHIE 257

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1: Propriétés des RPI. 6

Tableau I.2: Principaux avantages offerts par les RPI. 6

Tableau I.3: Appareillages destinés au conditionnement du transport de l'énergie. . . . 11

Tableau I.4: Problèmes en régime établi. 14

Tableau I.5: Problèmes en régime transitoire. 15

Tableau 2.1: Caractéristiques topologiques des RPI. 32

Tableau 3.1: Modèles équivalents de RPI 50

Tableau 4.1: Combinaisons étudiées de paramètres de réglage. 83

Tableau 4.2: Conditions pour lesquelles la commande de Q_s ou Q_r par un RPI à deux branches ajusté par variation de susceptance est impossible lorsque $n_i = n_1$ et $\delta_{sr} = \beta$. 89

Tableau 4.3: Dépendances linéaires de la matrice $[A]$. 94

Tableau 4.4: Valeurs réduites des susceptances pour les RPI à caractéristiques centrées lorsque $V_{s2} = V_{s1}$ et $V_{r2} = V_{r1}$ 104

LISTE DES FIGURES

Figure I.1: RPI 240. 2

Figure I.2: Caractéristiques de puissance active et réactive du côté R d'un RPI 240 ($\psi_1 = -\psi_2 = -120°$). 3

Figure I.3: RPI réalisé au moyen d'un transformateur-déphaseur et d'un condensateur. 4

Figure I.4: Schéma général d'un RPI à n branches. 4

Figure 1.1: Représentations série et parallèle d'un élément réactif. 21

Figure 1.2: Convention d'un quadripôle ABCD. 24

Figure 1.3: Phaseurs d'une réactance inductive et capacitive. 24

Figure 1.4: Convention de signe employée pour la mise en équation des RPI. 25

Figure 1.5: Quadripôle en Pi. 26

Figure 1.6: Caractéristiques de puissance active et réactives d'une inductance et d'un condensateur. 29

Figure 1.7: Commande des puissances P_r et Q_r au moyen d'un RPI à deux degrés de liberté ajusté par variation de déphasage. 30

Figure 2.1: RPI 240. 34

Figure 2.2: RPI 180 (schéma complet). 35

Figure 2.3: RPI 120. 35

Figure 2.4: RPI 30 à caractéristiques décentrées de –15° (M15) ou +15° (P15). 36

Figure 2.5: RPI 60 avec injection à 90°. 37

Figure 2.6: RPI 20 avec injection à angle variable. 38

Figure 2.7: RPI asynchrone à trois branches (1/3 de l'appareil). 39

Figure 2.8: RPI asynchrone à quatre branches (1/3 de l'appareil)..... 40

Figure 2.9: RPI asynchrone à quatre branches avec valves d'aiguillages (1/3 des branches et des valves d'aiguillage)..... 41

Figure 2.10: Caractéristiques centrées et décentrées de puissance..... 49

Figure 3.1: Schéma équivalent employé pour chacune des admittances du schéma monophasé..... 51

Figure 3.2: Angles utilisés pour la mise en équation..... 52

Figure 3.3: Équivalent série d'un RPI à deux branches..... 55

Figure 3.4: Phaseurs d'un RPI à deux branches..... 56

Figure 3.5: Schéma équivalent avec sources de courant..... 60

Figure 3.6: Schéma équivalent d'un gyrateur raccordé à une charge..... 62

Figure 3.7: Phaseurs de courant et de tension d'un RPI en mode gyrateur..... 64

Figure 3.8: Tensions et courants aux bornes d'un RPI durant un défaut triphasé appliqué non loin du côté R..... 65

Figure 3.9: Circuit *LC* série du RPI 120 lorsque le côté R est laissé en circuit ouvert..... 67

Figure 3.10: Équivalent ABCD d'un RPI..... 68

Figure 3.11: Équivalent série complet de chaque branche..... 68

Figure 3.12: Équivalent ABCD d'un RPI sans perte..... 71

Figure 3.13: RPI en série avec une ligne de transport..... 71

Figure 3.14: Effet d'un transformateur-déphaseur et d'un RPI sur la caractéristique de puissance active d'une ligne..... 73

Figure 3.15: Schéma équivalent en Pi..... 75

Figure 3.16: Paramètres du modèle en Pi du RPI 30M15..... 76

Figure 3.17: Caractéristiques de puissance des RPI définies en termes des paramètres B, k, et θ. 80

Figure 4.1: L'annulation de la ligne 3 de la matrice $[A]$ d'un RPI à trois branches requiert un ensemble de rapport de transformation inusité. 87

Figure 4.2: Représentation des puissances d'une susceptance dans l'espace des puissances du RPI. 92

Figure 4.3: Déphasage par injection. 116

Figure 5.1: Caractéristiques centrées de puissance du RPI 120 à susceptances ou déphasages variables. 121

Figure 5.2: Caractéristiques décentrées de puissance d'un RPI 120M60. 122

Figure 5.3: Tensions aux bornes des susceptances d'un RPI 120. 124

Figure 5.4: Paramètres de réglage d'un RPI 120: commande de P_r et Q_r par variation de susceptance. 125

Figure 5.5: Paramètre de réglage du RPI 120: commande de P_r et Q_r par variation de déphasages. 127

Figure 5.6: Effet du rapport de transformation ns1 sur les puissances d'un RPI 120. 128

Figure 5.7: Paramètres de réglage du RPI 120: commande de P_r, Q_s et Q_r par variation de susceptances et de rapports de transformation. 130

Figure 5.8: Puissance réactive installée de RPI à deux branches en fonction de la largeur de la plage angulaire de δ_{sr} 133

Figure 5.9: Réseau simplifié utilisé pour l'étude du découplage des tensions. 137

Figure 5.10: Comportement de la tension V_s en fonction du niveau de court-circuit $S_{cc\,S}$ pour différents δ et différents $\rho = \{0, 0.5, 1.0, 1.5, 2.0\}$. 140

Figure 5.11: Paramètres de réglage du RPI à trois branches. 143

Figure 5.12: Paramètres de réglage du RPI à quatre branches. 144

Figure 6.1: Définition vectorielle des puissances de la susceptance B_i 148

Figure 6.2: Puissances de la susceptance B_i dans le plan P_r-Q_r. Les lieux sont gradués suivant δ_i 151

Figure 6.3: Diagramme des puissances d'un RPI 120 à caractéristiques centrées. Les lieux sont gradués suivant δ_{sr} 152

Figure 6.4: Aire de fonctionnement d'un RPI 120 ajusté par variation de susceptance lorsque $\delta_{sr} = 0°$. Les lieux sont gradués suivant δ_{sr} 155

Figure 6.5: Déplacement et déformation en fonction δ_{sr} de l'aire de fonctionnement d'un RPI 120 ajusté par variation de susceptance. Les lieux sont gradués suivant δ_{sr} 156

Figure 6.6: Lieu à yi constant d'un RPI 120 ajusté par variation de déphasage lorsque $\delta_{sr} = 0°$. Les lieux S_{ri} sont gradués suivant δ_i ; le lieu S_r est gradué suivant δ_{sr} ($\psi_1 = -\psi_2$). 158

Figure 6.7: Aire de fonctionnement d'un RPI 120 ajusté par variation de déphasage lorsque $\delta_{sr} = 0°$. Les lieux S_{ri} sont gradués suivant δ_i . Le lieu S_r est gradué suivant δ_{sr} ($\psi_1 = -\psi_2$). 160

Figure 6.8: Déplacement en fonction de δ_{sr} de l'aire de fonctionnement d'un RPI 120 ajusté par variation de déphasage lorsque $-60° \leq (\psi_1$ et $\psi_2) \leq +60°$. Les lieux S_{ri} sont gradués suivant δ_i ; le lieu S_r est gradué suivant δ_{sr} ($\psi_1 = -\psi_2$). 161

Figure 6.9: Déformation de l'aire de fonctionnement d'un RPI 120 suite à une variation de tension du côté S. Les lieux sont gradués suivant δ_{sr} 164

Figure 6.10: Conditions entraînant la perte d'un degré de liberté illustrées avec un RPI à deux branches ajusté par variation de susceptance et caractéristiques centrées. 165

Figure 6.11: RPI 240 permettant de couvrir dsr sur 360° tout en conservant deux degrés de liberté. Les lieux sont gradués suivant δ_{sr} 166

Figure 7.1: L'angle δ_{sr} est toujours disponible pour caractériser le réseau et le régulateur de puissance RP ce qui n'est pas le cas de l'angle δ. 169

Figure 7.2: Réseau radial. 172

Figure 7.3: Caractéristiques de puissance du réseau radial tracées en fonction de δ_{sr} pour différents niveaux de génération. 173

Figure 7.4: Effet d'une contingence dans le réseau sur la caractéristique de puissance du régulateur. 173

Figure 7.5: Les caractéristiques de puissance du réseau radial sont circonscrites entre deux cas limites. 174

Figure 7.6: Réseau maillé. 174

Figure 7.7: Effet des sources P_1 et P_2 sur la caractéristique de puissance du réseau maillé. 177

Figure 7.8: Réseaux synchrones interconnectés. 177

Figure 7.9: Effets des sources P_1 et P_2 sur la caractéristique de réseau vue par le régulateur de puissance. 179

Figure 7.10: Caractéristiques d'appareillage de quatre régulateurs de puissance ($V_s = V_r = 1$). 181

Figure 7.11: L'intersection des caractéristiques d'appareillage et de réseau donne le point de fonctionnement ($V_s = V_r = 1$). 184

Figure 7.12: Définition de l'aire de fonctionnement d'un transformateur-déphaseur dans le plan P-δ_{sr}. 185

Figure 7.13: Réseau-test utilisé pour comparer le transformateur-déphaseur, la compensation série et le RPI. 187

Figure 7.14: Puissances active et réactives du transformateur-déphaseur. 190

Figure 7.15: Puissances active et réactives de la compensation série. 191

Figure 7.16: Puissances active et réactives du RPI 30M15 à susceptances variables. 192

Figure 7.17: Puissances active et réactives du RPI 30M15 à déphasage variable. . . . 193

Figure 7.18: Effet d'une perturbation angulaire $\Delta\delta$ appliquée aux bornes d'un lien muni d'un régulateur de puissance. 195

Figure 7.19: Réseau équivalent. 197

Figure 7.20: Réseau équivalent particularisé pour le réseau radial de la figure 7.2. . . 198

Figure 7.21: Comparaison des résultats obtenus avec le réseau de base et le réseau équivalent. 200

Figure 7.22: Écarts entre les résultats obtenus avec le réseau de base et le réseau équivalent. 201

Figure 8.1: RPI à deux branches et caractéristiques centrées (mode gyrateur). 206

Figure 8.2: Découplage des tensions par un RPI en mode gyrateur. 208

Figure 8.3: Interconnexion de réseaux synchrones. 210

Figure 8.4: Interconnexion de sous-réseaux 212

Figure 8.5: Interconnexion d'artères. 214

Figure 9.1: RPI désyntonisés pour la commande du transit des lignes de transport. 221

Figure 9.2: Schéma unifilaire des projets Mead-Adelanto et Mead-Phoenix. 223

Figure 9.3: Aires de fonctionnement avant et après l'addition du condensateur de 370 Mvar en parallèle avec les deux transformateur-déphaseurs de 650 MVA. 224

Figure 10.1: Augmentation de la capacité de transformation d'un poste de répartition 315/120 kV. 230

Figure 10.2: RPI avec injection à –120° pour l'accroissement de la capacité de transformation. 233

Figure 11.1: Aires de fonctionnement où les deux branches transitent de la puissance active dans le même sens. 238

Figure 11.2: Limites thermiques effectives d'un transformateur-déphaseur après addition d'un élément réactif en parallèle. 240

Figure 11.3: Aires de fonctionnement dans les quadrants I et II de RPI à caractéristiques décentrées. 242

Figure 11.4: Comportement de la puissance réactive de RPI à caractéristiques décentrées. 245

Figure 11.5: Aires de fonctionnement dans le quadrant I de RPI désyntonisés de type P..... 248

Figure 11.6: Aires de fonctionnement dans le quadrant II de RPI désyntonisés de type M..... 249

Figure 11.7: Aire de fonctionnement du transformateur-déphaseur assisté..... 251

LISTE DES SIGLES

Sigles mathématiques

a. . . . . Phase a

Paramètres d'une équation quadratique

Module d'un vecteur de l'espace des puissances

a_{ij}. . . . . Élément de $[A]$

A . . . . . Phase A

Paramètre du modèle ABCD

$[A]$ . . . . . Matrice de tensions

α . . . . . Angle absolu

Décalage angulaire d'un transformateur-déphaseur

b. . . . . Phase b

Paramètres d'une équation quadratique

Module d'un vecteur de l'espace des puissances

Susceptance shunt linéique d'une ligne de transport

B . . . . . Phase B

Susceptance

Paramètre du modèle ABCD

Paramètre égal à $n_{s1}\, n_{r1}\, B_{sr}$

$[B]$ . . . . . Vecteur de susceptances

B_s , B_r , B_{sr} . . Susceptances de l'équivalent en Pi

B_{ss} , B_{rr} , B_{sr} . Susceptances de l'équivalent avec sources de courant

B_{shunt} . . . . . Susceptance de la compensation shunt

β . . . . . Position du centre de la plage angulaire γ_{21}

c. . . . . Phase c

Paramètres d'une équation quadratique

Module d'un vecteur de l'espace des puissances

C . . . . . Phase C

Condensateur

Paramètre du modèle ABCD

d. . . . . Distance

Module d'un vecteur de l'espace des puissances

D . . . . . Paramètre du modèle ABCD

Dénominateur

δ. . . . . Écart angulaire

δ_{sr0} . . . . . Écart angulaire δ_{sr} lorsque P_r est égal à 0

Δx . . . . . Écart entre deux valeurs d'une grandeur x

e. . . . . Module d'un vecteur de l'espace des puissances

ε. . . . . Erreur

f. . . . . Fréquence

f_0 . . . . . Fréquence de base

$F(\delta_{sr})$. . . . . Terme fonction de δ_{sr}

G . . . . . Conductance

γ_{21} . . . . . Écart angulaire entre les minimums des tensions $\underline{V}_{s2}$ et $\underline{V}_{s1}$

i. . . . . Courant instantané

I. . . . . Courant efficace

j. . . . . $\sqrt{-1}$

k. . . . . Somme des susceptances d'un RPI

K . . . . . Constante

L . . . . . Inductance

L_f. . . . . Inductance de fuite d'un transformateur

m . . . . . Pente

n. . . . . Rapport de transformation

Nombre de branches

Ratio de tension

P . . . . . Puissance active

P_N . . . . . Puissance naturelle d'une ligne de transport

P_{r0} . . . . . Puissance P_r lorsque δ_{sr} est égal à 0°

ψ . . . . . Décalage angulaire de l'équivalent série

Ψ . . . . . Décalage angulaire de l'équivalent en Pi

Q . . . . . Puissance réactive

$Q_{installée}$ . . . . . Puissance réactive installée

θ . . . . . Angle égal à la somme de δ_{sr} , Ψ et $-\pi/2$

R . . . . . Côté récepteur

R . . . . . Résistance

ρ . . . . . Paramètre égal à $P_{r\,nom}\, V_r / P_N$

s . . . . . Degré de compensation série

S . . . . . Puissance apparente

S . . . . . Côté source

$[S]$ . . . . . Vecteur de puissances

t . . . . . Temps

T . . . . . Coefficient de synchronisation

τ . . . . . Décalage angulaire entre de la tension $\underline{V_t}$ par rapport à la tension $\underline{V_s}$

v . . . . . Tension instantanée

Vitesse de propagation

V . . . . . Tension efficace

V_{s0} , V_{r0} . . . . . Tensions V_s et V_r lorsque δ_{sr} est égal à 0°

V_N . . . . . Tension au point de référence N

ω . . . . . Fréquence angulaire

x . . . . . Réactance linéique d'une ligne de transport

Axe P_r de l'espace des puissances

Paramètre de calcul

x^* . . . . . Grandeur de consigne

$\underline{x}$ . . . . . Grandeur complexe

$\underline{x}^*$ . . . . . Grandeur conjuguée

$\dot{x}$ . . . . . Grandeur vectorielle

X . . . . . Réactance

X_{boucle} . . . . . Somme des réactances de boucle

$X_{éq}$ . . . . . Réactance équivalente

$X_{série}$ . . . . . Réactance de la compensation série

y . . . . . Axe Q_s de l'espace des puissances

y_i . . . . . Paramètre égal à $Y_i / (n_{si}\, n_{ri})$

Y . . . . . Module d'une admittance

$\underline{Y}_{ss}, \underline{Y}_{sr}, \underline{Y}_{rs}, \underline{Y}_{rr}$ Admittances de l'équivalent avec sources de courant

z . . . . . Axe Q_r de l'espace des puissances

Z . . . . . Module d'une impédance

Z_c . . . . . Impédance caractéristique d'une ligne de transport

Indices

a . . . . . Phase a au secondaire d'un transformateur

A . . . . . Phase A du réseau

b . . . . . Phase b au secondaire d'un transformateur

B . . . . . Phase B du réseau

Susceptance

c . . . . . Phase c au secondaire d'un transformateur

cc . . . . . Court-circuit

ch . . . . . Charge

C . . . . . Phase C du réseau

Condensateur

i . . . . . Numéro de branche

inj . . . . . Injection

l . . . . . Longitudinal

L . . . . . Inductance

LL . . . . . Ligne-ligne

max . . . . . Maximum

min. . . . . Minimum

nominal . . . . . Nominal

pu. . . . . Per unit

r. . . . . Côté récepteur

s. . . . . Côté source

t. . . . . Transverse

Thé. . . . . Thévenin

Y . . . . . Admittance

Z . . . . . Impédance

Sigles d'équipements de réseau

BESS. . . . . *Battery Energy Storage System*

HTCC . . . . . haute-tension à courant-continu

LTC. . . . . *Load-tap Changer*

MSBR. . . . . *Mechanically Switched Braking Resistor*

MSC . . . . . *Mechanically Switched Capacitor*

MSSC . . . . . *Mechanically Switched Series Capacitor*

MSSR . . . . . *Mechanically Switched Series Reactor*

MSR . . . . . *Mechanically Switched Reactor*

RPI . . . . . régulateur de puissance interphase

RPI* . . . . . RPI électronique

SCCL . . . . . *Short-circuit Current Limiter*

SMES . . . . . *Superconducting Magnetic Energy Storage*

SRD. . . . . *Subsynchronous Resonance Damper*

SSSC. . . . . *Solid-state Series Compensator*

STATCOM . . *Static Synchronous Compensator*

SVC. . . . . *Static Var Compensator*

TCBR . . . . . *Thyristor Controlled Braking Resistor*

TCPST . . . . . *Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer*

TCR. . . . . *Thyristor Controlled Reactor*

TCSC . . . . . *Thyristor Controlled Series Capacitor*

TCSR . . . . . *Thyristor Controlled Series Reactor*

TCVL . . . . . *Thyristor Controlled Voltage Limiter*

TD. . . . . transformateur-déphaseur

TR. . . . . transformateur-régulateur

TRD. . . . . transformateur-régulateur-déphaseur

TSC. . . . . *Thyristor Switched Capacitor*

TSR. . . . . *Thyristor Switched Reactor*

TSSC. . . . . *Thyristor Switched Series Capacitor*

UPFC . . . . . *Unified Power Flow Controller*

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE A: THE INTERPHASE POWER CONTROLLER - A NEW CONCEPT FOR MANAGING POWER FLOW WITHIN AC NETWORKS..... 267

ANNEXE B: THE DESIGN OF A 200 MW INTERPHASE POWER CONTROLLER PROTOTYPE 277

ANNEXE C: INTERPHASE POWER CONTROLLER WITH VOLTAGE INJECTION 286

ANNEXE D: INTERPHASE POWER CONTROLLER ADAPTED TO THE OPERATING CONDITIONS OF NETWORKS 294

ANNEXE E: SIMULATOR DEMONSTRATION OF THE INTERPHASE POWER CONTROLLER TECHNOLOGY..... 304

ANNEXE F: APPLICATION OF THE INTERPHASE POWER CONTROLLER TECHNOLOGY FOR TRANSMISSION LINE POWER FLOW CONTROL 313

ANNEXE G: THE IPC TECHNOLOGY - A NEW APPROACH FOR SUBSTATION UPRATING WITH PASSIVE SHORT-CIRCUIT LIMITATION..... 321

ANNEXE H: STEADY-STATE ANALYSIS OF POWER FLOW CONTROLLERS USING THE POWER CONTROLLER PLANE . . . 330

AVANT-PROPOS

Mes collègues et moi du CITEQ avons déjà produit de nombreux rapports, articles et brevets portant de manière détaillée sur de multiples aspects de la technologie dont, notamment, la réalisation physique de certains RPI. Aussi, cette thèse n'élabore pas beaucoup sur ce type de considérations pratiques. Il est effectivement apparu plus important d'insister sur le lien conducteur entre toutes les topologies et applications de RPI qui ont été documentées au fil des ans.

Cet exposé traite principalement du comportement des RPI en régime établi. Ceci provient de la philosophie de développement qui, très tôt, fut adoptée. Dans un premier temps, on cherche toujours à satisfaire les régimes pré- et post-contingence d'un problème avec un RPI qui ne requiert que des actionneurs mécaniques. Et c'est seulement par la suite, si besoin est, que l'on envisage l'addition d'interrupteurs électroniques. De fait, avant même d'aborder les outils de simulation dynamique, on constate que beaucoup peut être fait en régime établi pour concevoir un RPI dont le comportement sera compatible avec les besoins du réseau en régime dynamique. Plus encore, on montre qu'un RPI muni d'interrupteurs mécaniques peut trouver sa place même pour la commande d'une ligne de transport. Ceci confirme à nos yeux que cette approche est bien adaptée à la nature même de la technologie des RPI et justifie la couverture exhaustive qui est faite ici du régime établi.

INTRODUCTION

La technologie des régulateurs de puissance interphases (RPI) est relativement récente et encore peu connue (Roberge, Gavrilovic et Pelletier, 1986; Gavrilovic, Roberge, Pelletier et Soumagne, 1987). Aussi, cette introduction débute en décrivant brièvement ce qu'est un RPI. Par la suite, on adopte une approche boîte-noire afin de situer la technologie des RPI aussi bien sur le plan de son apport à l'arsenal des moyens existants et en développement pour conditionner le transport de l'énergie électrique, que sur le plan des problèmes de réseau qu'elle peut résoudre. On verra que la technologie des RPI s'inscrit dans le courant de pensée du concept des réseaux FACTS (*Flexible AC Transmissions Systems* ou réseaux intelligents de transport en CA). Au terme de ce chapitre, on indique en quoi cette thèse est originale et créative.

Principe de fonctionnement des RPI

La technologie des RPI regroupe plusieurs appareils qui partagent tous une même caractéristique topologique: ils sont raccordés entre deux barres d'un réseau et comptent au moins deux branches parallèles. À titre d'exemple, la figure I.1 présente le schéma monophasé du RPI le plus simple qui soit. Les quatre autres branches (non-montrées) de cet appareil sont transposées sur les phases.

Dans le contexte des RPI, ce circuit est dit monophasé puisqu'il inclut toutes les branches reliées à une phase du côté S ou R de l'appareil (en l'occurrence la phase *A* du côté R). Règle général, le traitement des RPI dans ce document est toujours fait sur la base de circuits monophasés comme celui-ci.

Puisque les branches sont disposées en parallèle, le comportement des RPI peut s'exprimer directement par la somme des courants de branches ou par la somme des puissances actives et réactives de chacune d'elles. C'est ce qui est montré aux figures I.1 et I.2.

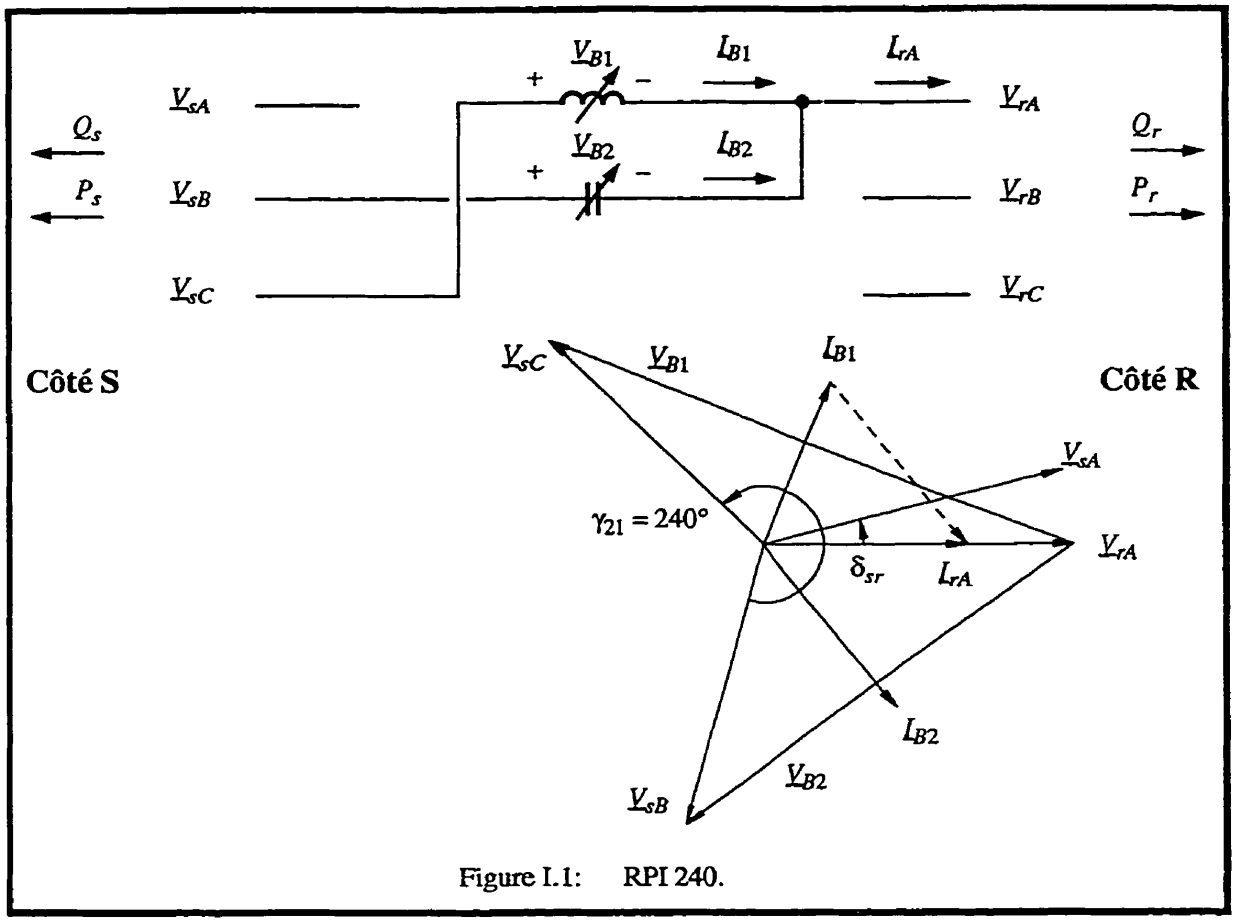


Figure I.1: RPI 240.

Dans le cas présent, le RPI assure la commande des puissances active P_r et réactive Q_r en imposant, en module et en phase, le courant de ligne $\underline{I}_{rA}$ par rapport à la tension de ligne $\underline{V}_{rA}$. Cette action est réalisée en réglant les modules des courants $\underline{I}_{B1}$ et $\underline{I}_{B2}$ au moyen des éléments séries variables B_1 et B_2. Les phaseurs de la figure I.1 illustrent un point de fonctionnement à facteur de puissance unitaire.

La commande simultanée et indépendante des puissances P_r et Q_r est donc possible. De manière générale, ces deux branches permettent de commander deux grandeurs électriques du réseau telles que: P_s, P_r, Q_s, Q_r, V_s, V_r ou l'écart angulaire δ_{sr} aux bornes de l'appareil.

La figure I.2 montre comment les RPI peuvent être utilisés pour interconnecter des sous-réseaux synchrones. On a tracé ici les caractéristiques de puissance du RPI de la figure I.1 en fonction de l'angle δ_{sr} lorsque les susceptances des branches sont constantes et conjuguées ($B_1 = -B_2$). Comme on peut le voir, la puissance active varie suivant une fonction cosinusoïdale alors que la puissance réactive est de la même forme mais déphasée de 90°. Ainsi, la puissance active reste presque constante (à l'intérieur de 9% de la valeur crête) sur une large plage angulaire de 50°.

Près de $\delta_{sr} = 0°$, le RPI permet donc de régulariser le transit de puissance active de manière passive tout en produisant ou consommant peu de puissance réactive.

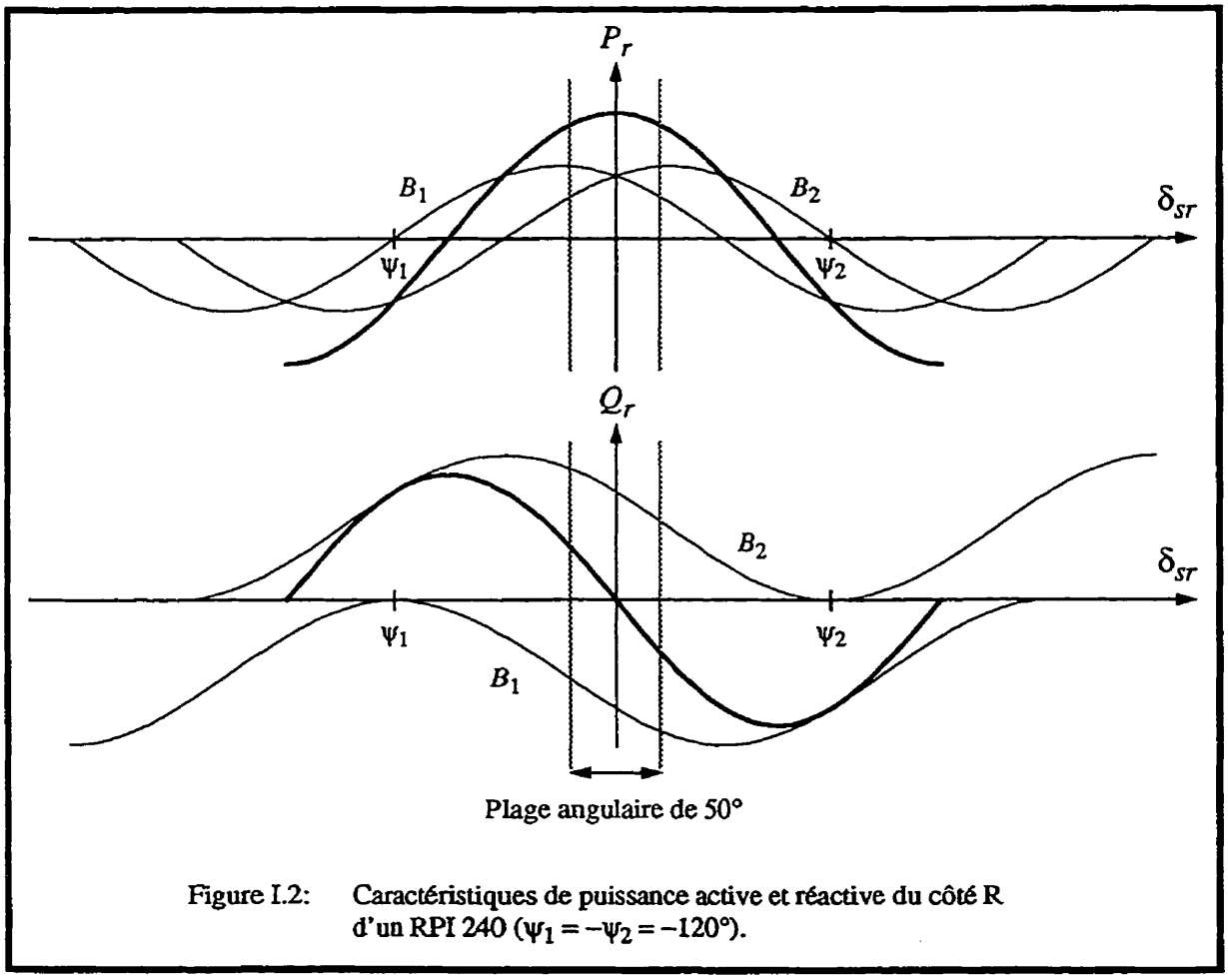


Figure I.2: Caractéristiques de puissance active et réactive du côté R d'un RPI 240 ($\psi_1 = -\psi_2 = -120°$).

La simplicité apparente de cette technologie surprend et on s'étonne qu'elle n'ait pas fait son apparition il y a des décennies. Ceci est d'autant plus étonnant que la réalisation épurée de la figure I.3 se résume à un transformateur-déphaseur en parallèle avec un condensateur, lesquels sont deux procédés bien connus et utilisés de longue date, mais séparément, pour modifier les écoulements de puissance d'un réseau.

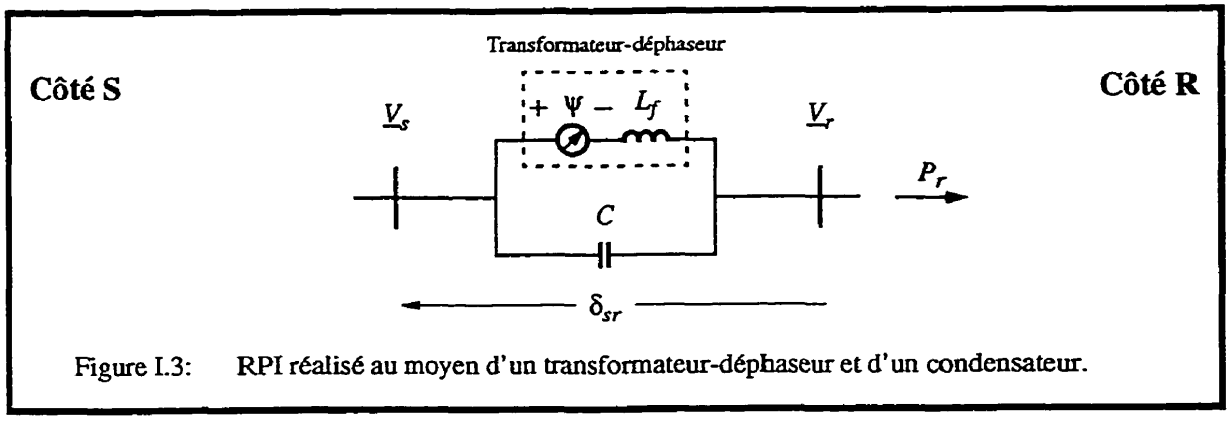


Figure I.3: RPI réalisé au moyen d'un transformateur-déphaseur et d'un condensateur.

De manière générale, tous les RPI, quelle que soit leur topologie ou leur fonction en réseau, peuvent être représentés par le schéma équivalent de la figure I.4.

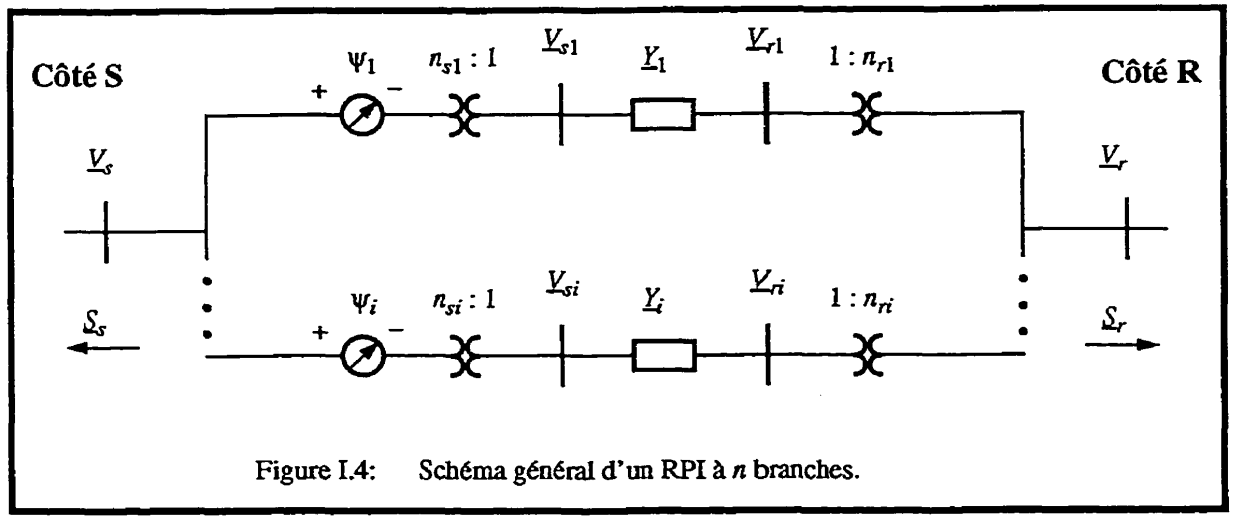


Figure I.4: Schéma général d'un RPI à n branches.

À la lumière de ce schéma équivalent et des deux RPI vus précédemment, on peut redéfinir les RPI de la manière suivante: ce sont des appareils raccordés entre deux barres d'un réseau; ils comptent au moins deux branches parallèles; parmi ces branches, une seule ne

peut être constituée que d'un élément déphaseur et une seule ne peut être constituée que d'un élément réactif.

Dans le cas du RPI de la figure I.1, l'élément déphaseur est réalisé par la connexion des éléments réactifs entre des phases différentes des côtés S et R. C'est ce type de connexion interphase qui a donné le nom à cette technologie et que l'on retrouve dans tous les RPI soit au niveau des éléments séries soit au niveau des transformateurs-déphaseurs.

Propriétés des RPI

Cette thèse a pour principal objectif de démontrer que l'approche RPI permet de réaliser une nouvelle famille d'appareils utiles et concurrentiels pour solutionner des problèmes de réseau CA. Les applications privilégiées de la technologie sont à ce jour:

- l'interconnexion de réseaux asynchrones;
- l'interconnexion de sous-réseaux synchrones;
- la commande des écoulements de puissance des lignes de transport;
- l'accroissement de la capacité de transformation sans augmentation du niveau de court-circuit.

Les propriétés mises à profit dans ces applications sont indiquées au tableau I.1. Il est à remarquer que les quatre premières propriétés sont spécifiques aux RPI.

Afin de préciser en quoi les RPI peuvent être concurrentiels, le tableau I.2 indique, pour chacune des quatre applications, la solution classique avec laquelle les RPI entrent en compétition et les avantages qu'ils offrent par rapport à celle-ci.

Tableau I.1: Propriétés des RPI.

	Propriétés	Applications			
		Interconnexion asynchrone	Interconnexion synchrone	Commande de ligne	Accroissement de la transformation
Spécifique aux RPI	Régulation passive du transit entre deux barres synchrones		✓		
	Limitation passive des courants de défauts	✓	✓	✓	✓
	Alimentation de secours biphasée à triphasée	✓	✓		
	Blocage passif des écoulements de puissance réactive	✓	✓		
	Régulation simultanée et indépendante de plusieurs grandeurs électriques	✓	✓	✓	✓
	Découplage en tension et en angle des perturbations transitoires	✓	✓		
	Équilibrage des phases	✓	✓		
	Absence de mode de résonance sous-synchrone			✓	
	Absence d'harmonique	✓	✓	✓	✓
	Réduction du coût et des pertes d'exploitation d'un transformateur-déphaseur			✓	
	Support de tensions	✓	✓	✓	✓
	Fonctionnement robuste	✓	✓	✓	✓

Tableau I.2: Principaux avantages offerts par les RPI.

Applications	Solutions classiques	Principaux avantages du RPI par rapport aux solutions classiques
Interconnexion asynchrone	Lien HTCC	Pas d'harmonique Pas de consommation de puissance réactive Robustesse
Interconnexion synchrone	Transformateur-déphaseur	Régulation passive de la puissance active Limitation des courants de défauts
Commande de ligne	Transformateur-déphaseur	Réduction de coût Réduction des pertes
Accroissement de la capacité de transformation	Modifications du poste ou du réseau	Réduction de coût dans certains cas Maintien de la flexibilité d'exploitation

Réseaux intelligents de transport en CA

La conduite d'un réseau représente une prouesse d'équilibre permanente. Puisque l'énergie électrique ne s'emmagasine pas dans le réseau, ou si peu, il faut assurer par des automatismes l'équilibre entre la production et la charge (Le Du, 1992).

Cette recherche de l'équilibre doit se faire à l'intérieur de balises bien définies:

- limites de tensions et de courants dans les éléments du réseau;
- limites de transit sécuritaires en prévision d'éventuelles contingences;
- limites de court-circuits.

Toutefois, les moyens dont disposent les exploitants demeurent relativement peu nombreux;

- ajustement des consignes de puissance des centrales;
- choix de la topologie du réseau;
- compensations shunt et série;
- transformateur-régulateur et transformateur-déphaseur;
- compensation synchrone, compensation statique (SVC) et lien haute-tension à courant-continu (HTCC).

Encore tout récemment, il n'existait pas de moyen qui soit à la fois économique et efficace pour agir directement sur les écoulements de puissance active à l'intérieur de quelques cycles. En effet, un ensemble redresseur-onduleur agit directement sur les écoulements de puissance mais coûte très cher tandis qu'un compensateur statique, beaucoup moins cher, n'agit qu'indirectement sur le transit de ligne en régularisant la tension.

De leur côté, les planificateurs de réseau font face à d'autres types de difficultés qui compliquent considérablement l'expansion des réseaux. Ils doivent satisfaire des exigences techniques et économiques de plus en plus nombreuses (Le Du, 1992; Hingorani, 1991; Hingorani, 1993).

Ainsi, l'intégration de nouveaux ouvrages aux réseaux existants doit tenir compte:

- des restrictions sur les passages de lignes;
- des limites sur les niveaux de court-circuits;
- de l'amélioration de l'indice de continuité et de la qualité de l'onde;
- de la protection de l'environnement.

De plus, pour réduire les coûts de production et d'immobilisation on envisage de nouvelles opportunités telles que:

- la déréglementation des réseaux de transport;
- l'intégration de producteurs indépendants;
- les échanges d'énergie entre les réseaux pour profiter, d'une part, des décalages horaires, d'autre part, des différences de condition climatique et de coût de production.

Les préoccupations des exploitants et des planificateurs sont chapeautées par l'impératif suivant: assurer une utilisation maximale et sécuritaire du réseau pour atteindre un optimum économique. Puisque les appareils de nos réseaux ont atteint au cours des dernières décennies un degré de performance élevé, il ressort clairement que les exploitants et les planificateurs doivent se tourner vers de nouvelles technologies pour repousser les limites actuelles et tirer le meilleur parti des réseaux de transport. C'est dans ce contexte que l'EPRI (*Electric Power Research Institute*) a proposé en 1986 le concept du réseau intelligent de transport en CA, le concept du réseau FACTS (Hingorani, 1991). Selon la définition conjointe de l'IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) et de la CIGRÉ (Conférence internationale des grands réseaux électriques), un réseau FACTS est un réseau de transport en CA qui utilise des régulateurs de puissance passifs et électroniques destinés à augmenter la commandabilité et la capacité de transport (IEEE FACTS WG et CIGRÉ FACTS WG, 1995).

Conformément au désir d'atteindre une utilisation optimale du réseau à tout point de vue, l'EPRI a mis de l'avant un programme diversifié de développement des réseaux FACTS.

Ce programme comporte plusieurs volets portant sur:

- les systèmes de protection basés, entre autres, sur les télécommunications;
- les logiciels devant faciliter la conduite de réseau (évaluation dynamique de la sécurité, interface homme-réseau, etc ...);
- les interrupteurs électroniques tel que le MCT (MOS-*Controlled Thyristor*);
- les appareils permettant de modifier les écoulements de puissance en régimes établi et transitoire.

Le dernier volet a reçu beaucoup d'attention de la part des manufacturiers et une littérature abondante est maintenant disponible sur ces appareils appelés collectivement dispositifs FACTS (FACTS *Controller*). Ce volet est à ce point important que le terme FACTS est pratiquement devenu synonyme de dispositifs FACTS et que la dimension réseau intelligent paraît relayée au second plan.

Dispositifs FACTS

De nombreuses approches sont mises de l'avant pour résoudre les problèmes rencontrés en réseau. Considérant la diversité des appareils, d'une part, et la diversité des problèmes à résoudre, d'autre part, il devient difficile de savoir quel dispositif FACTS utiliser pour résoudre un problème en particulier (Le Du, Tontini et Winfield, 1992).

Le terme dispositifs FACTS à longtemps porté à confusion et ce n'est que tout récemment qu'une définition a finalement pu s'imposer (*Task Force of the* FACTS WG et Edris, 1996). Ainsi, un dispositif FACTS est un système électronique ou statique permettant le réglage de un ou plusieurs paramètres d'un réseau de transport en CA. Il s'agit donc d'un muscle commandé par le réseau intelligent pour agir sur au moins un des paramètres suivants: le module d'une tension, le module d'un courant, la phase d'une tension, la phase d'un courant, la valeur d'une impédance, la valeur d'une admittance. Ainsi, un transformateur-régulateur de tension muni d'un changeur de prise mécanique constitue un dispositif FACTS parce qu'il peut être mis à contribution pour éviter un effondrement de

tension s'il est télécommandé adéquatement par le centre de conduite d'un réseau intelligent. Ce type d'intervention habituellement exécuté de manière manuelle (Chee-Ding, Fahmy et Graham, 1992) pourrait donc être géré en temps réel directement par le réseau FACTS.

Cette définition d'un dispositif FACTS est en continuité avec la définition conjointe IEEE et CIGRÉ d'un réseau FACTS mentionnée précédemment. Elle va heureusement plus loin que la définition apportée implicitement par la liste des dispositifs FACTS couverts dans le document FACTS *Overview* de l'IEEE (IEEE FACTS WG et CIGRÉ WG, 1995). On retrouve dans ce texte, par exemple, le transformateur-régulateur électronique (*load-tap changer* LTC) mais pas le transformateur-régulateur classique. Ceci vient du fait que les premières définitions proposées pour définir les réseaux FACTS faisaient nécessairement appel à l'utilisation d'électronique de puissance. Dans un de ses discours, Hingorani (1988) présente le concept de réseau FACTS en terme de "*thyristor-assisted AC power system*". Depuis, les perceptions ont évolué, notamment avec la venue des RPI, ce qui a amené l'IEEE et la CIGRÉ à parler explicitement de systèmes électronique ou statique dans leur définition de dispositifs FACTS.

Le tableau I.3, inspiré par Le Du (1992), présente les principaux modes de compensation offerts par chacun des appareils, actuellement disponibles ou en développement, pour conditionner le transport d'énergie en CA. Les modes de compensation y sont subdivisés en deux groupes tandis que les appareils sont subdivisés en trois groupes. Ce tableau indique également la fonction en réseau de chacun de ces modes de compensation. La définition des acronymes est fournie dans la liste des sigles. Aux dispositifs FACTS documenté dans la littérature, on a ajouté ici quelques autres dispositifs par souci de généralité tel que MSSR (*Mechanically Switched Series Reactor*) alors que TSSR (*Thyristor Switched Series Reactor*) existe déjà. Chaque fois que c'est possible on a utilisé les acronymes proposé par l'IEEE dans l'article "*FACTS Standard Terms and Definitions*" (*Task Force of the* FACTS WG et Edris, 1996).

Tableau I.3:Appareillages destinés au conditionnement du transport de l'énergie.

			Compensation						
			Intrinsèque au transport				Palliative		
			shunt (d'admittance)	série (d'impédance)	d'amplitude	angulaire (de phase)	d'harmonique	de séquence	d'énergie
Appareillage	Classique	R, ZnO							✓
		L, C	✓	✓			✓	✓	
		MSBR							✓
		MSR, MSC, MSSR, MSSC	✓	✓					
		TR			✓				
		TD				✓			
		TRD			✓	✓			
		RPI	✓	✓	✓	✓		✓	
	À commutation électronique	TCBR, SRD, TCVL							✓
		TSR, TSC, TCR	✓				✓		
		SVC	✓				✓	✓	
		TCSR, TSSC, TCSC		✓	✓	✓		✓	
		SCCL		✓					
		LTC			✓				
		TCPST, HTCC			✓	✓			
		BESS, SMES	✓						✓
		RPI*	✓	✓	✓	✓		✓	
	Avancée	STATCOM	✓				✓		✓
		SSSC		✓	✓	✓	✓		✓
		UPFC	✓	✓	✓	✓	✓		✓
			Ajustement de la tension phase-terre	Ajustement de l'impédance d'un lien	Ajustement de l'écart de tension entre deux barres	Ajustement de l'écart angulaire entre deux barres	Réduction des harmoniques	Équilibrage des charges	Amortissement Alimentation de relève
			Fonction en réseau						

Dispositifs FACTS

Ce tableau a été réalisé en prenant comme point de référence un réseau élémentaire constitué seulement d'alternateurs, de transformateurs, de lignes, de disjoncteurs et de charges. Un réseau muni de ces seuls équipements est viable mais à condition de n'effectuer le transport d'énergie que sur de courtes distances étant donné la nature réactive des lignes de transport. Puisque les charges peuvent être loin des centrales, un réseau peut donc s'étendre sur de grandes distances et il s'avère indispensable de compenser l'effet des

lignes sur les tensions phase-terre. Pour cela, les compensations shunt, série et d'amplitude sont généralement suffisantes mais, à l'occasion, une correction en phase est également nécessaire. Au tableau I.3 on a donc regroupé ces quatre modes de compensation qui sont intrinsèques au transport.

Les modes de compensation du deuxième groupe sont, d'une certaine manière, des modes palliatifs requis pour régler des problèmes particuliers, secondaires à l'installation d'équipements ou à des événements de courtes durées. Ainsi, la compensation d'harmoniques est généralement requise pour les liens redresseur-onduleur et les fours à arc. La compensation de séquence peut s'avérer nécessaire pour alimenter des charges triphasées déséquilibrées comme les fours à arc. Ce mode de compensation peut également être envisagé en situation de post-contingence pour alimenter un réseau triphasé à l'aide d'un source devenue biphasée suite à la perte d'une phase. Enfin, la compensation d'énergie permet d'absorber ou de produire de l'énergie transitoirement pour stabiliser des machines tournantes ou pour dissiper l'énergie provenant des chocs de foudre.

Pour ce qui est de la subdivision des appareils, le premier groupe est dit classique parce que ces appareils n'utilisent aucun interrupteur électronique. Il contient les éléments de base (résistance et parafoudre, inductance et condensateur), les transformateurs en général, et le RPI. Dans ce groupe, seuls les appareils munis de systèmes de réglage mécaniques font partie des dispositifs FACTS.

Le deuxième groupe couvre les appareils qui utilisent des interrupteurs électroniques. Plusieurs de ces appareils ne sont en fait que les versions électroniques des appareils du premier groupe.

Les dispositifs du troisième groupe se distinguent de ceux du deuxième groupe principalement par le fait que leur fonctionnement repose sur des échanges d'énergies entre les phases. Ces dispositifs n'ont pas besoin d'éléments réactifs pour produire ou consommer de la puissance réactive (Le Du, 1992). Pour cette raison ces appareils sont qualifiés de dispositifs avancés. Ce comportement, qui leur est particulier, est rendu possible grâce à

l'utilisation d'interrupteurs électroniques à commutation commandée tel que le GTO (*Gate-turn-off thyristor*) (Mohan, Undeland et Robbins, 1995).

Ce tableau généralise donc le concept de compensation, lequel n'est habituellement utilisé que pour les compensations shunt, série et angulaire. De plus, il précise les différentes tâches que peut accomplir un dispositif FACTS. À l'aide de cette définition élargie du terme compensation, il est donc possible de formuler une autre définition pour les dispositifs FACTS: ce sont des appareils de compensation variable pour les réseaux CA.

Il existe ainsi toute une gamme de moyens permettant de compenser le réseau afin d'effectuer le transport d'énergie dans les meilleures conditions. Chacun de ces modes de compensation peut être réalisé par plusieurs dispositifs. Par contre, un ensemble donné de modes n'est toujours offert que par quelques appareils à la fois. La recherche de la solution à un problème de réseau peut donc s'avérer extrêmement ardue étant donné la complexité de certains problèmes rencontrés. Il faut établir la correspondance optimale entre la liste des tâches qui sont à faire et les dispositifs entre lesquels celles-ci seront partagées.

Problématiques de réseau

Pour bien faire ressortir les besoins en dispositifs FACTS des réseaux intelligents, et de là le rôle des RPI, il est intéressant d'établir la correspondance qui existe entre les problématiques typiquement rencontrées en réseau et ces dispositifs. Les tableaux I.4 et I.5 établissent ce lien pour les régimes établi et transitoire. Ils sont inspirés de tableaux présentés dans le document "*Facts Applications*" (IEEE FACTS WG, 1996). Le tableau I.5 précise en régime transitoire le type de réseau susceptible d'être affecté par chacune des problématiques: A- réseau radial (génération éloignée); B- régions interconnectées; C- réseau fortement maillé; D- réseau faiblement maillé. Ces tableaux indiquent les problèmes de réseau les plus typiques, les causes et les moyens d'interventions.

Tableau I.4:Problèmes en régime établi.

Grandeur affectée	Problème	Cause	Action requise	Moyen d'intervention			
				Machine, disjoncteur, charge	Appareillage de compensation		
					Classique	À commutation électronique	Avancée
Tension	Sous-tension	Ligne surchargée Perte de ligne parallèle	Production de réactif	Sur-excitation	C_{shunt}, $C_{série}$, MSC, MSSC, RPI	TSC, TCSC, SVC, TSSC, SMESS	STATCOM, SSSC, UPFC
	Surtension	Ligne peu chargée	Consommation de réactif	Sous-excitation Ouverture de ligne	L_{shunt}, MSR, RPI	TCR, SVC, SMESS	STATCOM
Puissance active	Surcharge	Transit très élevé	Réduction du transit sous la limite thermique	Fermeture de ligne	$L_{série}$, MSSR, TD, TRD, RPI	TCSR, TCSC, TSSC, TCPST, SMESS, RPI*	SSSC, UPFC
		Perte de ligne parallèle		–	$L_{série}$, MSR, TD, TRD, RPI	TCSR, SMESS, RPI*	
	Écoulement parasite ou insuffisant	Impédance ou déphasage inadéquats	Ajustement du transit		$C_{série}$, $L_{série}$, MSSC, MSR, TD, TRD, RPI	TCSR, TCSC, TSSC, TCPST, SMESS, RPI*	
	Écoulement nul ou inversé	Échange inter-région			TD, TRD, RPI	TCPST, SMESS, RPI*	

Les moyens d'intervention sont regroupés comme suit:

1- les actions qui peuvent être faites au niveau de la conduite du réseau en agissant sur les machines, les disjoncteurs et les charges;

2- les appareils classiques tels que les résistances, condensateurs, inductances, transformateurs et parafoudres;

3- les appareils à commutation électronique naturelle ou forcée. Des éléments réactifs sont nécessairement requis pour leur bon fonctionnement;

4- les appareils électroniques à commutation forcée. Mis à part les transformateurs de couplage, ils n'ont besoin que de très peu d'éléments réactifs.

Tableau I.5:Problèmes en régime transitoire.

Grandeur Affectée	Phénomène	Problème	Réseau	Cause	Moyen d'intervention			
					Machine, disjoncteur, charge	Appareillage de compensation		
						Classique	À commutation électronique	Avancée
Tension	rapide	Tension transitoire inacceptable	A, B, C, D	Ligne surchargée Perte de ligne parallèle	–	Parafoudre	SVC, TCSC, TCPST, RPI*	STATCOM, SSSC, IPFC
Courant		Courant de court-circuit trop élevé	B, C, D	Niveau de court-circuit élevé		$L_{série}$	SCCL, SMESS, RPI*	SSSC
Puissance active		Perte de synchronisme (stabilité transitoire)	A, D	Accélération des machines		R	TCBR, SVC, TSSC, TCSC, TCPST, BESS, SMESS, RPI*	STATCOM, SSSC, UPFC
			A, B, D	Coefficient de synchronisation insuffisant	Excitatrice rapide	$C_{série}$, MSSC	TCBR, SVC, TSSC, TCSC, LTC, TCPST, HTCC, BTB, BESS, SMESS, RPI*	
			B, C, D	Écoulement dynamique incontrôlé	–	–		
		Amortissement (stabilité dynamique)	A, B, D	Oscillation > 2 Hz comp. série vs. machine	–	$C_{série}$ + s<0,6, MSSC Filtre	TCBR, SRD, SVC, TSSC, TCSC, LTC, TCPST, BTB, BESS, SMESS, RPI*	
			A	Oscillation = 1 Hz réseau vs. quelques machines	Système de stabilisation	–	TCBR, SVC, TSSC, TCSC, LTC, TCPST, BTB, BESS, SMESS, RPI*	
			B, D	Oscillation < 1 Hz réseau vs. groupes de machines	–			
Tension	lent	Effondrement de tension (stabilité long terme)	B, C, D	Réseau chargé + machine à Q_{max} + charge constante	Excitatrice rapide, Gestion de l'offre et de la demande, Délestage	C_{shunt}, MSC, TR, RPI	SVC, TSSC, TCSC, LTC, TCPST, BTB, BESS, SMESS, RPI*	

Les trois groupes d'appareillage de compensation des tableaux I.4.et I.5 correspondent directement aux trois groupes d'appareils du tableau I.3. Mentionnons aussi, que le tableau I.4 pourrait éventuellement être étendu pour couvrir les problèmes reliés aux harmoniques et aux déséquilibres de phase.

Dans le groupe des compensateurs à commutation électronique, les dispositifs TCR (*Thyristor Controlled Reactor*), SVC (*Static Var Compensator*), SRD (*Subsynchronous Reso-*

nance Damper) et HTCC du troisième groupe sont utilisés depuis relativement longtemps. Les autres dispositifs de ce groupe et les compensateurs avancés du quatrième groupe viennent tout juste d'être implantés ou font encore l'objet de développement. Ce sont ces nouveaux équipements qui sont particulièrement visés par le programme FACTS de l'EPRI.

Le tableau I.5 fait ressortir un aspect important à considérer quant au choix d'un dispositif FACTS; la rapidité. Pour ceux qui considèrent qu'un dispositif FACTS utilise nécessairement de l'électronique, cette propriété est implicite et les problèmes de gestion des tensions et des courants en régime transitoire de même que les problèmes de stabilité transitoire et dynamique sont la véritable raison d'être de ces appareils. Toutefois, un fonctionnement rapide n'est pas requis pour assurer la stabilité de la tension. Dans ce cas, c'est la souplesse qui importe. Ceci est particulièrement vrai pour les phénomènes encore plus lents rencontrés en régime permanent.

Bénéfices apportés par les dispositifs FACTS

Régime établi

Dans le tableau I.4 des problèmes rencontrés en régime établi, on retrouve des dispositifs FACTS électroniques pour les raisons suivantes:

- on cherche à éliminer les mécanismes qui requièrent de l'entretien;
- on veut réduire les coûts imposés par les éléments réactifs;
- le problème à résoudre comporte un volet dynamique

En effet, les valves à thyristors permettent de remplacer un interrupteur ou un changeur de prises mécanique appelé à fonctionner souvent. Elles peuvent donc s'avérer économiquement intéressantes si elles permettent d'éliminer l'entretien des contacts mécaniques. De plus, elles peuvent devenir la seule issue pour réduire le temps de réponse d'un changeur de prise.

Par ailleurs, la technologie des inductances et des condensateurs fixe un coût plancher puiqu'elle est maintenant à maturité et que les coûts de fabrication ne peuvent plus baisser (Le Du, 1992). Le STATCOM (*Static Compensator*) (Schauder, Gernhardt, Stacey, Lemak, Gyugyi, Cease et Edris,1994), le SSSC (*Solid-State Series Compensator*) (Gyu-Gyi, 1993) et le UPFC (*Unified Power Flow Controller*) (Gyugyi, 1990) sont des appareils, dits avancés, qui n'ont besoin que de très peu d'éléments réactifs pour produire ou consommer de la puissance réactive. Cette particularité permet d'escompter qu'à long terme les développements dans le domaine des semi-conducteurs vont leur permettre de devenir plus économiques que les autres dispositifs électroniques qui utilisent des éléments réactifs.

Cependant, il est à prévoir qu'à court et moyen terme les inconvénients suivants vont restreindre ces appareils du quatrième groupe à des applications en régime transitoire. Il est, en effet, peu probable que des appareils totalement électroniques qui multiplient le nombre d'interrupteurs ou leur fréquence de commutation puissent rivaliser sur le plan des pertes avec les appareils actuellement disponibles. Entre les changements de consigne, leur niveau de perte risque d'être difficilement acceptable à comparer aux éléments réactifs qu'ils cherchent à remplacer. De plus, ces dispositifs FACTS avancés produisent des harmoniques ce qui occasionne des coûts additionnels (Le Du, 1992). Par exemple, le STATCOM règle cette difficulté au moyen de plusieurs ponts raccordés au réseau à l'aide d'un transformateur de couplage dont la complexité et le coût augmentent avec le nombre de ponts. De nouveaux schémas de filtres électroniques sont également proposés pour réduire la production d'harmoniques de ce type d'appareil (Raju et Venkata, 1996).

Régime transitoire

Tel qu'indiqué par Maliszewski et Meslier (1996), les dispositifs FACTS n'ajoute généralement pas de nouvelle capacité de transport à un réseau. Ils permettent seulement d'augmenter l'utilisation des lignes existantes et ainsi de tirer profit de la capacité de transport non-utilisée qui, traditionnellement, assure la sécurité du réseau en situation de contin-

gence. Aussi, malgré leur contrôle sophistiqué, la meilleure solution permettant de satisfaire des besoins nouveaux et durables d'augmentation de capacité de transport demeure toujours la construction de nouvelles lignes ou l'accroissement de la capacité des installations existantes.

Ceci s'explique par le fait que l'utilisation des dispositifs FACTS spécifiquement pour accroître le transit d'une ligne au-delà de sa puissance nominale ne s'avère pas économiquement rentable. En principe, ces dispositifs permettent d'augmenter l'utilisation d'une ligne et, éventuellement, d'atteindre sa limite thermique mais au prix d'une augmentation des pertes Joules qui contrecarre l'intérêt de ces solutions à long terme (Le Du, 1992; Alonso, Saiz et Manuenco, 1995).

Il ressort que, de manière générale, le recours à un dispositif FACTS doit être abordé comme une mesure à court ou moyen terme pour contourner des problèmes d'intégration de nouveaux équipements ou pour retarder des investissements.

Dans un autre ordre d'idée, des différences importantes existent quant aux possibilités de réglage des dispositifs FACTS. En effet, certains offrent trois degrés de liberté à la fois plutôt que seulement un ou deux. Un RPI à trois degrés de liberté et un UPFC sont deux exemples de cela. Ils peuvent commander indépendamment le transit de puissance active et les tensions des deux barres auxquelles ils sont raccordés (Brochu, Pelletier, Beauregard et Morin, 1994; GyuGyi, 1992). On peut toutefois se questionner sur l'intérêt véritable de réunir en un point du réseau autant de flexibilité puisqu'un réseau est un système très étendu qui requiert de multiples moyens de compensation distribués sur toute sa surface. Si regrouper plusieurs appareils permet de réduire certains coûts fixes, il faut par contre s'attendre à installer des appareils surdimensionnés pour compenser leur perte d'efficacité puisqu'ils sont plus loin de l'endroit où se trouve les problèmes. Ceci est d'ailleurs relaté dans la revue Électra à propos du UPFC (Povh, 1996). Le transport au moindre coût de l'énergie ne peut donc pas se faire en concentrant en quelques points des super-actionneurs et il est à prévoir que les dispositifs à trois degrés de liberté ne trouveront preneur

que dans de rares occasions tant et aussi longtemps que leur coût sera élevé. Cet état de fait devrait favoriser les dispositifs à un ou deux degrés de liberté comme les RPI à un ou deux degrés de liberté et les sous-éléments du UPFC que sont le STATCOM et le SSSC.

Contributions de la thèse

Cette thèse démontre que les régulateurs de puissance interphases (RPI) apportent des solutions nouvelles et intéressantes à certains problèmes rencontrés dans les réseaux de transport en CA.

Afin de faciliter la diffusion de la technologie des RPI, on s'est également donné pour objectifs de:

- proposer une terminologie et un formalisme bien adaptés à la technologie;
- donner une vue d'ensemble des modèles, des caractéristiques et des aires de fonctionnement:
    - à deux, trois ou quatre branches;
    - commandés par variation de susceptance, de déphasage ou de transformation;
    - au moyen de systèmes mécanique ou électronique;
    - en modes synchrone ou asynchrone.
- décrire une méthode d'analyse permettant de représenter le comportement en réseau d'un régulateur de puissance, quel qu'il soit;
- établir les possibilités et les limites de la technologie;
- présenter à l'intérieur d'un seul document l'ensemble de la technologie des RPI.

Tel que mentionné dans les remerciements, la technologie des RPI et les cinq brevets qui en découlent sont le fruit d'un travail d'équipe de longue haleine. Depuis la naissance du concept en 1974, d'innombrables heures de travail de la part des six inventeurs (MM. F. Beauregard, J. Brochu, M. M. Gavrilovic, G. Morin, P. Pelletier et G. Roberge) et

de leurs collaborateurs ont été nécessaires pour donner naissance à cette technologie. Il serait donc présomptueux de vouloir extraire de cette création des éléments de contribution totalement individuels. Toutefois, sur le plan des outils analytiques mis au point dans le cadre de ce développement, deux contributions plus personnelles peuvent être dégagées.

La première contribution consiste dans le formalisme mathématique présenté principalement dans les chapitres 1 à 6 inclusivement. Au cours des années, on a pu en vérifier la flexibilité et la polyvalence aussi bien avec les RPI synchrones qu'avec les RPI asynchrones.

La seconde contribution porte sur la méthode d'analyse en régime établi des régulateurs de puissance. On montre que cette méthode, présentée aux chapitres 7 et 11, s'applique aux régulateurs de puissance en général, qu'elle permet de dégager une compréhension intuitive de ces appareils et qu'elle réduit le nombre d'études de répartition de puissance nécessaire pour caractériser un appareil. De plus elle apporte un éclairage nouveau sur certains phénomènes comme, par exemple, l'interaction des écoulements parasites sur les régulateurs de puissance.

CHAPITRE 1
CONVENTIONS ET NOTATIONS

1.1 Introduction

Ce chapitre précise les définitions d'impédance et d'admittance utilisées dans ce document et présente les définitions de puissances que l'on a adopté pour l'étude des RPI. Par la suite, on re-dérive succinctement les équations de puissance d'un lien et d'un élément shunt puisque celles-ci sont aux centres de tous les développements mathématiques présentés dans cette thèse. Finalement, on fait un bref rappel des possibilités de commande que peut offrir un régulateur de puissance au niveau d'un lien entre deux barres.

1.2 Impédance et admittance

Un élément réactif peut être représenté par un équivalent série ou un équivalent parallèle tel que montré à la figure 1.1.

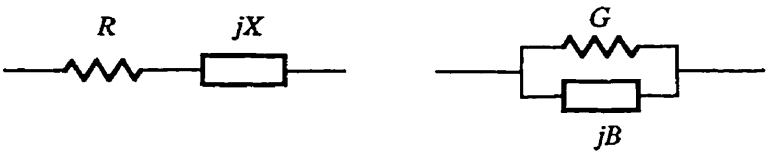


Figure 1.1: Représentations série et parallèle d'un élément réactif.

L'impédance et l'admittance de cet élément sont définies comme suit:

$$\begin{aligned} \underline{Z} &= R + jX \\ \underline{Y} &= G + jB \end{aligned} \tag{1.1}$$

Puisque par définition:

$$\underline{Z} = \frac{1}{\underline{Y}} \tag{1.2}$$

il est possible de passer d'une représentation à l'autre comme suit:

$$\begin{aligned} R &= \frac{G}{Y^2} \qquad G = \frac{R}{Z^2} \\ X &= \frac{-B}{Y^2} \qquad B = \frac{-X}{Z^2} \end{aligned} \tag{1.3}$$

ou encore, lorsque la partie réelle ou imaginaire de l'élément est nulle:

$$R = \frac{1}{G} \qquad X = \frac{-1}{B} \tag{1.4}$$

Le signe des parties imaginaires de l'impédance et de l'admittance change tout dépendant de la nature inductive ou capacitive de l'élément réactif.

$$\begin{aligned} Im[\underline{Z}] > 0 \quad &\rightarrow \quad L \\ Im[\underline{Z}] < 0 \quad &\rightarrow \quad C \\ \\ Im[\underline{Y}] > 0 \quad &\rightarrow \quad C \\ Im[\underline{Y}] < 0 \quad &\rightarrow \quad L \end{aligned} \tag{1.5}$$

Suivant le formalisme adopté par nombre d'auteurs (Dorf, 1993; Edminister,1976; Elgerd, 1982; Gross, 1979; Wildi, 1978), les équations (1.1) prennent alors les formes suivantes lorsque l'élément est purement inductif ou purement capacitif:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_L &= jX_L \qquad \underline{Y}_L = -jB_L \\ \underline{Z}_C &= -jX_C \qquad \underline{Y}_C = jB_C \end{aligned} \tag{1.6}$$

où, par définition:

$$\begin{aligned} X_L &= \omega L \qquad B_L = \frac{1}{\omega L} \\ X_C &= \frac{1}{\omega C} \qquad B_C = \omega C \end{aligned} \tag{1.7}$$

Ainsi:

$$X_L = \frac{1}{B_L} \qquad X_C = \frac{1}{B_C} \tag{1.8}$$

et les réactances, de même que les susceptances, sont toutes des grandeurs positives.

D'après (1.4), la relation entre X et B d'un élément sans perte prend toutefois la forme $X = -1 / B$. Afin de réconcilier les définitions (1.7) des réactances avec (1.4), les réactances et les susceptances peuvent tout aussi bien être définies de la manière suivante (Belove, 1986; Bouchard et Olivier, 1994; Boutin et Clavet, 1989; De Coulon et Jufer, 1981):

$$\begin{aligned} X_L &= \omega L & \qquad B_L &= \frac{-1}{\omega L} \\ X_C &= \frac{-1}{\omega C} & \qquad B_C &= \omega C \end{aligned} \tag{1.9}$$

d'où:

$$X_L = \frac{-1}{B_L} \qquad X_C = \frac{-1}{B_C} \tag{1.10}$$

Le signe moins de $\underline{Z}_C$ et $\underline{Y}_L$ est mantenant pris en considération au niveau des réactances et des susceptances plutôt qu'au niveau des équations (1.6) d'impédances et d'admittances.

Les équations (1.10) offrent l'avantage d'être de la même forme que la relation générale $X = -1/B$ ce qui permet d'écrire les équations de puissance sans équivoque. À titre d'exemple, dans l'équation (1.11) de la puissance active transitée entre deux barres reliées par une inductance, lorsque la réactance X et la susceptance B sont remplacées par X_L et B_L, l'équation ne reste valide que si X_L et B_L sont définies suivant (1.9) et non (1.7):

$$P = \frac{V^2 \sin\delta}{X} = -BV^2 \sin\delta \tag{1.11}$$

Pour cette raison, ce sont les définitions (1.9) qui sont utilisées dans ce document[1].

---

1. Récemment, Larsen, Clark, Miske Jr et Urbanek (1993) ont senti le besoin de poser $X_L = -\omega L$ pour représenter graphiquement le comportement de la compensation série variable; celle-ci est alors inductive (négative) ou capacitive (positive) suivant son mode de fonctionnement. Cette nouvelle définition de X_L va cependant à l'encontre de (1.5). Il aurait été préférable de suivre l'exemple de Christl, Hedin, Sadek, Lutselberger, Krause, McKenna, Montoya et Torgerson (1992) qui, toujours dans le domaine de la compensation série, utilisent (1.9).

1.3 Signes des puissances

Dans le cas d'un quadripôle de type ABCD, figure 1.2, les puissances apparentes $\underline{S}_s$ et $\underline{S}_r$ sont définies dans le même sens que les courants:

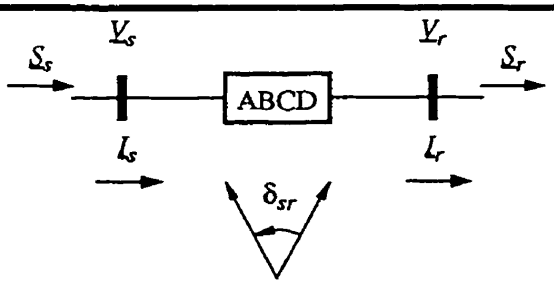


Figure 1.2: Convention d'un quadripôle ABCD.

$$\underline{S}_s = \underline{V}_s \underline{I}_s^* = P_s + jQ_s$$
$$\underline{S}_r = \underline{V}_r \underline{I}_r^* = P_r + jQ_r \qquad (1.12)$$

Étant donné que la polarité des barres $\underline{V}_s$ et $\underline{V}_r$ est arbitrairement positive, lorsque l'une des puissances actives ou réactives est positive, celle-ci s'écoule suivant le sens du courant correspondant. Les puissances $Q_s < 0$ et $Q_r > 0$ indiquent alors une production de puissances réactives de chaque côté du quadripôle.

Dans le cas où le quadripôle se résume à un élément série inductif ou capacitif, $\underline{I}_s = \underline{I}_r$. Si, qui plus est, l'élément série est sans perte, on obtient alors les schéma de phaseur tracés à la figure 1.3.

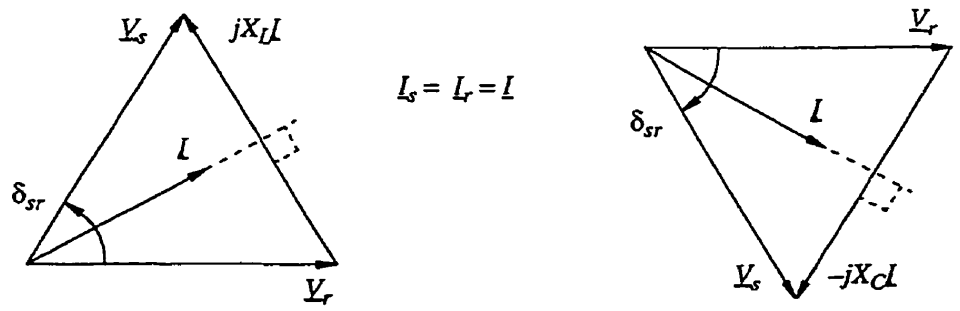


Figure 1.3: Phaseurs d'une réactance inductive et capacitive.

Pour faciliter l'analyse du comportement des RPI en réseau, on préfère toutefois adopté la convention de signe de la figure 1.4 où les puissances $\underline{S}_s$ et $\underline{S}_r$ sont définies positives sortant de l'appareil vers le réseau. Ainsi, lorsque les puissances réactives Q_s et Q_r sont positives (produites) ou négatives (consommées), le RPI produit le même effet sur les tensions V_s et V_r de part et d'autre; il les augmente ou les abaisse suivant le cas.

De cette façon, l'interprétation du signe des puissances réactives est la même de chaque côté du RPI et la construction de schémas de phaseur n'est pas compliquée inutilement puisque l'on préserve le signe du courant $\underline{I}_s$ des figures 1.2 et 1.3.

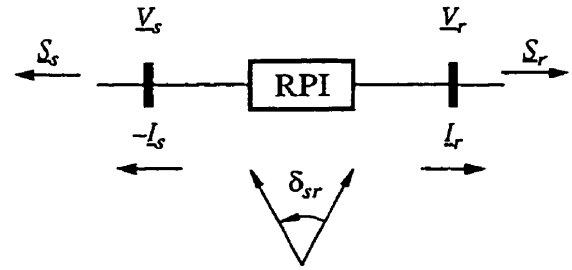


Figure 1.4: Convention de signe employée pour la mise en équation des RPI.

Les équations (1.12) deviennent alors:

$$\begin{aligned} \underline{S}_s &= -\underline{V}_s \underline{I}_s^* = P_s + jQ_s \\ \underline{S}_r &= \underline{V}_r \underline{I}_r^* = P_r + jQ_r \end{aligned} \tag{1.13}$$

et $P_s = -P_r$ lorsque les pertes sont nulles.

1.4 Puissances actives et réactives d'un réseau en Pi

Les puissances $\underline{S}_s$ et $\underline{S}_r$ de la figure 1.5 sont données par:

$$\begin{aligned} \underline{S}_s &= -\underline{V}_s \underline{I}_s^* = \underline{S}_{sZ} - \underline{S}_{sY} \\ \underline{S}_r &= \underline{V}_r \underline{I}_r^* = \underline{S}_{rZ} - \underline{S}_{rY} \end{aligned} \tag{1.14}$$

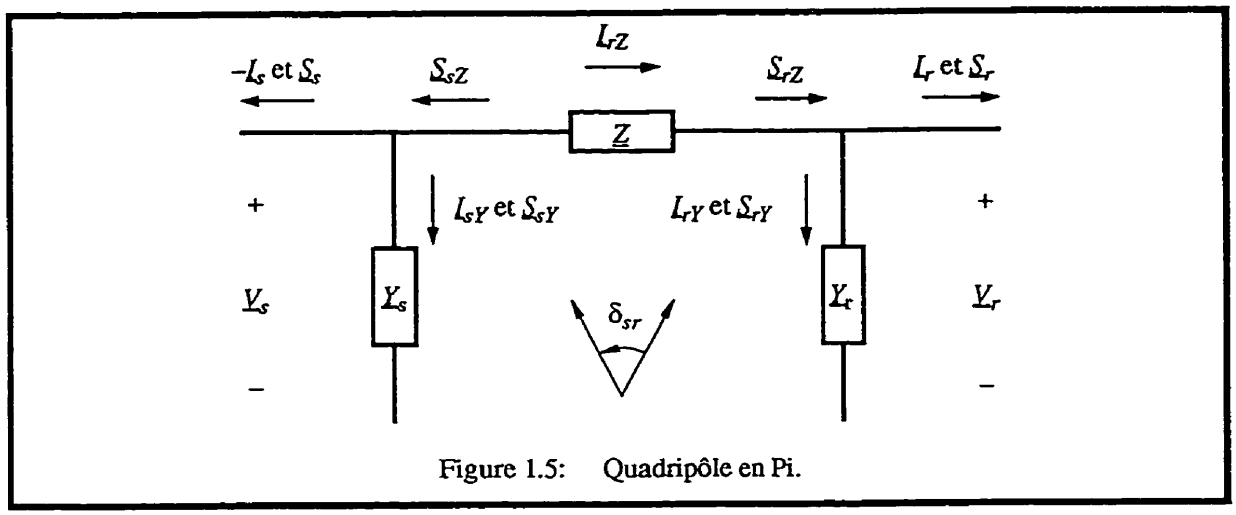


Figure 1.5: Quadripôle en Pi.

En posant:

$$\begin{aligned} \underline{V}_s &= V_s e^{j\alpha_s} \\ \underline{V}_r &= V_r e^{j\alpha_r} \\ \delta_{sr} &= \alpha_s - \alpha_r \end{aligned} \tag{1.15}$$

les puissances $\underline{S}_{sZ}$ et $\underline{S}_{rZ}$ de l'impédance série sont données par:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{sZ} &= \frac{V_s V_r e^{j\delta_{sr}}}{\underline{Z}^*} - \frac{V_s^2}{\underline{Z}^*} \\ \underline{S}_{rZ} &= \frac{V_s V_r e^{j\delta_{rs}}}{\underline{Z}^*} - \frac{V_r^2}{\underline{Z}^*} \end{aligned} \tag{1.16}$$

tandis que pour les puissances $\underline{S}_{sY}$ et $\underline{S}_{rY}$ des admittances shunts on obtient:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{sY} &= V_s^2 \underline{Y}_s^* \\ \underline{S}_{rY} &= V_r^2 \underline{Y}_r^* \end{aligned} \tag{1.17}$$

Ces équations de puissances reposent sur les hypothèses suivantes:

- le système étudié est symétrique, il est donc toujours possible de représenter un élément triphasé par un équivalent monophasé;
- les fréquences des barres S et R sont essentiellement les mêmes ($f_s \approx f_r$) de sorte qu'il est possible d'employer les phaseurs pour la mise en équation;
- les éléments séries sont linéaires (ils ne produisent pas d'harmoniques).

En posant:

$$\begin{aligned} \underline{Z} &= R + jX \\ \underline{Y}_s &= G_s + jB_s \\ \underline{Y}_r &= G_r + jB_r \end{aligned} \tag{1.18}$$

on peut réécrire (1.16) comme suit sous forme trigonométrique:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{sZ} &= \frac{1}{Z^2}(V_s V_r(R\cos\delta_{sr} - X\sin\delta_{sr}) - V_s^2 R) + \\ &\qquad \frac{j}{Z^2}(V_s V_r(R\sin\delta_{sr} + X\cos\delta_{sr}) - V_s^2 X) \\ \underline{S}_{rZ} &= \frac{1}{Z^2}(V_s V_r(R\cos\delta_{rs} - X\sin\delta_{rs}) - V_r^2 R) + \\ &\qquad \frac{j}{Z^2}(V_s V_r(R\sin\delta_{rs} + X\cos\delta_{rs}) - V_r^2 X) \end{aligned} \tag{1.19}$$

et (1.17) devient:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{sY} &= V_s^2(G_s - jB_s) \\ \underline{S}_{rY} &= V_r^2(G_r - jB_r) \end{aligned} \tag{1.20}$$

Puisque $\delta_{sr} = -\delta_{rs}$, les puissances P_s , P_r , Q_s et Q_r de l'élément série, formulées en termes de conductance et de susceptance, deviennent sous forme matricielle:

$$\begin{bmatrix} -V_s^2 + V_s V_r \cos\delta_{sr} & V_s V_r \sin\delta_{sr} \\ -V_r^2 + V_s V_r \cos\delta_{sr} & -V_s V_r \sin\delta_{sr} \\ V_s V_r \sin\delta_{sr} & V_s^2 - V_s V_r \cos\delta_{sr} \\ -V_s V_r \sin\delta_{sr} & V_r^2 - V_s V_r \cos\delta_{sr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} G \\ B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_s \\ P_r \\ Q_s \\ Q_r \end{bmatrix} \tag{1.21}$$

1.5 Puissance active et réactives d'un élément série sans perte

Lorsque $G = 0$ et qu'alors $P_s = -P_r$, (1.21) devient en termes de susceptances:

$$\begin{bmatrix} -V_s V_r \sin\delta_{sr} \\ V_s^2 - V_s V_r \cos\delta_{sr} \\ V_r^2 - V_s V_r \cos\delta_{sr} \end{bmatrix} B = \begin{bmatrix} P_r \\ Q_s \\ Q_r \end{bmatrix} \tag{1.22}$$

ou encore, en termes de réactances:

$$\begin{bmatrix} V_s V_r \sin\delta_{sr} \\ -V_s^2 + V_s V_r \cos\delta_{sr} \\ -V_r^2 + V_s V_r \cos\delta_{sr} \end{bmatrix} \frac{1}{X} = \begin{bmatrix} P_r \\ Q_s \\ Q_r \end{bmatrix} \tag{1.23}$$

Les éléments d'un RPI sont disposés en parallèle les uns par rapport aux autres. Le comportement de l'ensemble peut donc s'exprimer directement par l'addition des puissances ou des courants de ces éléments. Pour cette raison, la mise en équation des RPI est effectuée au chapitre 3 à l'aide des équations de puissance écrites en termes d'admittances ou de susceptances.

Les équations deux et trois de (1.22) indiquent que les puissances réactives sont couplées l'une à l'autre par la relation simple suivante:

$$Q_s = B(V_s^2 - V_r^2) + Q_r \tag{1.24}$$

Afin d'évaluer la taille de l'élément série requis pour effectuer un transit de puissance active donné, on peut aussi déduire de (1.23) la relation suivante:

$$\frac{Q_s + Q_r}{P_r} = -2\tan\frac{\delta_{sr}}{2}\bigg|_{V_s = V_r} \tag{1.25}$$

D'après cette équation, lorsque $|\delta_{sr}|$ est supérieur à 53.1° le ratio de la puissance réactive de l'élément réactif sur la puissance active transitée dépasse un et augmente rapidement. L'écart angulaire aux bornes de l'élément réactif doit donc rester en deçà de cette limite si on veut maintenir la taille et le coût de l'élément série à des valeurs acceptables.

Les puissances d'une inductance et d'un condensateur sans perte sont tracées à la figure 1.6.

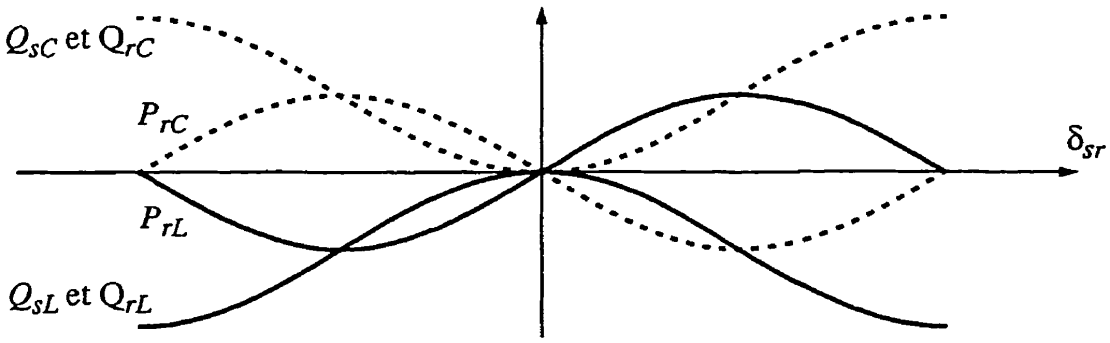


Figure 1.6: Caractéristiques de puissance active et réactives d'une inductance et d'un condensateur.

1.6 Grandeurs commandables par un lien

Bien que cette thèse ne fait qu'effleurer tout ce qui touche la commande des RPI en régime dynamique, on aborde quant même la question de leur réglage en fonction des grandeurs électriques que l'on cherche à commander dans le réseau. Aussi, afin d'éviter toute confusion par la suite, on clarifie ici le sens à donner aux termes suivants: grandeur de consigne, grandeur commandée, paramètre de construction et paramètre de réglage.

La commande des puissances active P_r et Q_r par un RPI ajusté par variation de déphasage est schématisée à la figure 1.7. Conformément aux entrées, les grandeurs de consigne P_r* et Q_r*, transmises par le centre de conduite du réseau, le RPI cherche à imposer les signaux de sorties, les grandeurs commandées P_r et Q_r, de manière à ce que les erreurs ε_{Pr} et ε_{Qr} soient nulles ou, à tout le moins, à l'intérieur de limites acceptables.

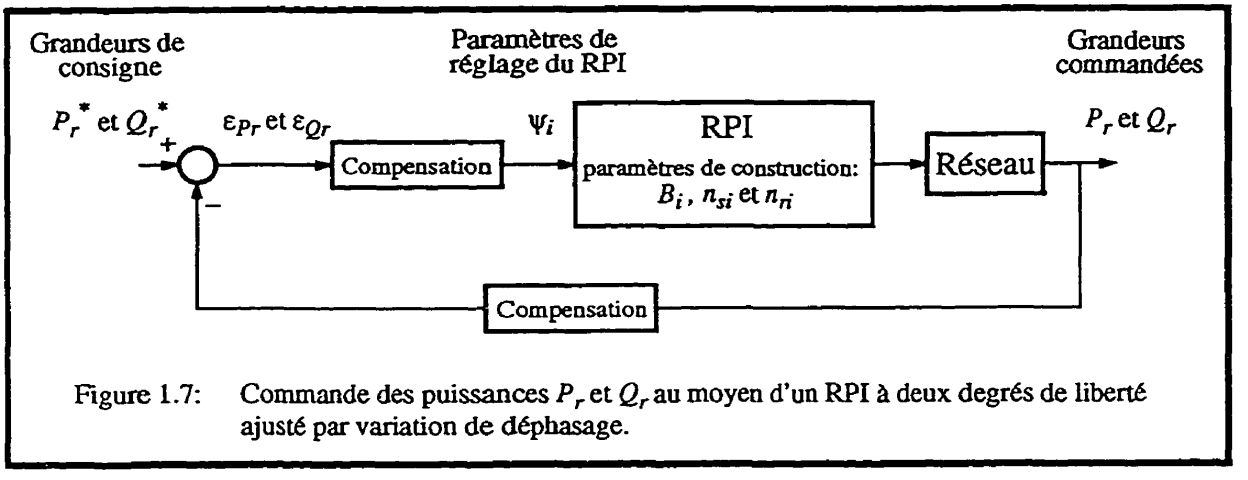


Figure 1.7: Commande des puissances P_r et Q_r au moyen d'un RPI à deux degrés de liberté ajusté par variation de déphasage.

Les RPI peuvent prendre de multiples formes tout dépendant de la tâche à réaliser. Il faut donc à l'étape de la conception, aux termes d'études de réseau et d'un processus d'optimisation, faire le choix: d'une topologie, d'une méthode de réglage et d'un ensemble de valeurs à donner aux paramètres de l'appareil. Les paramètres de l'appareil sont divisés en deux groupes: les paramètres de construction et de réglage lesquels sont respectivement fixes et variables.

Tel que défini dans les logiciels de répartition de puissance (Marceau, 1995), chacune des barres de charge possèdent deux inconnues: le module de la tension et le déphasage de cette tension par rapport à la barre de référence. Un lien raccordé entre deux barres de charge ne peut donc influencer plus de quatre grandeurs électriques du réseau. Ces quatre grandeurs peuvent être les deux modules et les deux phases des tensions des barres de charge ou bien d'autres ensembles de grandeurs comme par exemple, suivant (1.13), les puissances P_s, P_r, Q_s et Q_r.

De manière générale, les pertes des régulateurs de puissance, de quelque nature qu'ils soient, sont négligeables si bien qu'en fait un maximum de trois grandeurs seulement peuvent être commandées. Entre deux barres synchrones ou asynchrones, un régulateur à trois degrés de liberté peut donc influencer différents ensemble de trois grandeurs suivant les objectifs visés comme, par exemple, P, Q_s et Q_r ou P, V_s et V_r. Si le lien devait être installé entre des alternateurs et un réseau, le régulateur pourrait veiller à maintenir V_s, V_r et δ_{sr} à l'intérieur de limites acceptables pour le réseau et pour le lien lui même.

Puisque chaque degré de liberté représente des investissements considérables et que la poursuite de plusieurs objectifs simultanés peut se traduire par un surdimensionnement du régulateur de puissance, le nombre de degrés de liberté du lien est généralement limité à un ou deux. À l'étape de la conception, toutefois, on peut travailler avec plusieurs degrés de liberté pour, par la suite, retenir un nombre minimal de degrés de liberté.

1.7 Conclusion

Avec ce chapitre, on vient d'établir les conventions de signe utilisées dans ce document pour décrire le comportement des régulateurs de puissance interphases. On a également re-dérivé les équations fondamentales de puissance d'éléments série et shunt. Finalement, on a précisé ce que l'on entend par grandeur de consigne, grandeur commandée, paramètre de construction et paramètre de réglage.

CHAPITRE 2
TOPOLOGIES

2.1 Introduction

La technologie des RPI à donné naissance à une large gamme d'appareils qui peuvent prendre des formes très diverses suivant l'application visée. Avant d'entrer de plein pied dans une description mathématique généralisée des RPI, il nous est apparu nécessaire de jeter un coup d'oeil à quelques exemples de réalisation afin de faire ressortir la polyvalence de la technologie de même que la nécessité des moyens analytiques présentés par la suite. Le tableau 2.1 présente les principales caractéristiques des topologies de RPI décrites dans ce chapitre.

Tableau 2.1: Caractéristiques topologiques des RPI.

Topologies		Nombre de branches	Nature des branches	Méthode de déphasage	Angle γ_{21} (degré)	Méthode de réglage	Caractéristiques	Figure
Synchrone	240	2	simple (L ou C)	connexion	240	susceptance	centrées	2.1
	180			transformation	180			2.2
	120				120			2.3
	30M15 30P15				30		décentrées	2.4
	60 avec Injection à 90°			injection	0 à 60	déphasage	centrées	2.5
	20 avec angle d'injection variable				0 à 20	déphasage et rapport de transformation	décentrées	2.6
Asynchrone	3 branches	3	double (L et C)	transformation	120	susceptance	n. a.	2.7
	4 branches	4			90			2.8
	4 branches et aiguillage	4						2.9

Ce chapitre se veut une description qualitative d'un échantillon de RPI qui ont été retenus, non pas pour leur performance mais, principalement, pour leurs particularités topologiques. C'est seulement après avoir présenté dans le détail la technologie des RPI que nous présenterons au chapitre 11 les topologies qui s'avèrent les plus prometteuses.

On remarquera que pour faciliter l'étude des RPI on a adopté l'habitude de dessiner les schémas monophasés de la manière suivante:

- le côté S tourne par rapport au côté R qui sert de référence;
- les branches représentées sont celles raccordées à une des phases du côté R;
- lorsqu'il n'y a que deux branches, la susceptance B_1 est inductive et la susceptance B_2 est capacitive.

De manière générale, tous les RPI utilisent des éléments déphaseurs dont la réalisation est rendue possible grâce à la présence des systèmes de tensions polyphasés à leurs bornes. Il existe toutefois une exception, le RPI 180 qui peut être alimenté en triphasé ou en monophasé tout dépendant de la topologie enployée. La figure 2.2 montre la version monophasée du RPI 180.

2.2 Nombre de branches

Le nombre de branches d'un RPI est un de ses aspects le plus fondamental. De manière générale, le circuit monophasé d'un RPI peut compter n branches en parallèle. En pratique, toutefois, ce nombre est réduit au minimum afin de limiter l'encombrement et le coût de l'appareil. C'est la plage angulaire de l'angle δ_{sr} aux bornes de l'appareil qui détermine le nombre de branches.

RPI synchrone

De par leur construction, les réseaux imposent entre des barres adjacentes des écarts angulaires qui restent presque toujours à l'intérieur de plages relativement limitées. Par ailleurs, on montre au chapitre 4 qu'un RPI à deux branches peut alors assurer la com-

mande de deux grandeurs du réseau sans risque de perdre sa capacité de réglage. Ainsi, un RPI ne nécessite que deux branches si les barres auxquelles il est raccordé sont synchrones. Les figures 2.1 à 2.6 sont des exemples de RPI à deux branches permettant l'interconnexion de barres synchrones.

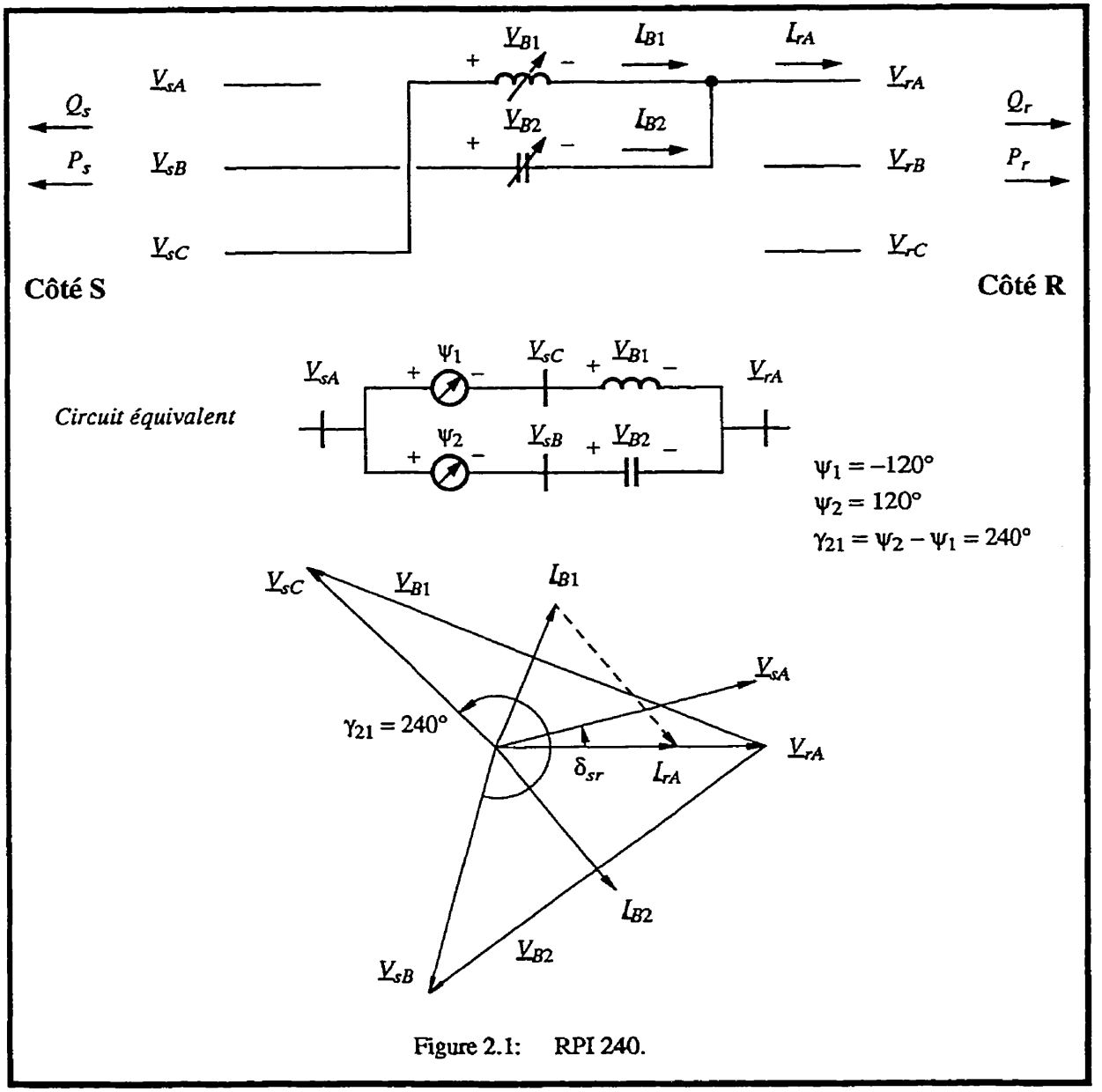


Figure 2.1: RPI 240.

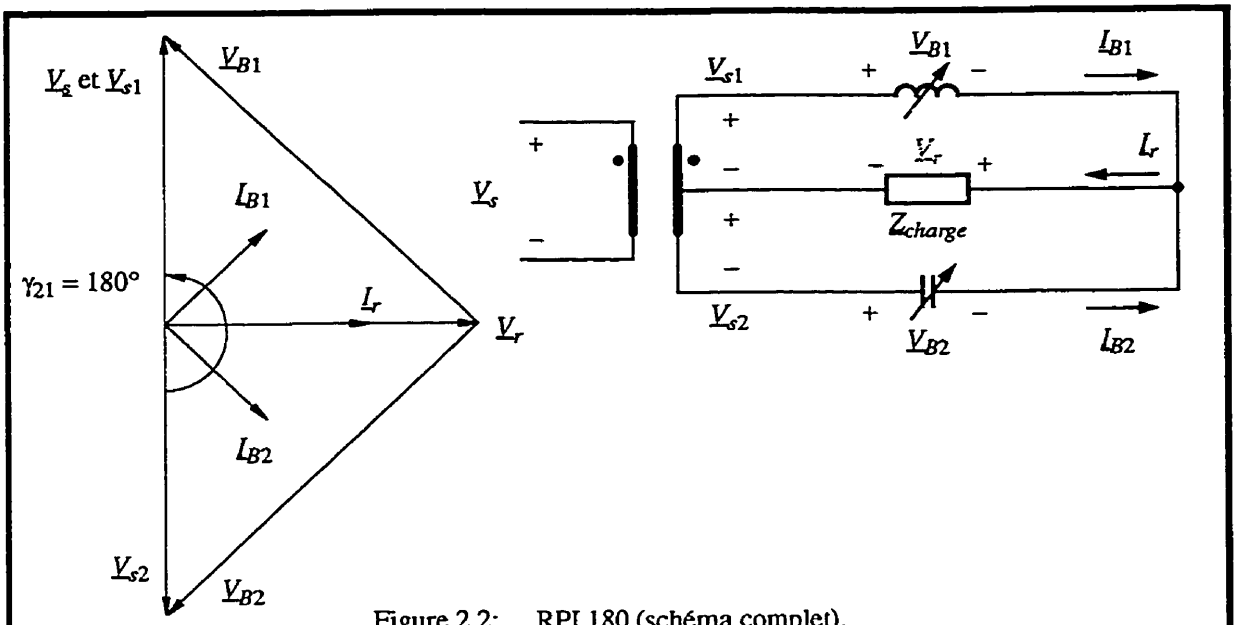


Figure 2.2: RPI 180 (schéma complet).

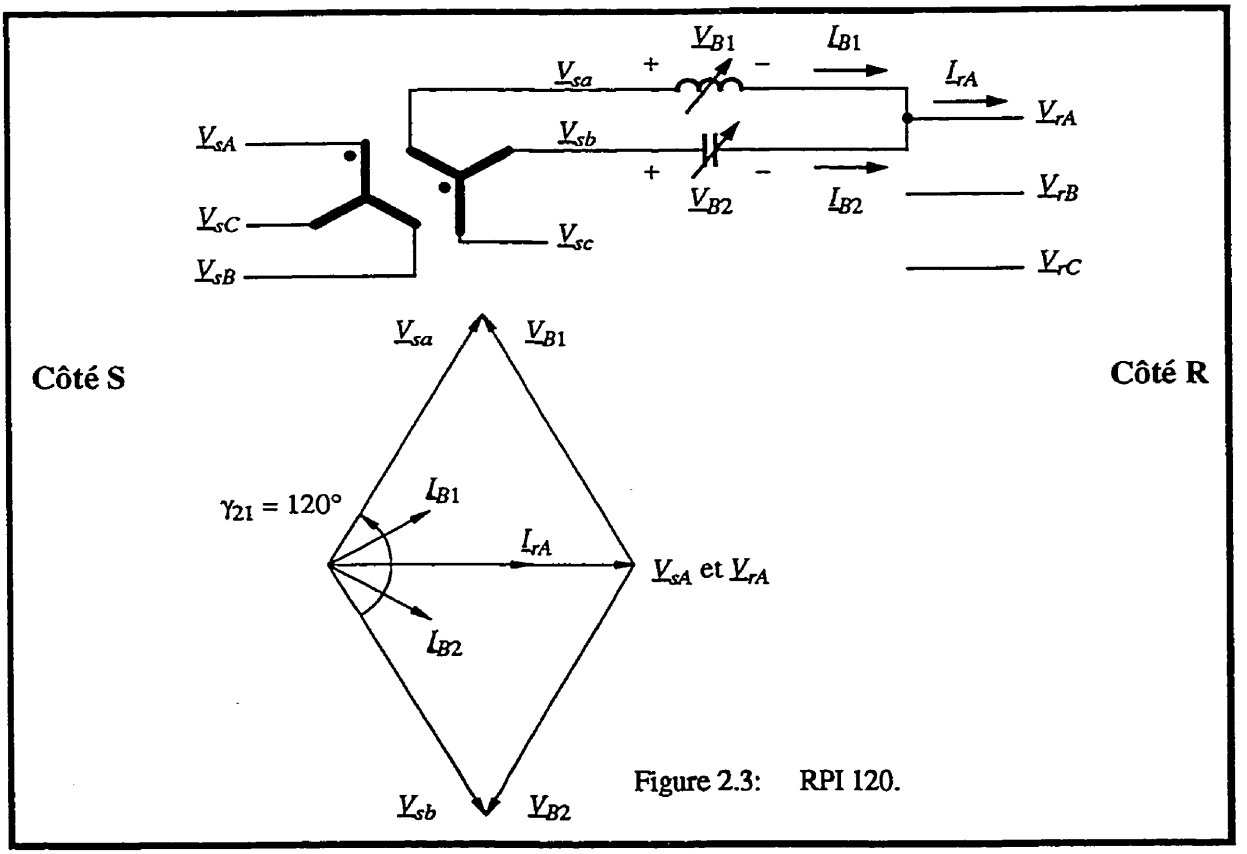


Figure 2.3: RPI 120.

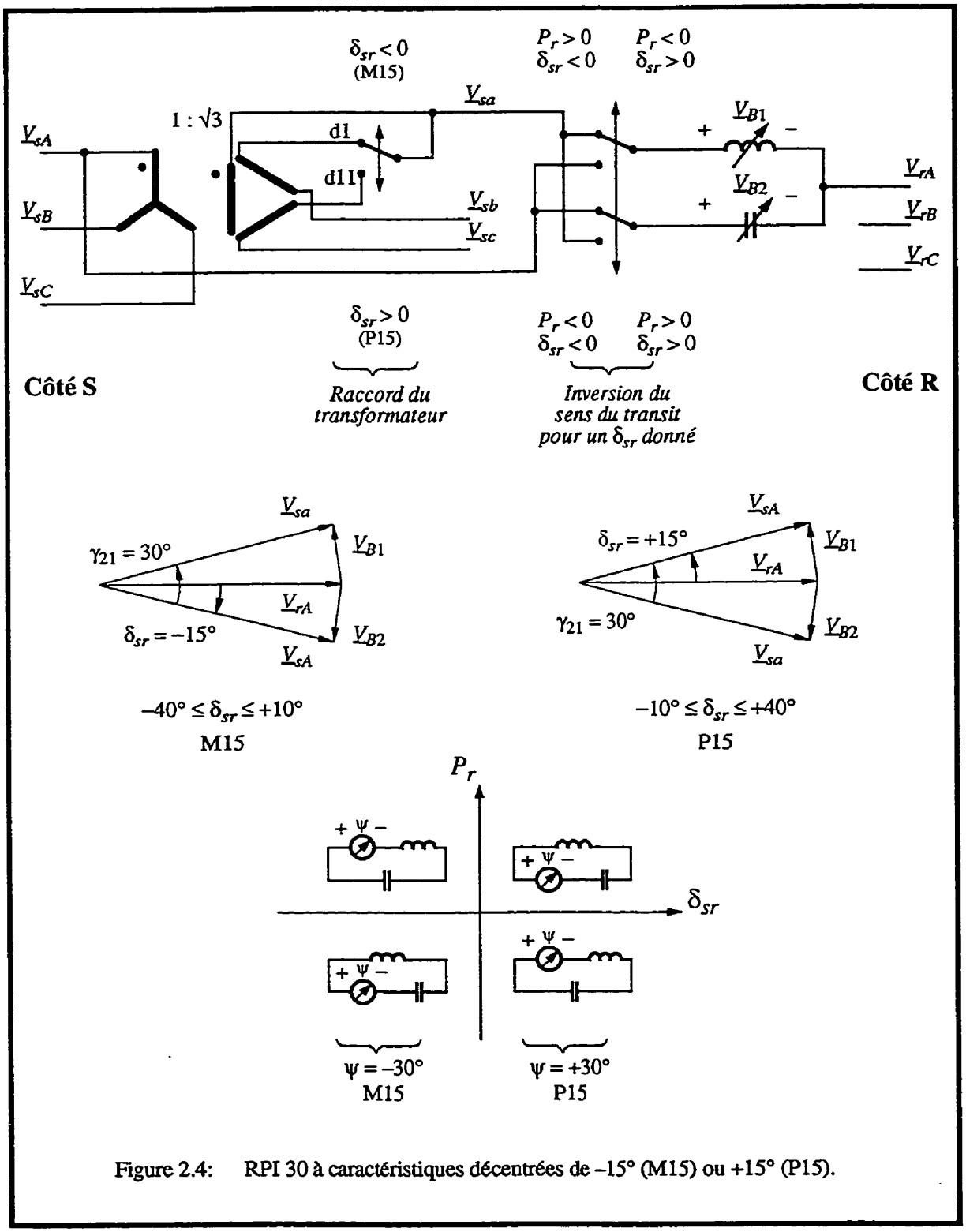


Figure 2.4: RPI 30 à caractéristiques décentrées de –15° (M15) ou +15° (P15).

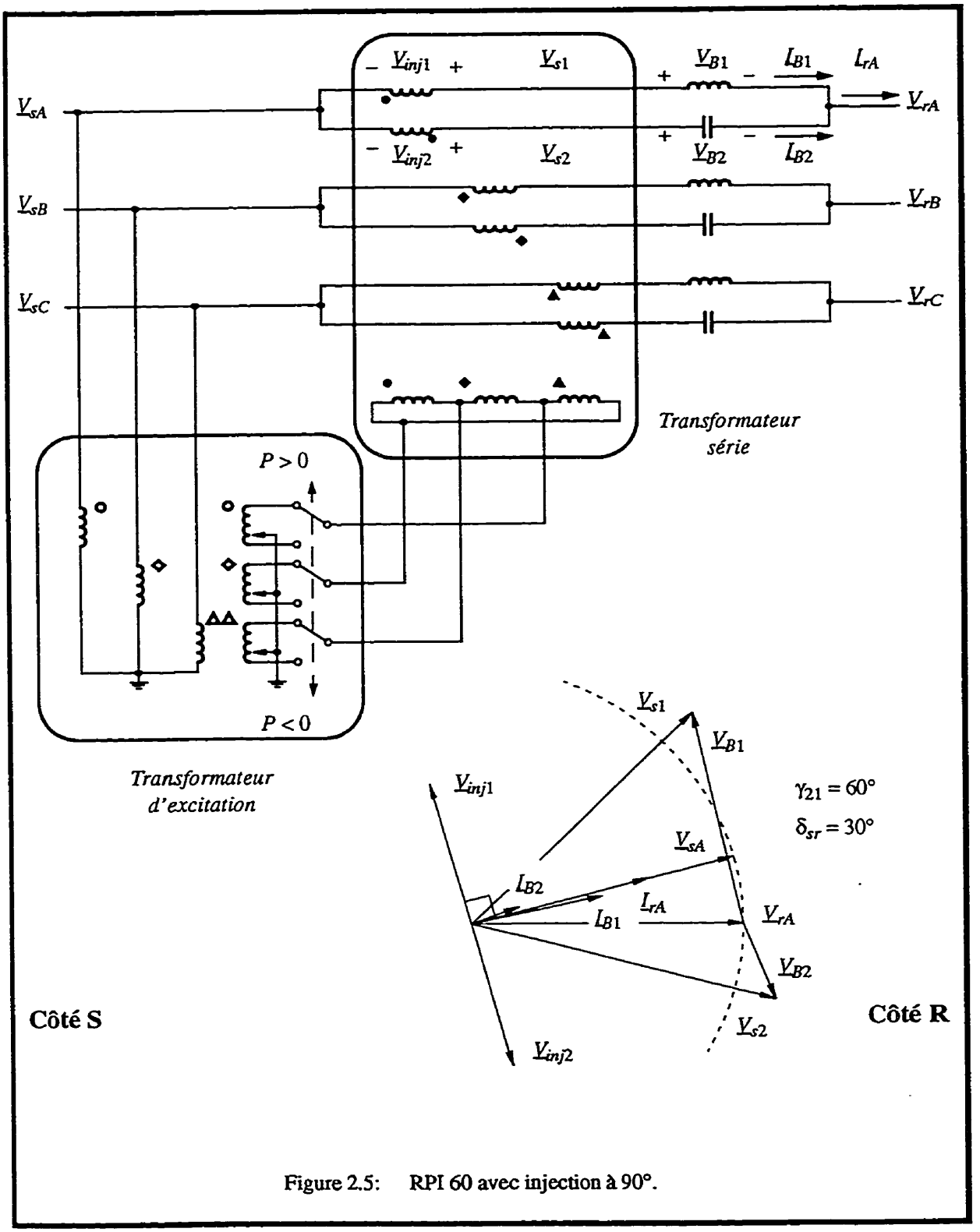


Figure 2.5: RPI 60 avec injection à 90°.

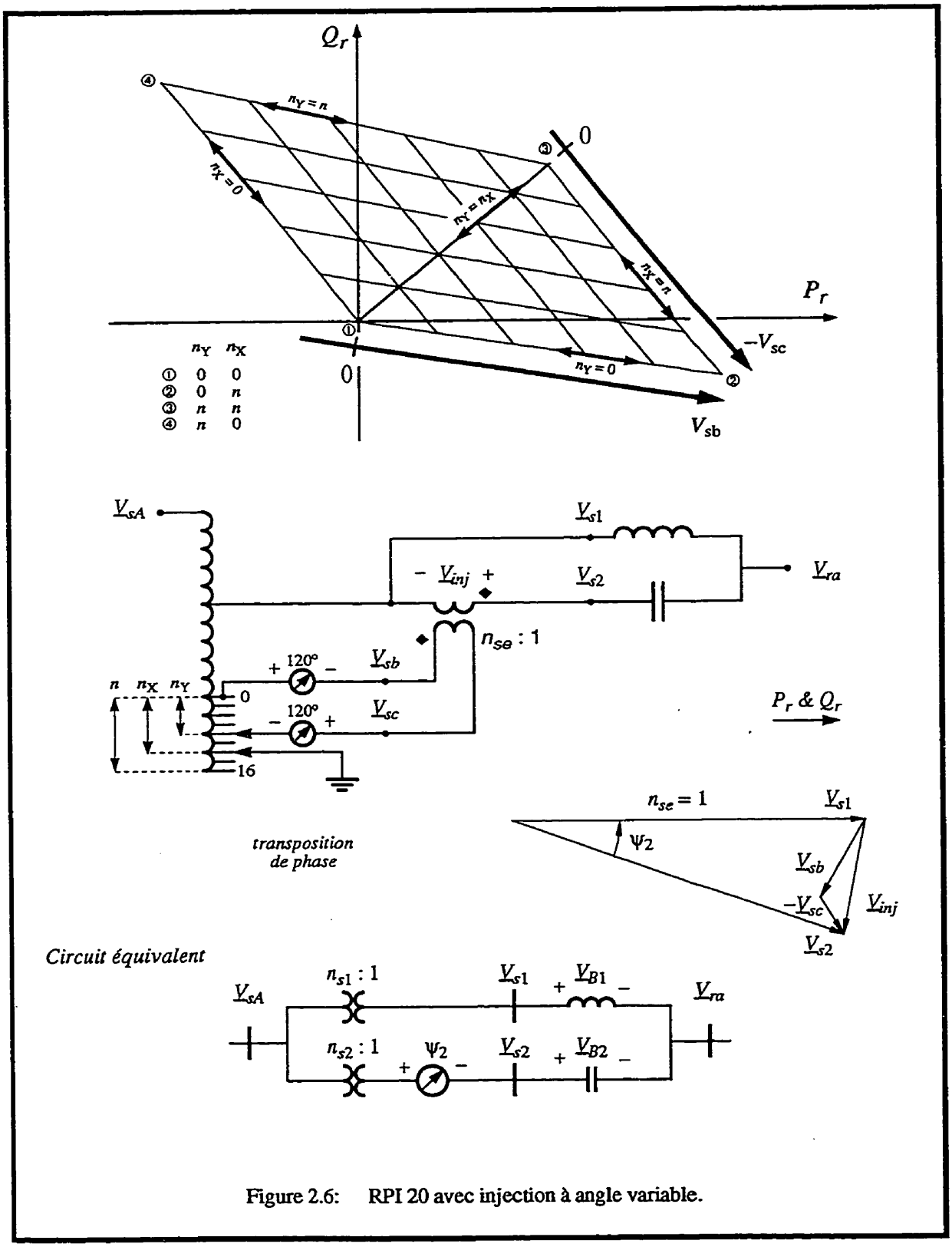


Figure 2.6: RPI 20 avec injection à angle variable.

RPI asynchrone

On indique à la section 2.8 que pour établir un lien asynchrone sans avoir recours à des transformateurs-déphaseurs électroniques capables de couvrir ±180°, un RPI doit compter au moins trois branches. Non seulement doit-il compter plus de branches, mais il faut également que ses branches puissent s'adapter rapidement aux variations angulaires. C'est pourquoi les RPI à trois et quatre branches des figures 2.7 et 2.8 doivent être équipés de valves à thyristor pour varier rapidement les susceptances des branches.

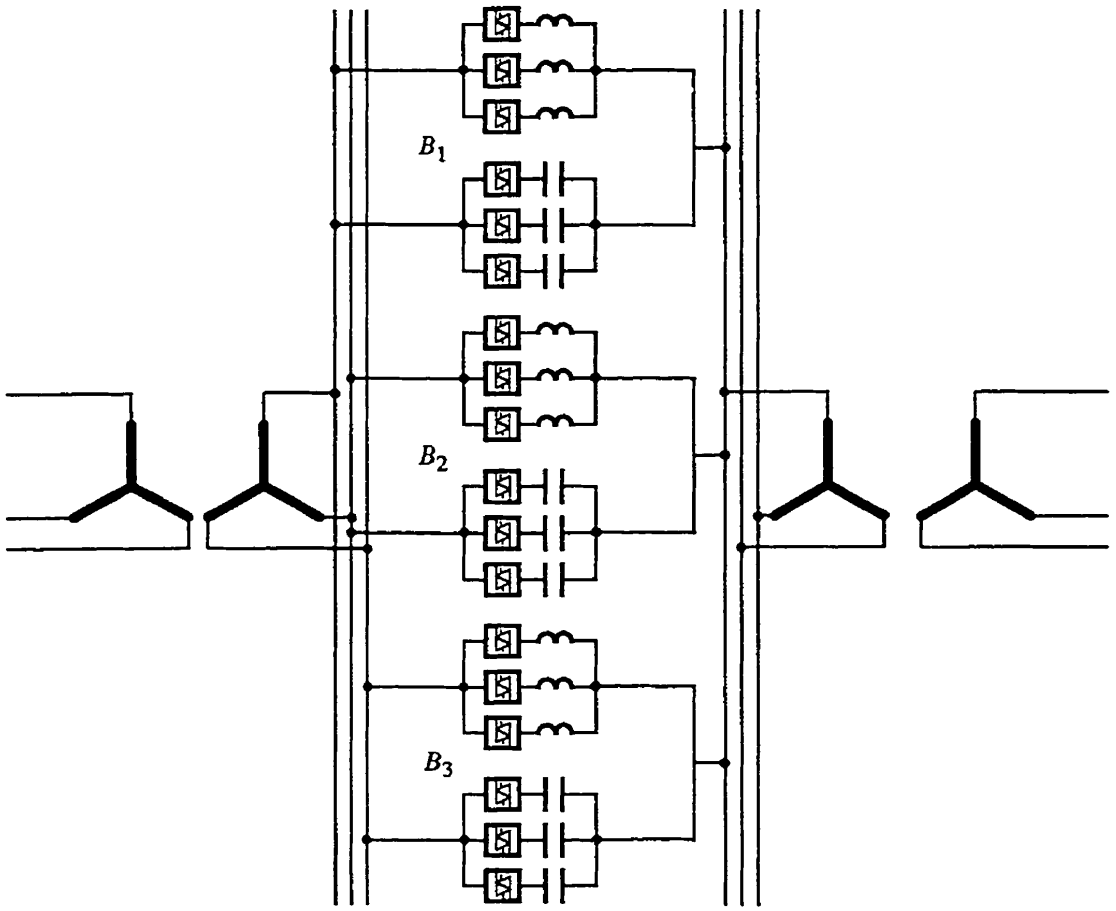


Figure 2.7: RPI asynchrone à trois branches (1/3 de l'appareil).

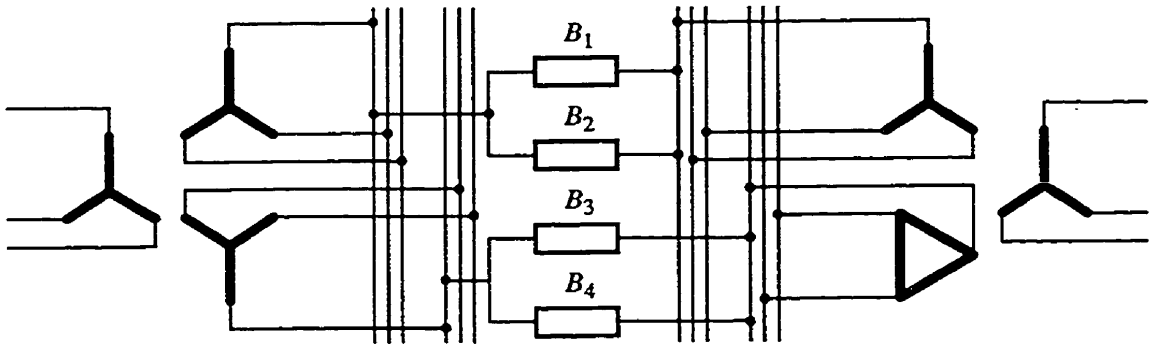


Figure 2.8: RPI asynchrone à quatre branches (1/3 de l'appareil).

2.3 Nature des branches

Le fonctionnement des RPI synchrones sur une plage angulaire restreinte présente un second avantage: non seulement ceux-ci n'ont besoin que de deux branches, mais en plus, chaque branche est uniquement de nature inductive ou capacitive. Ce n'est pas le cas des RPI asynchrones des figures 2.7 et 2.8 dont les branches doivent présenter, tour à tour, une nature inductive ou capacitive tout dépendant de l'angle à leurs bornes. Ces derniers nécessitent deux fois plus d'éléments réactifs que de branches et seulement la moitié de l'équipement installé travaille en même temps.

Interrupteurs d'aiguillage

De par sa conception, le RPI à quatre branches de la figure 2.8 offre cependant une alternative pour réduire le nombre d'inductances et de condensateurs. Tel que montré aux chapitres 4 et 5, les susceptances de ces branches peuvent être regroupées deux à deux de manière à n'installer qu'une inductance et qu'un condensateur par paire de branches. Il faut alors procéder tel que montré à la figure 2.9 et installer des interrupteurs d'aiguillage pour permettre ce partage des éléments réactifs.

Il est intéressant de mentionner que, conformément au chronogramme de la figure 2.9, ces interrupteurs n'opèrent pas à la fréquence du réseau, mais à la différence de fréquence des

réseaux S et R. De plus, leur courant sont nuls aux moment des commutations. L'ajout de ces interrupteurs d'aiguillage se traduit donc par un meilleur facteur d'utilisation des éléments réactifs puisqu'il en faut deux fois moins et ce, sans que leur puissance nominale n'augmente.

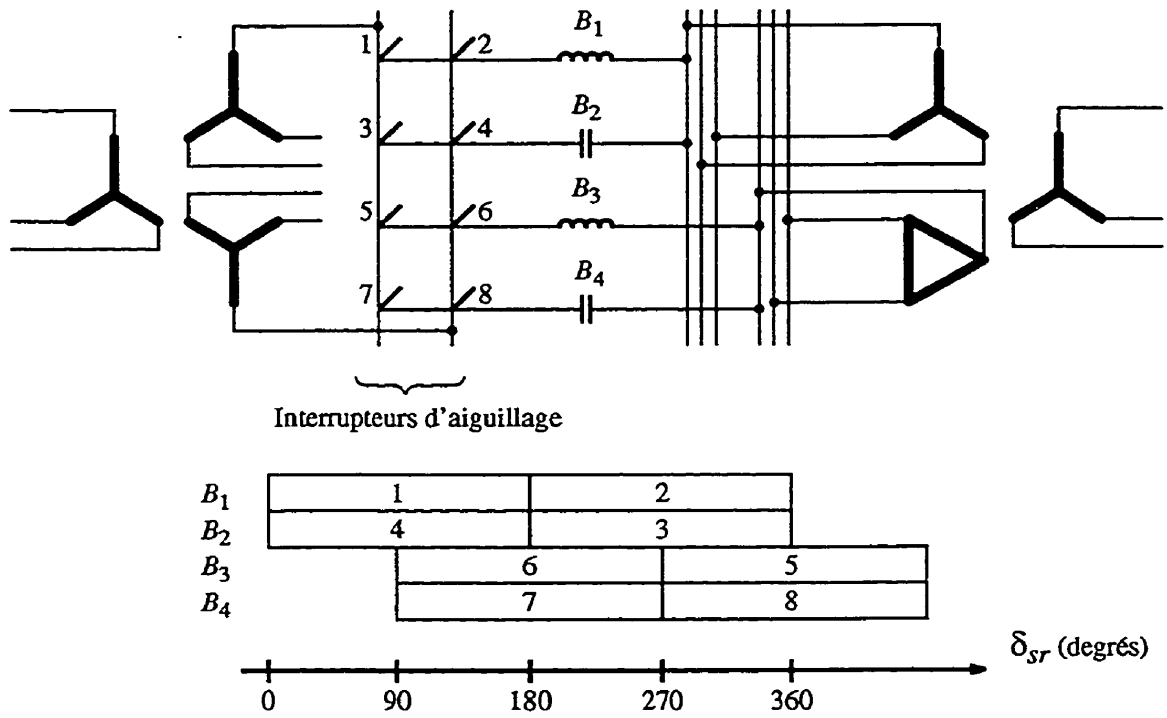


Figure 2.9: RPI asynchrone à quatre branches avec valves d'aiguillages (1/3 des branches et des valves d'aiguillage).

2.4 Angle γ_{21}

L'angle γ_{21} est un paramètre topologique très révélateur sur le volume de puissance réactive à installer pour réaliser un RPI à deux branches. Tel que montré sur les schémas de phaseur des figures 2.1 à 2.4, l'angle γ_{21} représente l'écart angulaire entre les tensions appliquées du côté S aux éléments réactifs.

Cet angle est entièrement déterminé par la topologie du RPI. Ceci est mis en évidence à la figure 2.1 avec le shéma équivalent du RPI 240 où l'on peut voir que: $\gamma_{21} = \psi_2 - \psi_1$. On

indique au chapitre 3 comment ce circuit équivalent permet de représenter ce RPI et tous les RPI à deux branches.

En comparant les schémas de phaseur des figures 2.1 à 2.4, on constate que plus l'angle γ_{21} est grand, plus les tensions $\underline{V}_{B1}$ et $\underline{V}_{B2}$ aux bornes des éléments réactifs sont élevées et plus les courants $\underline{I}_{B1}$ et $\underline{I}_{B2}$ sont grands pour produire un courant $\underline{I}_r$ donné. On montre effectivement au chapitre 5 que plus l'angle γ_{21} est grand, plus les dimensions d'un RPI sont susceptibles d'augmenter. Pour cette raison, cet angle est un point de repère de première importance pour estimer la taille d'un RPI et c'est ce qui explique qu'il soit utilisé pour identifier les RPI à deux branches.

RPI synchrone

Tel qu'illustré aux figures 2.1 à 2.4, l'angle γ_{21} vaut respectivement 240°, 180° , 120° et 30° pour les RPI 240, 180, 120 et 30. Pour les RPI à déphasage par injection des figures 2.5 et 2.6, l'angle γ_{21} est variable et atteint 60° et 20° respectivement lorsque les changeurs de prise sont en bout de course.

RPI asynchrone

Au bornes d'un RPI asynchrone, les tensions du côté S tournent sur 360° par rapport à celles du côté R. Dans le cas des RPI asynchrones des figures 2.7 à 2.9, les tensions aux bornes des éléments réactifs deviennent alors très élevées et culminent à deux fois la tension phase-terre. De telles tensions se traduisent par des appareils qui utilisent, pour un transit donné de puissance active, beaucoup plus de puissance réactive installée que les RPI synchrones. Il est cependant possible d'utiliser des interrupteurs d'aiguillage dans d'autres topologies (non-montrées dans ce document) pour, d'une part, partager les éléments réactifs entre les branches et, d'autre part, réduire les tensions appliquées à leurs bornes. Ces deux mesures permettent de réduire grandement le volume d'éléments réactifs installés (Brochu et Pelletier, 1988; Brochu, Beauregard et Pelletier, 1990).

2.5 Méthodes de déphasage

Trois méthodes de déphasages peuvent être utilisées: connexion interphase, transformation et injection. Une ou plusieurs de ces méthodes peuvent coexister au sein d'un même RPI. Le choix de la méthode de déphasage ne se pose vraiment que pour les RPI synchrones. Jusqu'à présent, il n'existe pas encore de transformateur-déphaseur électronique pouvant couvrir une plage angulaire même restreinte (Nyati, Eitzmann, Kappenman, Van-House, Mohan et Edris, 1995). La réalisation d'un transformateur-déphaseur électronique permettant de couvrir ±180° est donc très improbable dans un avenir rapproché étant donné les difficultés techniques que présente la réalisation d'un tel appareil. Pour cette raison, les RPI asynchrones proposés ici utilisent le déphasage par transformation et procèdent par variation de susceptance pour s'adapter aux variations angulaires de δ_{sr}.

Connexion interphase

Le RPI 240 de la figure 2.1 réalise des connexions interphase en raccordant les branches de la phase *A* du côté R directement aux phases *B* et *C* du côté S. Toutefois, ce RPI n'est pas économiquement intéressant puisque les angles et les tensions aux bornes de ses éléments réactifs sont très grands (Beauregard, Brochu, Morin et Pelletier, 1994).

Cependant, cette méthode peut éventuellement devenir intéressante si elle est appliquée à un RPI appelé à travailler entre des barres synchrones très déphasées l'une par rapport à l'autre. En effet, une connexion interphase pourrait permettre de ramener la tension appliquée à un élément réactif à des niveaux acceptables en réduisant de 120° l'angle à ses bornes. Toutefois, les angles δ_{sr} rencontrés sont rarement aussi grands et les RPI synchrones utilisent plutôt l'une des deux méthodes suivantes pour produire un déphasage.

Transformation

Les figures 2.2 à 2.4 présentent différentes connexions de transformateur permettant d'obtenir des déphasages fixes. Avec cette approche, le réglage des branches peut se faire en variant la susceptance des branches ou le rapport de transformation.

Injection

Les RPI des figures 2.5 et 2.6 utilisent des transformateurs-déphaseurs pour introduire des déphasages variables en série avec les branches. Le schéma de phaseurs de la figure 2.5 montre bien comment les tensions injectées par le transformateur série s'ajoutent aux tensions de ligne du côté S pour obtenir les tensions déphasées $\underline{V}_{s1}$ et $\underline{V}_{s2}$ nécessaires aux éléments réactifs.

2.6 Méthodes de réglage

L'ajustement du point de fonctionnement du RPI peut se faire de trois manières différentes: variation de susceptance, variation de déphasage et variation du rapport de transformation. On montre aux chapitres 4 et 5 que les variations de susceptance et de déphasage permettent de dicter le transit de puissance active de même que la production ou consommation de puissance réactive de part et d'autre de l'appareil. Pour sa part, la variation de rapport de transformation agit surtout sur la commande du transit de puissance réactive dans le RPI.

Variation de susceptance

La figure 2.7 illustre comment les susceptances des branches d'un RPI asynchrone peuvent être variées au moyen d'interrupteurs électroniques. Dans le cas présent, chacun des éléments réactifs du RPI est subdivisé en sous-éléments disposés en parallèle. Avec trois sous-éléments comme ici, les interrupteurs offrent huit valeurs de susceptances. Une discrétisation série ou série-parallèle peut également être utilisée.

La même approche peut être appliquée à un RPI synchrone. Cependant, lorsque le réseau n'exige pas des interventions rapides de la part du RPI, il est alors possible d'utiliser des interrupteurs mécaniques.

Un inconvénient important de cette approche provient du fait qu'un réglage fin des susceptances nécessite beaucoup de sous-éléments et d'interrupteurs de discrétisation ce qui contribue a augmenter rapidement l'encombrement et le coût du RPI. En conséquence, la variation de susceptance ne sera probablement jamais utilisée seule mais plutôt en conjonction avec le réglage par variation de déphasage. Ainsi, un RPI pourrait avoir deux niveaux de susceptance pour s'adapter à une modification importante du réseau et un réglage fin par variation de déphasage pour suivre les variations de plus faibles amplitudes.

Variation de déphasage

C'est la méthode la plus intéressante; elle offre à la fois un réglage fin, un encombrement minimal, la possibilité de travailler à plus haute tension de même qu'un investissement minimal (Beauregard, Brochu, Morin et Pelletier, 1994). Les figures 2.5 et 2.6 illustrent deux exemples de RPI équipés d'un transformateur-déphaseur pour varier le déphasage ψ appliqué en série avec les éléments réactifs.

Variation de rapport de transformation

Ce mode de réglage est illustré à la figure 2.6. L'action combinée des deux changeurs de prise permet d'ajuster les tensions injectées en amplitude et en phase de sorte qu'au niveau du schéma équivalent, les paramètres ψ_2 , n_{s1} et n_{s2} sont variables. D'autres topologies, (non-montrées ici) peuvent également utilisées des changeurs de prise pour ne varier cette fois que les rapports de transformation n_{s1} et n_{s2} de manière à produire une différence entre les puissances réactives Q_s et Q_r présentes de part et d'autre d'un RPI.

En régle générale, les transformateurs permettent une variation de tension qui ne dépasse guère ±20%. Aussi, le réglage par variation de transformation n'est pas utilisé pour commander spécifiquement la puissance transitée par un RPI. Tel que montré au chapitre 5, ce mode de réglage est plutôt utilisé pour produire une différence entre les puissances réactives aux bornes d'un RPI.

Inversion du sens du transit

L'inversion du sens du transit de la puissance active se fait simplement en inversant le signe des susceptances ou des déphasages.

Le RPI 30 de la figure 2.4 illustre un exemple d'inversion de transit au niveau des éléments réactifs. Comme on peut le voir, l'inversion de signe des susceptances s'effectue simplement en permutant celles-ci. Au moment de l'inversion du sens du transit, le stress sur les interrupteurs d'inversion est minimal puisqu'alors les courants de branche sont nuls.

Dans le cas des RPI à injection, les interrupteurs d'inversion de transit peuvent être avantageusement situés à plus basse tension, au niveau des changeurs de prise. Le RPI 60 de la figure 2.5 montre comment ces interrupteurs inversent le signe des déphasages en inversant la polarité des tensions d'injection.

2.7 Caractéristiques centrées et décentrées

Les caractéristiques de puissance active et réactives de la figure 2.10 a) sont dites "centrées" par rapport à l'ordonné parce qu'à $\delta_{sr} = 0°$ la puissance active est maximale tandis que les puissances réactives sont nulles. Comme on peut le voir, la puissance active reste à peu près constante, à l'intérieur de 9% de la valeur crête, sur une plage angulaire relativement large, ±25°, compte tenu des angles rencontrés en réseau. En effet, dans le domaine des transformateurs-déphaseurs on retrouve fréquemment des appareils dont la plage de réglage s'étend sur ±30° (IEEE, 1992). On indique au chapitre 4 quelles sont les conditions qui permettent d'obtenir ce comportement. Il est à noter que tous les RPI qui

rencontrent ces conditions présentent les mêmes caractéristiques de puissance.

On montre au chapitre 7 qu'il est fréquemment possible d'installer un seul élément déphaseur dans un RPI à deux branches. Ceci permet d'adapter les caractéristiques de puissance du RPI aux comportement du réseau tout en réduisant le coût de l'appareillage. On obtient alors des caractéristiques de puissance qui sont dites "décentrées" puisque la crête de la puissance active et le zéro des puissances réactives ne se trouve plus à $\delta_{sr} = 0°$. Les caractéristiques décentrées du RPI 30 illustrent ceci à la figure 2.10 b). Celles-ci sont déphasées, en plus ou en moins, de la moitié de l'angle γ_{21} . Pour cette raison, cette topologie est dite M15 ou P15 suivant le cas. La puissance active reste maintenant à l'intérieur de 9% de la valeur crête sur une plage angulaire de ±40°.

La section 4.4 décrit formellement ce qu'on entend par caractéristiques centrées et décentrées.

2.8 Modes synchrone et asynchrone

On décrit au chapitre 4 plusieurs approches permettant de commander deux ou trois grandeurs électriques d'un réseau avec un RPI à deux branches. Considérant, de plus, les résultats à venir au chapitre 7 indiquant que les excursions angulaires aux bornes d'un RPI en mode synchrone sont relativement limitées, il ressort qu'en mode synchrone rien ne justifie l'utilisation d'un RPI à trois branches ou plus.

On montre au chapitre 5 que les RPI à deux branches ajustés par variation de déphasage permettent de réaliser des interconnexions asynchrones à condition que des transformateurs-déphaseurs électroniques capables de couvrir ±180° soient disponibles. Cependant, tel que mentionné à la section 2.5, il semble que ceci soit encore loin de pouvoir se faire. Pour cette raison, on retient pour l'instant le réglage par variation de susceptance pour les RPI asynchrones.

On présente de plus au chapitre 5 l'évolution sur 360° des susceptances des RPI à deux, trois et quatre branches ajustés par variation de susceptance. On constate que seuls les RPI à deux branches ont des susceptances qui doivent varier rapidement et sur une large plage ($-\infty$ à ∞). Ce comportement et les difficultés de réglage qui en découlent constituent des obstacles majeurs à l'utilisation des RPI à deux branches en mode asynchrone. En conséquence, les RPI asynchrones utilisent le réglage par variation de susceptance et doivent compter trois branches ou plus[1].

2.9 Conclusion

Ce chapitre est un survol des particularités topologiques des RPI au cours duquel on a fait connaissance avec la terminologie que l'on a adopté pour décrire cette technologie. Les termes angle γ_{21} et caractéristiques centrées et décentrées introduits ici sont redéfinis mathématiquement dans les chapitres qui suivent.

Les RPI peuvent prendre de multiples formes, mais en pratique, seulement quelques topologies par application sont vraiment intéressantes. On reviendra sur ce point au chapitre 11 en présentant les topologies les plus intéressantes à la lumière du contenu de cette thèse.

On a metionné que les topologies de RPI asynchrones font appels à beaucoup d'équipements. Ce sont des appareils dont le développement nécessite de gros investissements tout en ayant un potentiel de marché relativement restreint. Pour cette raison, ce champ d'application n'a pas reçu autant d'attention que les RPI synchrones beaucoup moins élaborés et d'un intérêt plus général.

Cette thèse porte donc principalement sur les RPI synchrones. Les RPI asynchrones ne sont abordés que dans la première partie de ce document.

---

1. L'utilisation de valves à GTO pourrait permettre de réaliser un lien asynchrone avec un RPI à deux branches ajusté par variation de susceptance (Brochu et Pelletier, 1988). La valeur de ce RPI n'a toutefois pas été formellement validée.

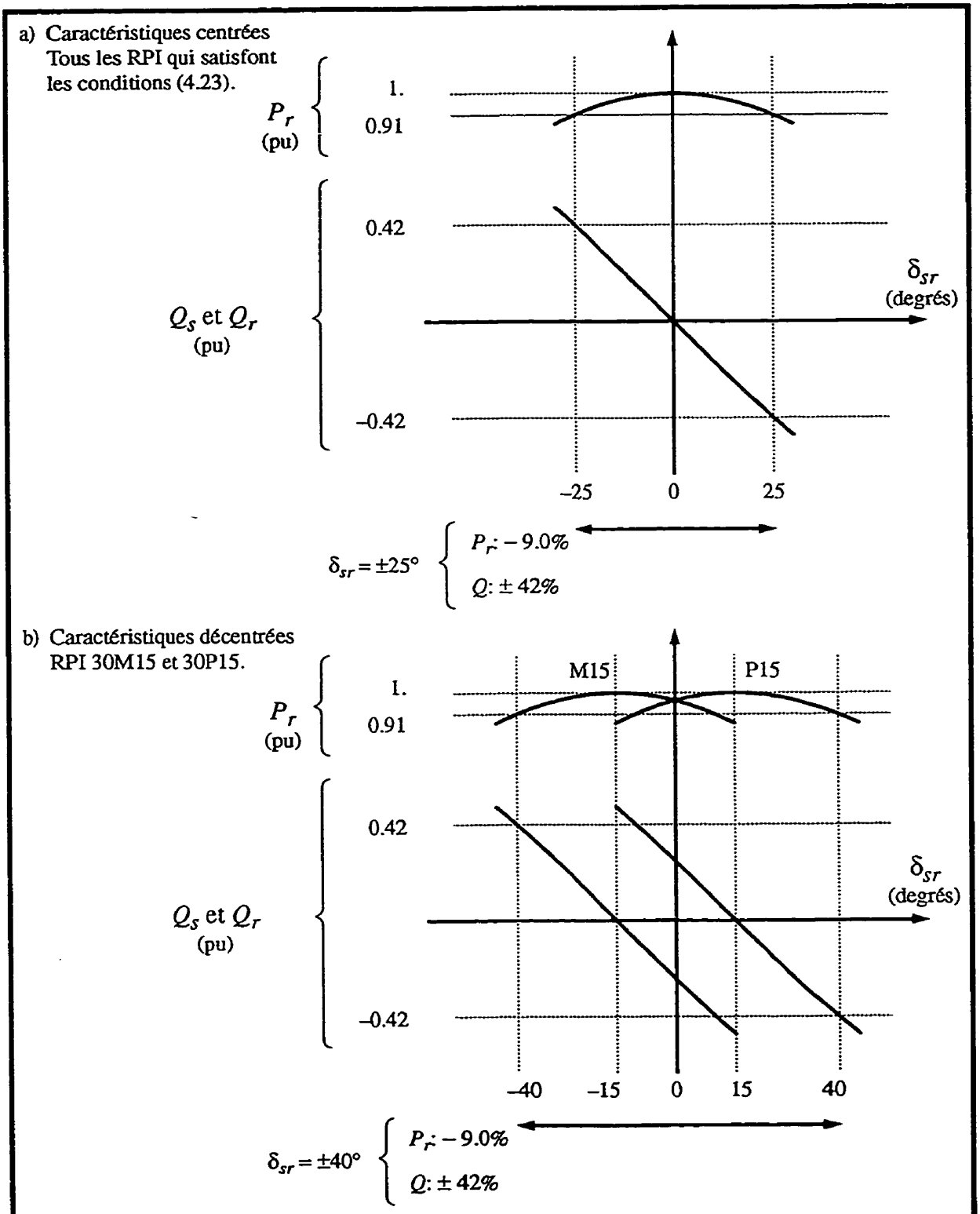


Figure 2.10: Caractéristiques centrées et décentrées de puissance.

CHAPITRE 3
CIRCUITS ÉQUIVALENTS

3.1 Introduction

Ce chapitre présente le formalisme adopté pour décrire les RPI de même que quatre modèles équivalents: série, avec sources de courant, ABCD et en Pi. Le tableau 3.1 indique le champ d'utilisation prévilégié de chacun de ces modèles. Deux changements de variable sont également présentés à la section 3.8.

Tableau 3.1: Modèles équivalents de RPI

Nature du Modèle	Modèle	Utilisation	Section
Général	Série	Répartition de puissance.	3.4
	Sources de courant	Découplage de réseaux. Limitation de courants de défaut. Surtension en circuit ouvert. Étude de stabilité.	3.5
	ABCD	Réseau élémentaire. Ex: effet du RPI sur une ligne de transport.	3.6
Idéal	Pi	Lien avec les modes de compensation shunt, série et angulaire.	3.7

On utilise les modèles série et de courant pour représenter les RPI dans les logiciels de répartition de puissance et de stabilité (Beauregard, Brochu, Lemay, Morin et Pelletier, 1995; Beauregard, Brochu, Lemay, Pelletier, 1996). Pour caractériser les RPI dans des réseaux de très petites dimensions, on peut également utiliser le modèle ABCD. Ces trois modèles sont généraux en ce sens qu'ils permettent de représenter les pertes des RPI.

Le modèle avec source de courant est particulièrement intéressant pour mettre en évidence un comportement unique aux RPI dans le domaine du transport de l'énergie: l'effet gyra-

teur. Lorsqu'un RPI est construit de manière à produire cet effet, il permet de découpler les réseaux tout en limitant sa contribution aux éventuels défauts. En contrepartie, ce type de RPI présente un inconvénient propre aux sources de courant: des surtensions apparaissent aux bornes laissées en circuit-ouvert.

Pour ce qui est du modèle en Pi, son intérêt est surtout d'ordre qualitatif, il permet de faire ressortir les similitudes et différences qui existent entre un RPI et les modes de compensation shunt, série et angulaire.

Les deux changements de variable, très voisins l'un de l'autre, permettent d'exprimer les équations de puissance des RPI en termes de variables intermédiaires qui facilitent la description des RPI utilisés en mode asynchrone ou ajustés par variation de déphasage.

Le calcul des paramètres d'un RPI en fonction des grandeurs de consigne fait l'objet du chapitre suivant.

3.2 Définitions

Tel que montré à la figure 3.1, on peut représenter chacune des branches d'un RPI en considérant qu'elles sont raccordées aux phases *A* des côtés S et R au moyen de transformateurs équivalents. Les fonctions transformation et déphasage des transformateurs équivalents y sont représentées séparément.

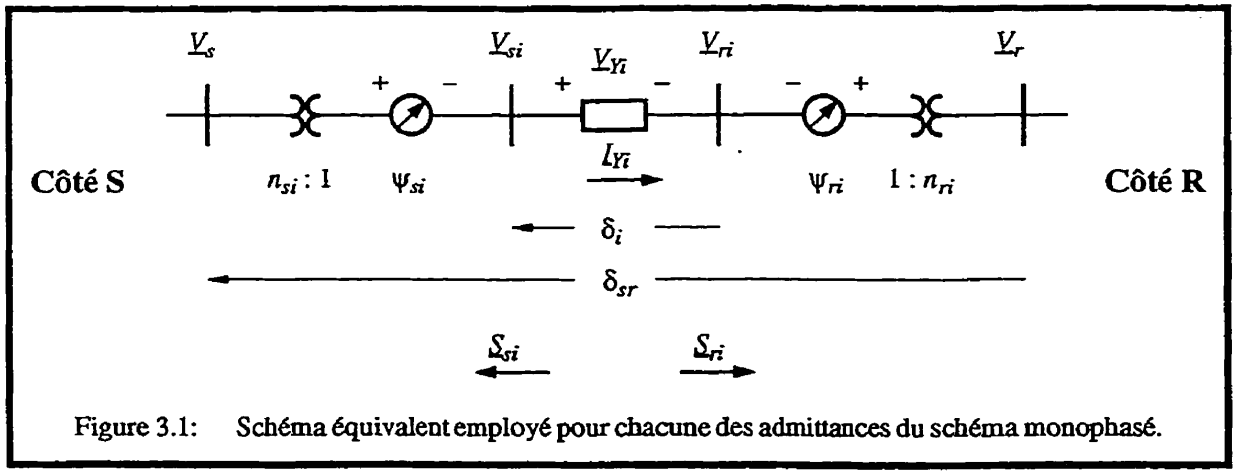


Figure 3.1: Schéma équivalent employé pour chacune des admittances du schéma monophasé.

Les définitions suivantes sont illustrées à la figures 3.2.

Tensions phase-terre et décalage angulaire aux bornes de l'appareil:

$$\begin{aligned} \underline{V}_s &= V_s e^{j\alpha_s} \\ \underline{V}_r &= V_r e^{j\alpha_r} \\ \delta_{sr} &= \alpha_s - \alpha_r \end{aligned} \tag{3.1}$$

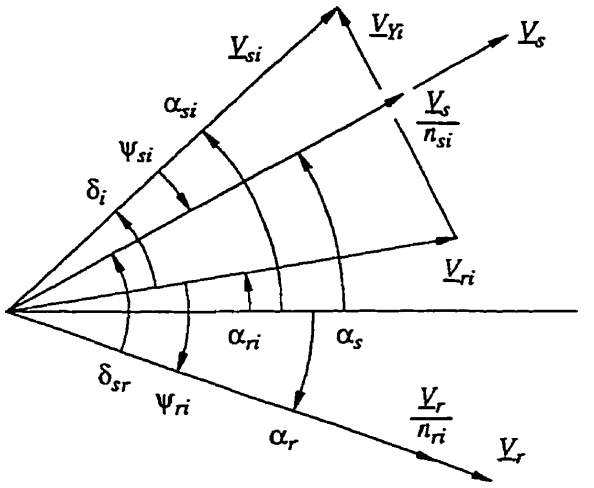


Figure 3.2: Angles utilisés pour la mise en équation.

Rapports de transformation complexes des transformateurs équivalents:

$$\begin{aligned} \underline{n}_{si} &= n_{si} e^{j\psi_{si}} \\ \underline{n}_{ri} &= n_{ri} e^{j\psi_{ri}} \end{aligned} \tag{3.2}$$

Tensions phase-terre immédiatement aux bornes d'une admittance et différences d'angles à ses bornes:

$$\begin{aligned} \underline{V}_{si} &= \frac{V_s}{n_{si}} e^{j\alpha_{si}} \\ \underline{V}_{ri} &= \frac{V_r}{n_{ri}} e^{j\alpha_{ri}} \\ \delta_i &= \alpha_{si} - \alpha_{ri} \end{aligned} \tag{3.3}$$

Décalage angulaire des déphaseurs:

$$\begin{aligned} \psi_{si} &= \alpha_s - \alpha_{si} \\ \psi_{ri} &= \alpha_r - \alpha_{ri} \end{aligned} \tag{3.4}$$

En prévision de simplifier la forme des équations du RPI, les déphasages ψ_{si} et ψ_{ri} de la figure 3.1 peuvent être regroupés ensemble:

$$\psi_i = \psi_{si} - \psi_{ri} \tag{3.5}$$

On montre en effet, à la sous-section 3.6.3, que la position de l'élément déphaseur n'influence pas le résultat des calculs. Ainsi, l'angle δ_i peut également prendre la forme suivante:

$$\delta_i = \delta_{sr} - \psi_i \tag{3.6}$$

Conformément à (1.13) et (1.16), les puissances apparentes de part et d'autre d'une branche sont données par:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{si} &= P_{si} + jQ_{si} = \underline{Y}_i^*(V_{si}V_{ri}e^{j\delta_i} - V_{si}^2) \\ \underline{S}_{ri} &= P_{ri} + jQ_{ri} = \underline{Y}_i^*(V_{si}V_{ri}e^{-j\delta_i} - V_{ri}^2) \end{aligned} \tag{3.7}$$

D'où, d'après (1.21):

$$\begin{bmatrix} -V_{si}^2 + V_{si}V_{ri}\cos\delta_i & V_{si}V_{ri}\sin\delta_i \\ -V_{ri}^2 + V_{si}V_{ri}\cos\delta_i & -V_{si}V_{ri}\sin\delta_i \\ V_{si}V_{ri}\sin\delta_i & V_{si}^2 - V_{si}V_{ri}\cos\delta_i \\ -V_{si}V_{ri}\sin\delta_i & V_{ri}^2 - V_{si}V_{ri}\cos\delta_i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} G_i \\ B_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{si} \\ P_{ri} \\ Q_{si} \\ Q_{ri} \end{bmatrix} \tag{3.8}$$

3.3 Paramètres de réglage d'une branche série

Suivant (3.3) et (3.7), le bilan de puissance d'un RPI à n branches devient:

$$\begin{aligned} \underline{S}_s &= V_s V_r e^{j\delta_{sr}} \sum_i^n \frac{\underline{Y}_i^*}{n_{si} n_{ri}} e^{-j\psi_i} - V_s^2 \sum_i^n \frac{\underline{Y}_i^*}{n_{si}^2} \\ \underline{S}_r &= V_s V_r e^{-j\delta_{sr}} \sum_i^n \frac{\underline{Y}_i^*}{n_{si} n_{ri}} e^{j\psi_i} - V_r^2 \sum_i^n \frac{\underline{Y}_i^*}{n_{ri}^2} \end{aligned} \tag{3.9}$$

L'équation (3.9) indique qu'il y a donc cinq paramètres par branches sur lesquels il est possible d'agir pour influencer les puissances du RPI: n_{si} , n_{ri} , ψ_i , G_i et B_i . Contrairement aux déphasages ψ_{si} et ψ_{ri} , les rapports de transformation n_{si} et n_{ri} ne sont pas regroupés ensemble puisque les deuxièmes termes de (3.9) ne sont fonction que de n_{si} ou de n_{ri} .

Étant donné qu'un quadripôle ne peut commander simultanément que quatre grandeurs électriques, le fait de compter dans (3.9) cinq paramètres par branche indique que, du point de vue du réseau, une redondance existe parmi ceux-ci. Il est effectivement possible de réécrire ce bilan de puissance comme suit pour chacune des branches:

$$\begin{aligned} \underline{S}_s &= V_s V_r \sum_i^n \underline{y}_i^* (e^{j(\delta_{sr} - \psi_i)} - n_i) \\ \underline{S}_r &= V_s V_r \sum_i^n \underline{y}_i^* \left(e^{-j(\delta_{sr} - \psi_i)} - \frac{1}{n_i} \right) \end{aligned} \tag{3.10}$$

où:

$$\begin{aligned} \underline{y}_i &= \frac{V_{si} V_{ri}}{V_s V_r} \underline{Y}_i = \frac{\underline{Y}_i}{n_{si} n_{ri}} \\ n_i &= \frac{V_{si}}{V_{ri}} = \frac{V_s n_{ri}}{V_r n_{si}} \end{aligned} \tag{3.11}$$

Il n'y a plus alors que quatre paramètres par branche: y_i , $\angle y_i$, n_i et ψ_i . Une branche ne permet donc la commande que de quatre grandeurs électriques du réseau. Si cette branche est sans perte, elle ne compte plus que trois paramètres: y_i , n_i et ψ_i .

Toutefois, cette formulation du bilan de puissance a le défaut d'être purement mathématique. Elle ne conduit pas à un modèle équivalent physique où les paramètres du RPI peuvent être représentés par des éléments classiques de circuits électriques (G, B, ψ, n). Pour cette raison, c'est le bilan de puissance (3.9) qui est utilisé comme point de référence dans l'élaboration des modèles équivalents de RPI. Notons toutefois que le ratio de tension n_i est, quant à lui, fréquemment utilisé.

3.4 Équivalent série

Ce modèle est une représentation explicite du bilan des puissances actives et réactives effectué de part et d'autre d'un RPI. La figure 3.3 illustre ce modèle dans le cas d'un RPI à deux branches.

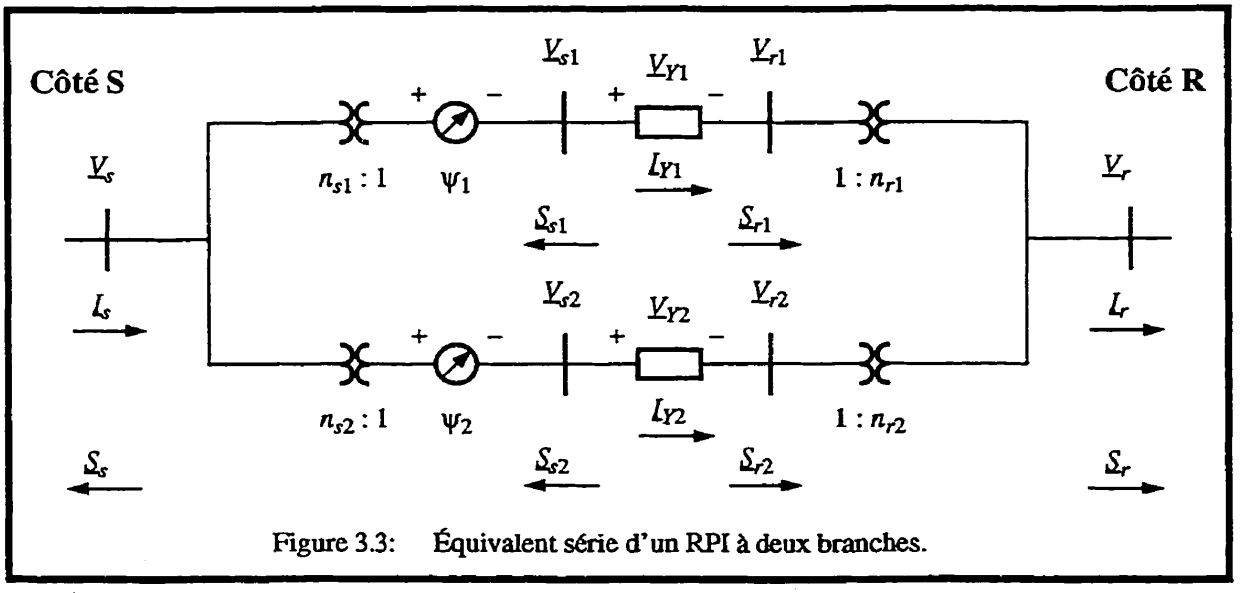


Figure 3.3: Équivalent série d'un RPI à deux branches.

Les phaseurs de tension de ce RPI sont tracés à la figure 3.4.

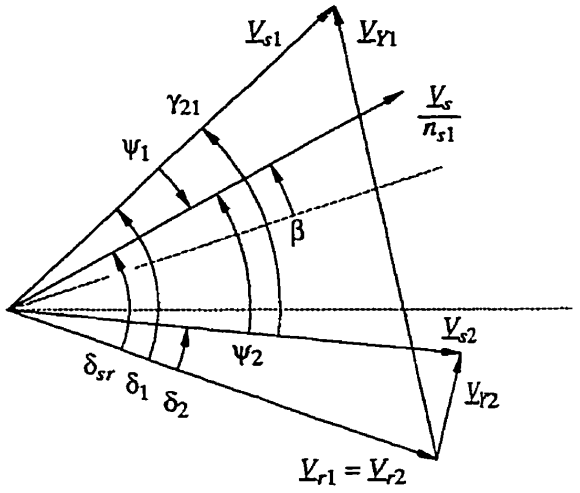


Figure 3.4: Phaseurs d'un RPI à deux branches.

Suivant le bilan des puissances produites par chacune des branches, les puissances actives et réactives des barres S et R sont données par:

$$\begin{aligned} \sum_i^n P_{si} &= P_s \qquad \sum_i^n P_{ri} = P_r \\ \sum_i^n Q_{si} &= Q_s \qquad \sum_i^n Q_{ri} = Q_r \end{aligned} \tag{3.12}$$

De manière générale, n branches peuvent effectivement être utilisées simultanément. Le bilan de puissance prend donc la forme suivante:

$$\sum_i^n \begin{bmatrix} -V_{si}^2 + V_{si}V_{ri}\cos\delta_i & V_{si}V_{ri}\sin\delta_i \\ -V_{ri}^2 + V_{si}V_{ri}\cos\delta_i & -V_{si}V_{ri}\sin\delta_i \\ V_{si}V_{ri}\sin\delta_i & V_{si}^2 - V_{si}V_{ri}\cos\delta_i \\ -V_{si}V_{ri}\sin\delta_i & V_{ri}^2 - V_{si}V_{ri}\cos\delta_i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} G_i \\ B_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_s \\ P_r \\ Q_s \\ Q_r \end{bmatrix} \tag{3.13}$$

Les équations deux et trois de (3.13) permettent de calculer la différence $Q_r - Q_s$ entre les puissances réactives aux bornes du RPI:

$$Q_r - Q_s = \sum_i^n (B_i(V_{ri}^2 - V_{si}^2) - 2G_i V_{si} V_{ri} \sin\delta_i) \tag{3.14}$$

Pour le cas fréquent où le facteur de qualité des éléments réactifs est élevé de sorte que les pertes peuvent être négligées, on trouve alors:

$$Q_r - Q_s = \sum_i^n B_i \left(\frac{V_r^2}{n_{ri}^2} - \frac{V_s^2}{n_{si}^2} \right) \tag{3.15}$$

Ce résultat indique que, quelles que soient les susceptances des branches, les puissances réactives Q_{si} et Q_{ri} sont égales si, aux bornes de chacun des éléments réactifs, les tensions $V_{si} = V_s / n_{si}$ et $V_{ri} = V_r \ n_{ri}$ sont égales.

Dans le cas où les tensions V_{si} et V_{ri} ne sont plus égales, l'égalité des puissances réactives de chacune des branches ne prévaut plus et une différence $Q_{ri} - Q_{si}$ apparaît à leurs bornes. Cependant, même si individuellement les branches présentent des différences entre les puissances réactives à leurs bornes, il est possible de forcer $Q_s = Q_r$ au niveau de tout le RPI.

L'égalité $Q_s = Q_r$ s'obtient, quelles que soient les grandeurs V_s , V_r et δ_i , lorsque simultanément:

- le facteur de qualité des admittances est élevé ($G_i \approx 0$);
- les rapports de transformation sont, de part et d'autre du RPI, égaux entre eux ($n_{si} = n_{s1}$ et $n_{ri} = n_{r1}$);
- il y a égalité entre V_{s1} et V_{r1} ou bien la somme des susceptances est nulle.

Suivant les deux premières conditions ci-dessus, (3.15) devient:

$$Q_r - Q_s = (V_{r1}^2 - V_{s1}^2) \sum_i^n B_i \tag{3.16}$$

Pour ce qui est de la troisième condition, on retrouve en premier lieu l'égalité $V_{s1} = V_{r1}$ qui n'est en fait qu'un cas particulier de la relation $V_{si} = V_{ri}$ déjà rencontrée ci-dessus pour obtenir $Q_{si} = Q_{ri}$ et, conséquemment, $Q_s = Q_r$. Le second volet de la troisième condition couvre le cas plus général où $V_{s1} \neq V_{r1}$. Toutes les branches produisent alors à leurs bornes des différences de puissances réactives $Q_{ri} - Q_{si}$, lesquelles peuvent varier d'une branche à l'autre. Cependant, d'après (3.16), lorsque la somme des susceptances est nulle, le bilan de ces différences de puissances réactives est le même de part et d'autre du RPI et $Q_s = Q_r$.

Pour faciliter l'écriture de certaines équations, de même que pour faire ressortir les besoins en puissance réactive installée des RPI à deux branches, on définit l'écart angulaire γ_{21} :

$$\gamma_{21} = \delta_{sr}\big|_{\delta_2 = 0} - \delta_{sr}\big|_{\delta_1 = 0} \tag{3.17}$$

lequel est également donné par:

$$\begin{aligned} \gamma_{21} &= \psi_2 - \psi_1 \\ &= \delta_1 - \delta_2 \end{aligned} \tag{3.18}$$

L'angle γ_{21} est montré à la figure 3.4.

Encore là, pour faciliter l'écriture de certaines équations, de même que pour connaître la position du centre de la plage angulaire γ_{21} on définit l'angle β suivant:

$$\beta = \delta_{sr}\big|_{\delta_1 = -\delta_2} \tag{3.19}$$

Puisque $\delta_1 = \delta_{sr} - \psi_1$ et que $\delta_2 = \delta_{sr} - \psi_2$:

$$\beta = \frac{\psi_1 + \psi_2}{2} \tag{3.20}$$

Tel qu'illustré à la figure 3.4, le centre de la plage angulaire délimité par γ_{21} est retardé d'un angle β par rapport au phaseur de tension $\underline{V}_s$.

3.5 Équivalent avec sources de courant

Ce circuit équivalent est particulièrement approprié pour exprimer le comportement limiteur de courant d'un RPI de même que le phénomène de montée de tension qui survient lorsqu'un côté d'un RPI est laissé en circuit ouvert. Comme on va le voir, il met en relief un mode de fonctionnement unique aux RPI dans le domaine du transport d'énergie: le mode gyrateur, obtenu en respectant quelques contraintes d'appareillage.

3.5.1 Cas général

Suivant la figure 3.1, les courants de ligne sont donnés par:

$$\begin{aligned} \underline{I}_s &= \sum_i^n \frac{\underline{I}_{Yi}}{n_{si}} e^{j\psi_i} \\ \underline{I}_r &= \sum_i^n \frac{\underline{I}_{Yi}}{n_{ri}} \end{aligned} \tag{3.21}$$

Puisque le courant d'une branche est donné par:

$$\underline{I}_{Yi} = \underline{Y}_i \left(\frac{\underline{V}_s}{n_{si}} e^{-j\psi_i} - \frac{\underline{V}_r}{n_{ri}} \right) \tag{3.22}$$

les courants de ligne peuvent s'écrire comme suit:

$$\begin{aligned} \underline{I}_s &= \sum_i^n \underline{Y}_i \frac{\underline{V}_s}{n_{si}^2} - \sum_i^n \underline{Y}_i \frac{\underline{V}_r}{n_{si} n_{ri}} e^{j\psi_i} \\ \underline{I}_r &= \sum_i^n \underline{Y}_i \frac{\underline{V}_s}{n_{si} n_{ri}} e^{-j\psi_i} - \sum_i^n \underline{Y}_i \frac{\underline{V}_r}{n_{ri}^2} \end{aligned} \tag{3.23}$$

Ainsi, les équations des courants de ligne ont la même forme que les équations d'un quadripôle formé de deux admittances et de deux sources de courant commandées en tension:

$$\begin{aligned} \underline{I}_s &= \underline{Y}_{ss} \underline{V}_s + \underline{Y}_{sr} \underline{V}_r \\ \underline{I}_r &= \underline{Y}_{rs} \underline{V}_s + \underline{Y}_{rr} \underline{V}_r \end{aligned} \tag{3.24}$$

où:

$$\underline{Y}_{ss} = \sum_{i}^{n} \frac{\underline{Y}_i}{n_{si}^2} \qquad \underline{Y}_{sr} = -\sum_{i}^{n} \frac{\underline{Y}_i}{n_{si} n_{ri}} e^{j\psi_i}$$
$$\underline{Y}_{rs} = \sum_{i}^{n} \frac{\underline{Y}_i}{n_{si} n_{ri}} e^{-j\psi_i} \qquad \underline{Y}_{rr} = -\sum_{i}^{n} \frac{\underline{Y}_i}{n_{ri}^2} \tag{3.25}$$

Le schéma équivalent de ce quadripôle est représenté à la figure 3.5.

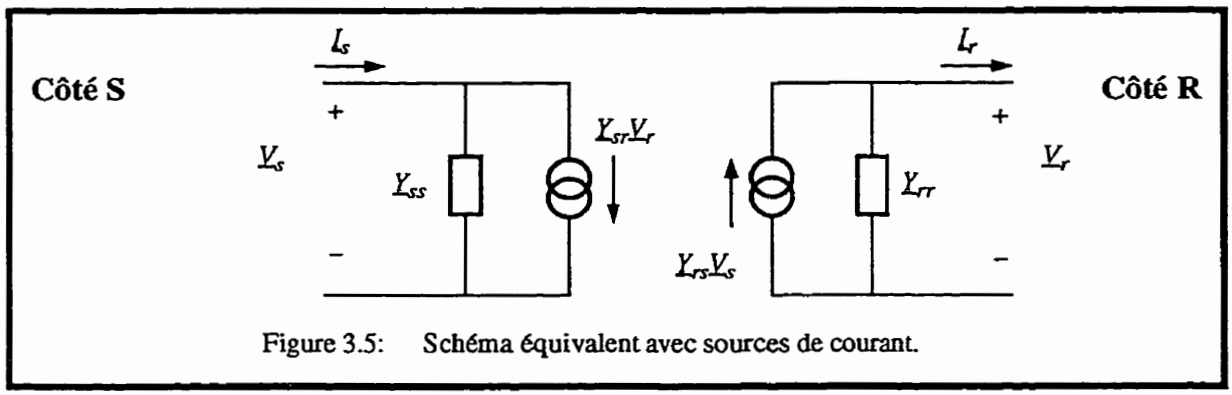


Figure 3.5: Schéma équivalent avec sources de courant.

Les puissances de part et d'autre du RPI prennent alors la forme suivante:

$$\underline{S}_s = -\underline{V}_s \underline{I}_s^* = -\underline{Y}_{sr}^* V_s V_r e^{j\delta_{sr}} - \underline{Y}_{ss}^* V_s^2$$
$$\underline{S}_r = \underline{V}_r \underline{I}_r^* = \underline{Y}_{rs}^* V_s V_r e^{-j\delta_{sr}} + \underline{Y}_{rr}^* V_r^2 \tag{3.26}$$

3.5.2 Cas idéal

Lorsque les conductances des branches sont nulles, (3.25) devient:

$$\underline{Y}_{ss} = j\sum_{i}^{n} \frac{B_i}{n_{si}^2} \qquad \underline{Y}_{sr} = -j\sum_{i}^{n} \frac{B_i}{n_{si} n_{ri}} e^{j\psi_i}$$
$$\underline{Y}_{rs} = j\sum_{i}^{n} \frac{B_i}{n_{si} n_{ri}} e^{-j\psi_i} \qquad \underline{Y}_{rr} = -j\sum_{i}^{n} \frac{B_i}{n_{ri}^2} \tag{3.27}$$

Il est intéressant de noter au passage que les admittances $\underline{Y}_{rs}$ et $\underline{Y}_{sr}$ sont conjuguées; elles possèdent la même partie réelle, la même conductance.

En prévision des modèles ABCD et en Pi, on peut définir les relations suivantes:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{ss} &= jB_{ss} & \underline{Y}_{sr} &= -jB_{sr}e^{j\Psi} \\ \underline{Y}_{rs} &= jB_{sr}e^{-j\Psi} & \underline{Y}_{rr} &= jB_{rr} \end{aligned} \tag{3.28}$$

où B_{ss} , B_{rr} , B_{sr} et Ψ sont des grandeurs réelles:

$$B_{ss} = \sum_i^n \frac{B_i}{n_{si}^2} \qquad B_{sr} = \sum_i^n \frac{B_i}{n_{si}n_{ri}}\cos(\psi_i - \Psi)$$

$$\left.\begin{aligned} B_{rr} &= -\sum_i^n \frac{B_i}{n_{ri}^2} \\ \Psi \\ \Psi \pm \pi \end{aligned}\right\} = \operatorname{atan}\left(\frac{\sum_i^n \frac{B_i}{n_{si}n_{ri}}\sin\psi_i}{\sum_i^n \frac{B_i}{n_{si}n_{ri}}\cos\psi_i}\right) \tag{3.29}$$

Il y a donc deux paires de valeurs possibles pour les paramètres B_{sr} et Ψ.

Le bilan de puissance dans le cas des RPI sans perte devient alors:

$$\begin{aligned} \underline{S}_s &= -jB_{sr}e^{j(\delta_{sr}-\Psi)}V_sV_r + jB_{ss}V_s^2 \\ \underline{S}_r &= -jB_{sr}e^{-j(\delta_{sr}-\Psi)}V_sV_r - jB_{rr}V_r^2 \end{aligned} \tag{3.30}$$

3.5.3 Gyrateur

Dans certaines conditions, les RPI peuvent agir comme un gyrateur et ce, de manière complètement passive.

Un gyrateur est un quadripôle qui présente à chacune de ses deux portes le dual de l'autre porte (Belove, 1986). Une source de tension raccordée à l'une de ses bornes est vue de l'autre côté comme une source de courant, une inductance est perçue comme un condensateur et un circuit série devient un circuit parallèle. En électronique, les gyrateurs sont

employés pour réaliser des inductances au moyen d'amplificateurs opérationels et de condensateurs.

La figure 3.6 définie les tensions et les courants d'un gyrateur tandis que (3.31) décrit mathématiquement son comportement:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_s \\ \underline{I}_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \underline{Y}_{sr} \\ \underline{Y}_{rs} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{V}_s \\ \underline{V}_r \end{bmatrix} \tag{3.31}$$

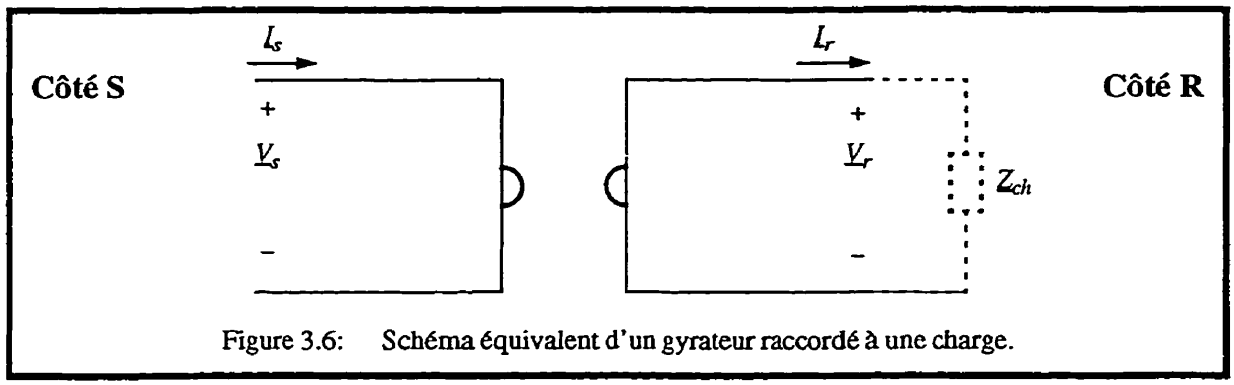


Figure 3.6: Schéma équivalent d'un gyrateur raccordé à une charge.

Ainsi, au facteur $\underline{Y}_{sr}\underline{Y}_{rs}$ près , l'impédance $\underline{Z}_{ch}$ est vue du côté S comme une admittance:

$$\underline{Z}_s = \frac{\underline{V}_s}{\underline{I}_s} = \frac{1}{\underline{Y}_{sr}\underline{Y}_{rs}\underline{Z}_{ch}} \tag{3.32}$$

En comparant (3.24) et (3.31), il ressort qu'il suffit d'avoir:

$$\underline{Y}_{ss} = \underline{Y}_{rr} = 0 \tag{3.33}$$

pour qu'un RPI devienne un gyrateur. D'après (3.29), cette condition implique dans le cas d'un RPI idéal que:

$$B_{ss} = B_{rr} = 0 \tag{3.34}$$

Le bilan de puissance (3.30) devient alors:

$$\begin{aligned} S_s &= -B_{sr} e^{j\left(\delta_{sr} - \Psi + \frac{\pi}{2}\right)} V_s V_r \\ S_r &= B_{sr} e^{-j\left(\delta_{sr} - \Psi + \frac{\pi}{2}\right)} V_s V_r \end{aligned} \tag{3.35}$$

Ainsi, en mode gyrateur, il n'y a plus de termes susceptibles de produire un décalage vertical des caractéristiqes de puissance réactives. Celles-ci sont donc centrées par rapport à l'abscisse et $Q_s = Q_r$.

Le mode gyrateur implique $Q_s = Q_r$ mais l'inverse n'est pas vrai. En réécrivant (3.15) à l'aide de (3.29) on trouve:

$$Q_s - Q_r = B_{ss} V_s^2 + B_{rr} V_r^2 \tag{3.36}$$

Ainsi, on peut obtenir $Q_s = Q_r$ même si les termes B_{ss} et B_{rr} ne sont pas nuls pourvu que $B_{ss} V_s^2 = -B_{rr} V_r^2$.

La condition (3.33) peut être exprimée d'un point de vue appareillage. Pour obtenir le mode gyrateur il faut que:

- le facteur de qualité des admittances soit élevé ($G_i \approx 0$);
- les rapports de transformation soient, de part et d'autre du RPI, égaux entre eux ($n_{si} = n_{s1}$ et $n_{ri} = n_{r1}$);
- la somme des susceptances soit nulle ($\sum_i^n B_i = 0$).

Dans le cas d'un RPI à deux branches ceci s'obtient en posant:

$$\begin{aligned} G_1 &= G_2 = 0 \qquad & n_{s2} &= n_{s1} \\ B_1 &= -B_2 \qquad & n_{r2} &= n_{r1} \end{aligned} \tag{3.37}$$

Le produit $\underline{Y}_{sr}\underline{Y}_{rs}$ devient alors égal à B_{sr}^2.

La figure 3.7 présente les phaseurs de tension et de courant d'un tel RPI lorsque la susceptance B_1 est donnée par (4.37) et que V_s , V_r et P_r sont unitaires. On obtient alors, $\underline{Y}_{sr} = \underline{Y}_{rs} = 1$ et $B_{sr} = 1$.

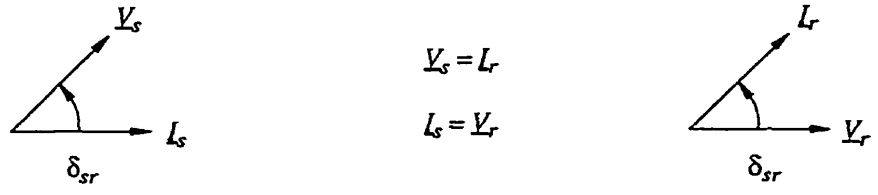


Figure 3.7: Phaseurs de courant et de tension d'un RPI en mode gyrateur.

Un RPI à deux branches dont le réglage est fait par variation de susceptance permet de commander une grandeur du réseau tout en offrant le mode gyrateur ($B_1 = -B_2$). Si ce RPI doit commander deux grandeurs du réseau, il n'est cependant pas possible d'assurer intégralement le mode gyrateur puisqu'on ne peut plus maintenir les susceptances conjuguées.

De manière similaire, un RPI à trois branches dont le réglage est fait par variation de susceptance ne peut commander que deux grandeurs du réseau s'il veut en même temps reproduire le comportement gyrateur.

Les RPI dont le réglage est fait par variation de déphasage peuvent, de part leur construction, satisfaire en toute circonstance la condition $B_1 = -B_2$.

3.5.4 Découplage de réseaux et limitation de courants de défaut

Cet exemple met en évidence l'effet gyrateur du RPI et montre du même coup ses effets de découplage de réseaux et de limitation de courants de défaut. Il est tiré d'une étude portant sur l'ajout d'un RPI entre deux compagnies d'électricité représentées par les réseaux synchrones S et R de la figure 3.8 (Eurostag, 1995; Pelletier, 1996). Le décalage angulaire entre ces réseaux rend impossible une connexion directe.

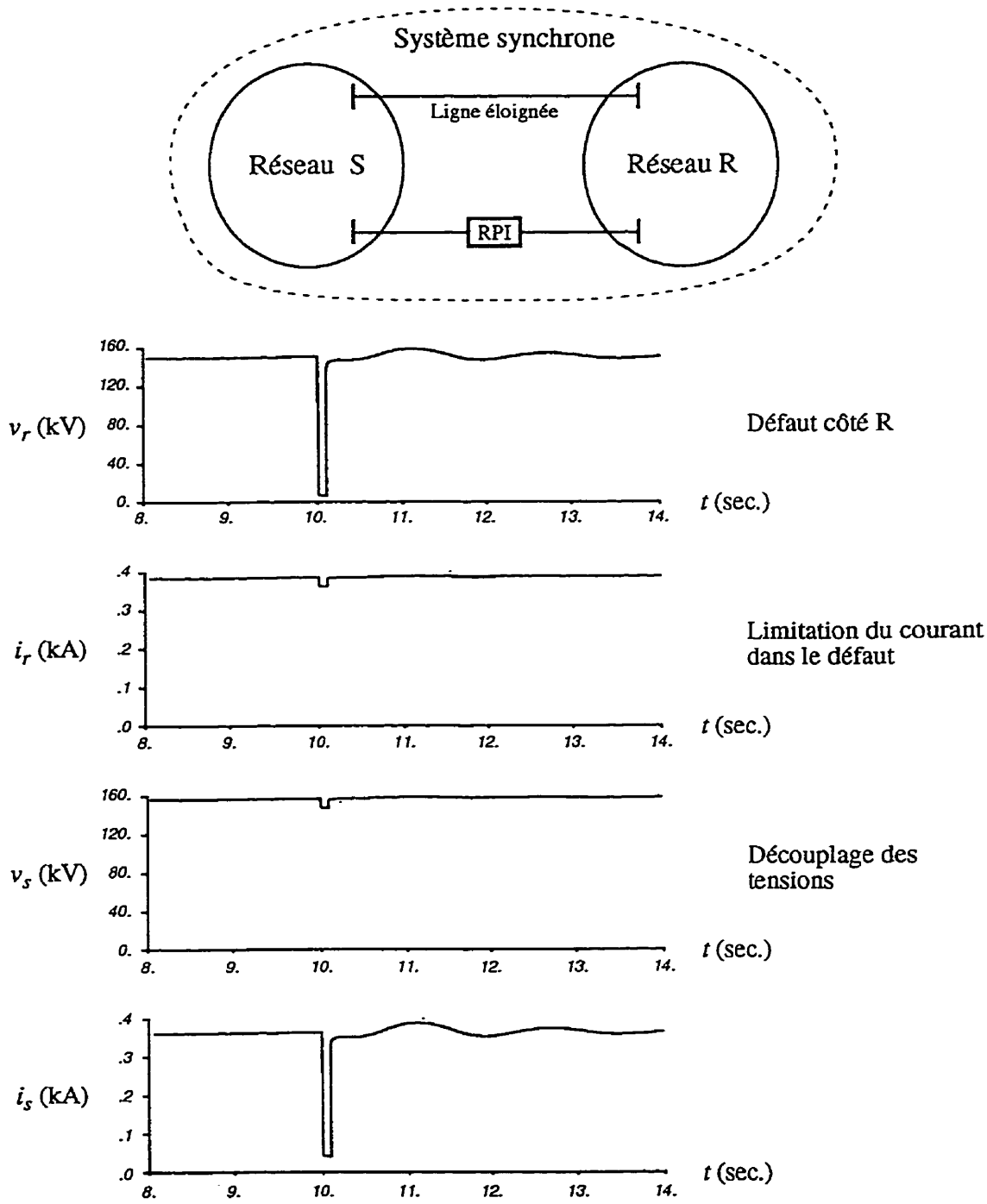


Figure 3.8: Tensions et courants aux bornes d'un RPI durant un défaut triphasé appliqué non loin du côté R.

Un défaut triphasé est appliqué non loin du RPI, dans le réseau R, alors que son circuit de commande est bloqué. Tel que montré, la tension v_r tombe presqu'à zéro ce qui se traduit dans le réseau S par une chute du courant i_s. La tension v_s du réseau S est légèrement affectée par le défaut étant donné l'éloignement de la ligne en parallèle avec le RPI. Cette faible chute de tension v_s se traduit, pour sa part, par une faible variation du courant i_r délivré par le RPI dans le défaut. Conformément aux figures 3.5 et 3.6, le RPI est donc vu par chacun des réseaux comme une source de courant commandée en tension par le réseau opposé.

Il est important de souligner ici que cet effet gyrateur est obtenu de manière passive. Les RPI en mode gyrateur sont ainsi tout naturellement destinés à réaliser des interconnexions découplantes.

Dans le cas de cette application, un transformateur-déphaseur permet également de relier les réseaux en compensant le décalage angulaire. Cependant, il ne découple pas les réseaux. Un défaut à proximité du transformateur-déphaseur est susceptible d'être alimenté de manière importante par celui-ci.

3.5.5 Surtension en circuit ouvert

Cet exemple fait également ressortir l'effet gyrateur d'un RPI mais en montrant cette fois l'effet d'une ouverture intempestive d'un des côtés de l'appareil alors que l'autre côté reste alimenté.

Le RPI 120 de la figure 3.9 illustre bien ce qui se produit lorsque le côté R est laissé en circuit ouvert. Sans la tension $\underline{V}_r$, le circuit *LC* série se retouve excité par le réseau S et la tension $\underline{V}_N$ du point milieu *N* de même que les tensions $\underline{V}_{B1}$ et $\underline{V}_{B2}$ ne dépendent plus que des susceptances des éléments réactifs.

La fréquence de résonance de ce circuit est donné en termes de susceptance par:

$$f = f_0\sqrt{-\frac{B_L}{B_C}} \tag{3.38}$$

où B_L et B_C sont les susceptances calculées à la fréquence de base f_0 , en l'occurence 60 Hz. Dans le cas où le RPI est en mode gyrateur, $B_L = -B_C$, le circuit LC résonne donc à 60 Hz. La conductance de la boucle, le courant dans celle-ci et les tensions $\underline{V}_N$, $\underline{V}_{B1}$ et $\underline{V}_{B2}$ tendent vers l'infini. Cette montée de tension est donc adéquatement représentée par la tension qui apparaît aux bornes d'une source de courant lorsque celle-ci se retrouve en circuit ouvert.

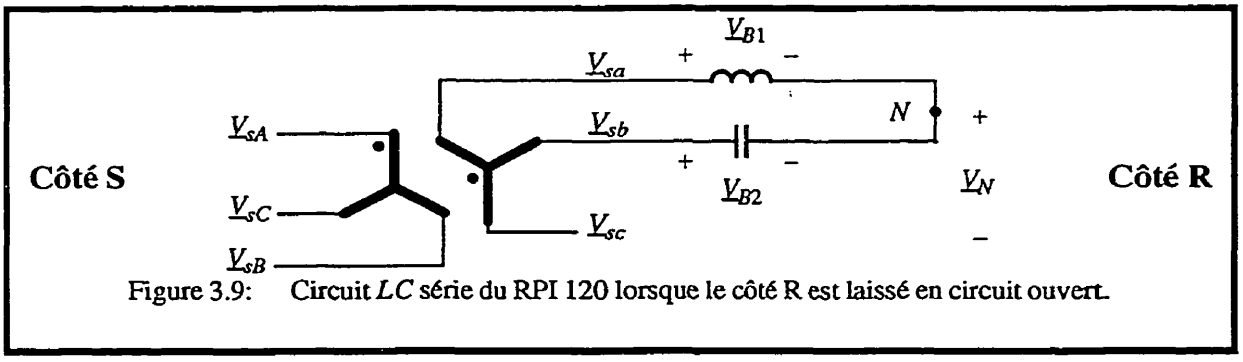


Figure 3.9: Circuit LC série du RPI 120 lorsque le côté R est laissé en circuit ouvert.

Le phénomène décrit ici, en prenant le RPI 120 comme exemple, est susceptible de se retrouver chez tous les RPI quels que soit le nombre de branches. Ce sont les RPI à deux ou plusieurs branches en mode gyrateur qui présente le phénomène de surtension les plus sévères puisqu'il sont syntonisés à 60 Hz. Cependant, les RPI à deux branches désyntonisés ou les RPI à plusieurs branches peuvent aussi, tout dépendant des susceptances des éléments réactifs, donner naissance à des surtensions qui, sans tendre vers l'infinie, peuvent tout de même devenir innaceptables pour le réseau ou l'appareillage.

La protection des RPI en circuit ouvert au moyen de parafoudre est abordée au chapitre 8.

3.6 Équivalent ABCD

3.6.1 Cas général

La figure 3.10 définit les tensions et les courants d'un circuit équivalent ABCD.

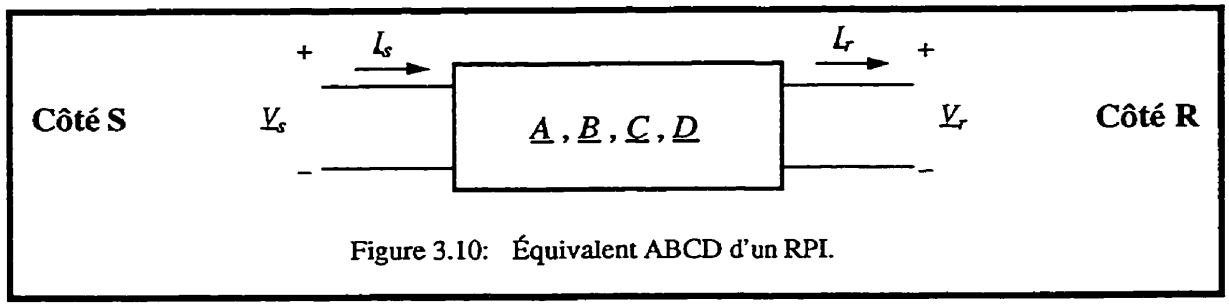


Figure 3.10: Équivalent ABCD d'un RPI.

Les équations de ce circuit équivalent sont les suivantes (Westinghouse Electric Corp., 1964)):

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_s \\ \underline{I}_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A} & \underline{B} \\ \underline{C} & \underline{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{V}_r \\ \underline{I}_r \end{bmatrix} \tag{3.39}$$

De plus, dans le cas où le dispositif représenté par un modèle ABCD produit un décalage angulaire ψ, du côté S en avance par rapport au côté R, le déterminant de la matrice $[\underline{A}\ \underline{B}\ \underline{C}\ \underline{D}]$ donne:

$$\underline{A}\underline{D} - \underline{B}\underline{C} = e^{j2\psi} \tag{3.40}$$

Chacune des branches du RPI montrée à la figure 3.11 peut être représentée par un équivalent ABCD.

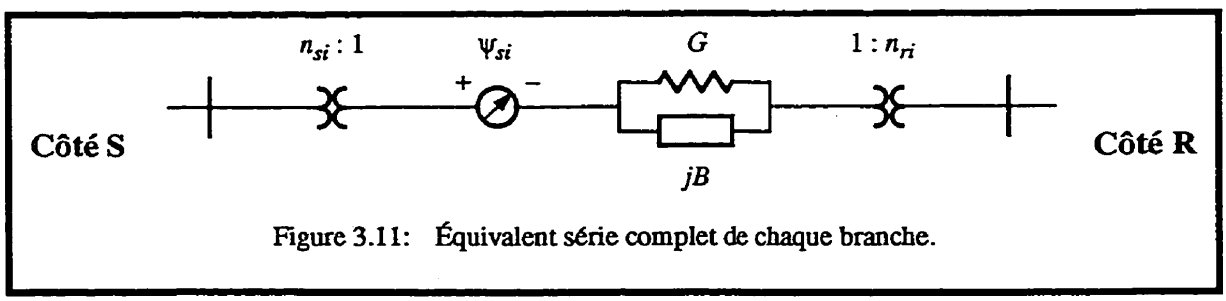


Figure 3.11: Équivalent série complet de chaque branche.

Les paramètres $\underline{A}$, $\underline{B}$, $\underline{C}$ et $\underline{D}$ sont alors donnés par:

$$\begin{aligned} \underline{A}_i &= \frac{n_s}{n_r} e^{j\psi_i} & \underline{B}_i &= \frac{n_s n_r}{\underline{Y}} e^{j\psi_i} \\ \underline{C}_i &= 0 & \underline{D}_i &= \frac{n_r}{n_s} e^{j\psi_i} \end{aligned} \tag{3.41}$$

Les paramètres $\underline{A}$, $\underline{B}$, $\underline{C}$ et $\underline{D}$ d'un réseau de n branches parallèles sont donnés par:

$$\underline{A} = \frac{\sum_i^n \frac{\underline{A}_i}{\underline{B}_i}}{\sum_i^n \frac{1}{\underline{B}_i}} \qquad \underline{B} = \frac{1}{\sum_i^n \frac{1}{\underline{B}_i}}$$

$$\underline{C} = \sum_i^n \underline{C}_i - \sum_i^n \frac{\underline{A}_i \underline{D}_i}{\underline{B}_i} + \frac{\sum_i^n \frac{\underline{D}_i}{\underline{B}_i} \sum_i^n \frac{\underline{A}_i}{\underline{B}_i}}{\sum_i^n \frac{1}{\underline{B}_i}} \qquad \underline{D} = \frac{\sum_i^n \frac{\underline{D}_i}{\underline{B}_i}}{\sum_i^n \frac{1}{\underline{B}_i}} \tag{3.42}$$

Étant donné (3.41) les paramètres $\underline{A}$, $\underline{B}$, $\underline{C}$ et $\underline{D}$ d'un RPI à n branches deviennent alors:

$$\underline{A} = \frac{\sum_i^n \frac{\underline{Y}_i}{n_{ri}^2}}{\sum_i^n \frac{\underline{Y}_i}{n_{si} n_{ri}} e^{-j\psi_i}} \qquad \underline{B} = \frac{1}{\sum_i^n \frac{\underline{Y}_i}{n_{si} n_{ri}} e^{-j\psi_i}}$$

$$\underline{C} = \frac{\sum_i^n \frac{\underline{Y}_i}{n_{si}^2} \sum_i^n \frac{\underline{Y}_i}{n_{ri}^2}}{\sum_i^n \frac{\underline{Y}_i}{n_{si} n_{ri}} e^{-j\psi_i}} - \sum_i^n \frac{\underline{Y}_i}{n_{si} n_{ri}} e^{j\psi_i} \qquad \underline{D} = \frac{\sum_i^n \frac{\underline{Y}_i}{n_{si}^2}}{\sum_i^n \frac{\underline{Y}_i}{n_{si} n_{ri}} e^{-j\psi_i}} \tag{3.43}$$

Plus simplement, à l'aide des définitions introduites pour le modèle avec sources de courant:

$$\begin{aligned} \underline{A} &= \frac{-\underline{Y}_{rr}}{\underline{Y}_{rs}} & \underline{B} &= \frac{1}{\underline{Y}_{rs}} \\ \underline{C} &= \frac{-\underline{Y}_{ss}\underline{Y}_{rr}}{\underline{Y}_{rs}} + \underline{Y}_{sr} & \underline{D} &= \frac{\underline{Y}_{ss}}{\underline{Y}_{rs}} \end{aligned} \tag{3.44}$$

La relation (3.40) devient alors:

$$\underline{A}\underline{D} - \underline{B}\underline{C} = \frac{\sum_{i}^{n} \frac{\underline{Y}_i}{n_{si}n_{ri}} e^{j\Psi_i}}{\sum_{i}^{n} \frac{\underline{Y}_i}{n_{si}n_{ri}} e^{-j\Psi_i}} = \frac{-\underline{Y}_{sr}}{\underline{Y}_{rs}} \neq e^{j2\Psi} \tag{3.45}$$

Cette inégalité implique qu'il n'est pas possible d'extraire du modèle ABCD un déphasage pur Ψ qui puisse être appliqué en série avec un sous-modèle ABCD. On peut toutefois parvenir à ce résultat lorsque les pertes sont négligées.

3.6.2 Cas idéal

Les paramètres $\underline{A}$, $\underline{B}$, $\underline{C}$ et $\underline{D}$ d'un RPI sans pertes sont:

$$\begin{aligned} \underline{A} &= \frac{-B_{rr}}{B_{sr}} e^{j\Psi} & \underline{B} &= \frac{-j}{B_{sr}} e^{j\Psi} \\ \underline{C} &= -j\left(\frac{B_{ss}B_{rr}}{B_{sr}} + B_{sr}\right) e^{j\Psi} & \underline{D} &= \frac{B_{ss}}{B_{sr}} e^{j\Psi} \end{aligned} \tag{3.46}$$

ce qui vérifie maintenant:

$$\underline{A}\underline{D} - \underline{B}\underline{C} = e^{j2\Psi} \tag{3.47}$$

Ainsi, par analogie avec la relation (3.40) et la figure 3.11, il devient possible de déduire pour un RPI sans pertes à n branches le modèle équivalent de la figure 3.12 où l'élément déphaseur pur Ψ est disposé en série avec un sous-modèle ABCD.

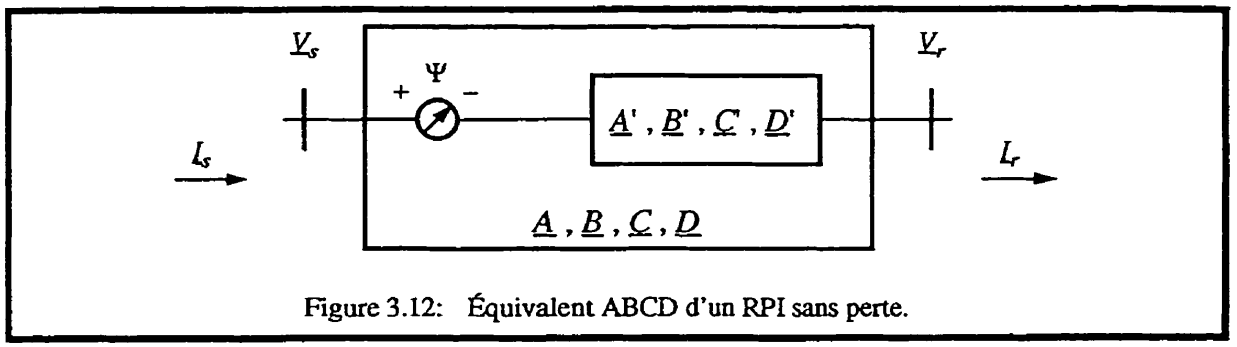


Figure 3.12: Équivalent ABCD d'un RPI sans perte.

Les nouveaux paramètres $\underline{A}'$, $\underline{B}'$, $\underline{C}'$ et $\underline{D}'$ sont alors:

$$\underline{A}' = \frac{-B_{rr}}{B_{sr}} \qquad \underline{B}' = \frac{-j}{B_{sr}}$$
$$\underline{C}' = -j\left(\frac{B_{ss}B_{rr}}{B_{sr}} + B_{sr}\right) \qquad \underline{D}' = \frac{B_{ss}}{B_{sr}} \tag{3.48}$$

3.6.3 Effet du RPI sur une ligne de transport

On utilise ici les circuits équivalents ABCD pour mettre en évidence le fait que le déphasage Ψ est le décalage angulaire net exercé par un RPI sur une ligne de transport. Cet exemple permet également de montrer comment la convertion d'un transformateur-déphaseur en RPI augmente le déphasage effectif produit par celui-ci.

À la figure 3.13, l'équivalent ABCD d'un RPI sans perte est installé en série avec une ligne de transport, en un point quelconque le long de celle-ci. Cette ligne et le RPI sont représentés à l'aide de trois circuits équivalents ABCD.

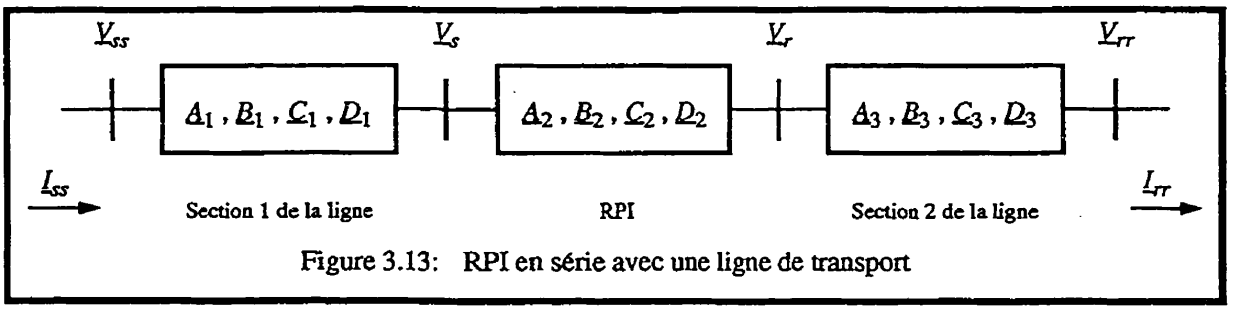


Figure 3.13: RPI en série avec une ligne de transport

Les circuits équivalents ABCD permettent d'écrire:

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_{ss} \\ \underline{I}_{ss} \end{bmatrix} = [\underline{M}_1][\underline{M}_2][\underline{M}_3]\begin{bmatrix} \underline{V}_{rr} \\ \underline{I}_{rr} \end{bmatrix} = e^{j\Psi}[\underline{M}_1][\underline{M}'_2][\underline{M}_3]\begin{bmatrix} \underline{V}_{rr} \\ \underline{I}_{rr} \end{bmatrix} \quad (3.49)$$

où:

$$[\underline{M}_1] = \begin{bmatrix} \underline{A}_1 & \underline{B}_1 \\ \underline{C}_1 & \underline{D}_1 \end{bmatrix} \qquad [\underline{M}_2] = e^{j\Psi}[\underline{M}'_2] = e^{j\Psi}\begin{bmatrix} \underline{A}'_2 & \underline{B}'_2 \\ \underline{C}'_2 & \underline{D}'_2 \end{bmatrix} \qquad [\underline{M}_3] = \begin{bmatrix} \underline{A}_3 & \underline{B}_3 \\ \underline{C}_3 & \underline{D}_3 \end{bmatrix} \quad (3.50)$$

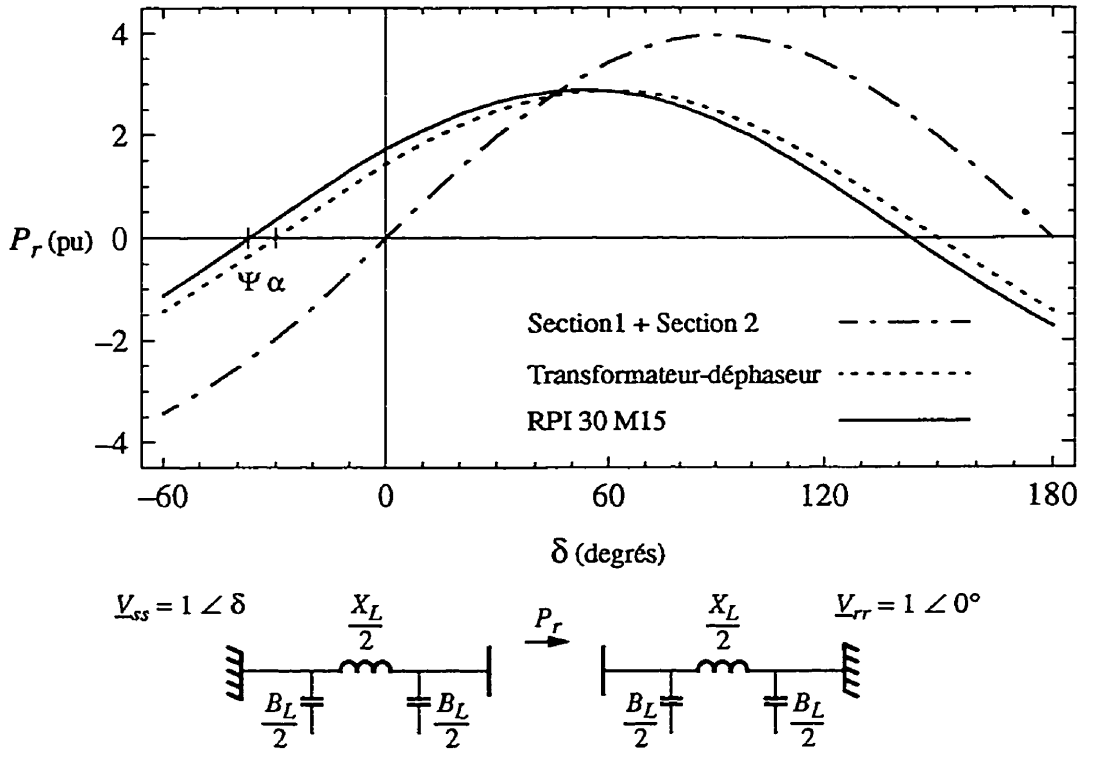
Les termes de $[\underline{M}_2]$ sont définis conformément à la figure 3.12.

Les relations (3.49) et (3.50) indiquent que, quelle que soit la position du RPI, le déphasage Ψ peut être extrait de l'appareil lui-même et ramené à l'une ou l'autre des extrémités de la ligne (de manière générale, deux quadripôles quelconques ne sont pas commutatifs mais un déphaseur et un quadripôle le sont). De plus, le déphasage Ψ a pour effet de déplacer la caractéristique de puissance active de la ligne comme le ferait un transformateur-déphaseur.

Pour illustrer ceci, on a tracé à la figure 3.14 les caractéristiques de puissance active d'une ligne comme celle de la figure 3.13 pour trois modes de fonctionnement:

1- les deux sections de la ligne sont reliées l'une à l'autre sans régulateur de puissance;
2- un transformateur-déphaseur est installé entre les deux sections de ligne;
3- un RPI est installé entre les deux sections de ligne.

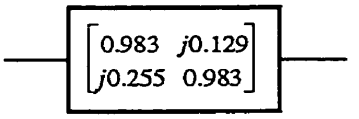
Les deux sections de ligne sont de même longueur. Les caractéristiques sont tracées en fonction de l'angle aux bornes de la ligne.



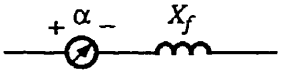
Sections de ligne:

$P_N = 417$ MW
$V_{LL} = 345$ kV
$Z_c = 285\ \Omega$

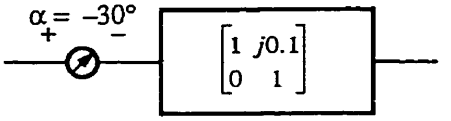
$x_L = 0.366\ \Omega$/km
$b_L = 4.52\ \mu$S/km
$d = 200$ km
$X_L = B_L = 0.257$



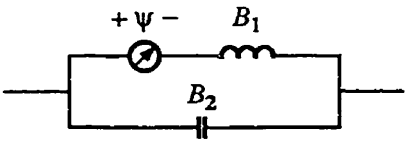
Transformateur-déphaseur:



$-30° < \alpha < +30°$
$X_f = 0.1$
$B_f = -10$



RPI 30M15:



$B_1 = -10, \quad B_2 = 2$
$\Psi_1 = -30°, \quad \Psi_2 = 0°$
$n_{s1} = n_{s2} = n_{r1} = n_{r2} = 1$
$V_{ss} = V_{rr} = 1$

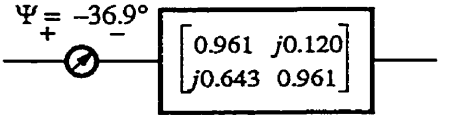


Figure 3.14: Effet d'un transformateur-déphaseur et d'un RPI sur la caractéristique de puissance active d'une ligne.

Cet exemple montre que l'impédance de fuite du transformateur-déphaseur a pour effet de réduire l'amplitude de la caractéristique de puissance par rapport au cas où la ligne est utilisée seule. Quant à l'élément déphaseur α du transformateur-déphaseur, il décale la caractéristique de puissance de toute la ligne de –30°. Le RPI est constitué du même transformateur-déphaseur en parallèle avec un condensateur dont la susceptance est cinq fois plus petite. On constate que l'amplitude de la caractéristique de puissance est très peu affectée, par contre, celle-ci se trouve maintenant décalée d'un angle Ψ de –36.9°. L'ajout du condensateur augmente de 6.9° (23%) le déphasage effectif produit par le transformateur-déphaseur.

On revient aux chapitres 9 et 11 sur les bénéfices que peut apporter la conversion d'un transformateur-déphaseur en RPI.

3.7 Équivalent en Pi

Les modèles avec sources de courant et ABCD ont besoin, chacun, de quatre paramètres complexes pour représenter un RPI à n branches. Il n'est donc pas possible de représenter un RPI de manière générale à l'aide d'un équivalent en Pi comme celui de la figure (1.5) puisque ce dernier ne compte que trois paramètres complexes ($\underline{Y}_s$, $\underline{Y}_r$ et $\underline{Z}$). Cependant, lorsque les pertes sont négligées, les modèles avec sources de courant et ABCD ne comptent plus que trois modules et une phase ce qui permet alors la définition d'un équivalent en Pi. L'intérêt du modèle en Pi provient de ce qu'il établit un pont entre les modes de compensation shunt, série et angulaire.

Les équations de puissance (1.16) d'un réseau en Pi en série avec un élément déphaseur pur Ψ sont réécrites ici en termes d'admittances:

$$\begin{aligned} \underline{S}_s &= \underline{Y}^* V_s V_r e^{j(\delta_{sr}-\Psi)} - (\underline{Y} + \underline{Y}_s)^* V_s^2 \\ \underline{S}_r &= \underline{Y}^* V_s V_r e^{-j(\delta_{sr}-\Psi)} - (\underline{Y} + \underline{Y}_r)^* V_r^2 \end{aligned} \tag{3.51}$$

En comparant (3.30) et (3.51) lorsque les conductances sont nulles, il ressort que:

$$\begin{aligned} \underline{Y}^* &= -jB_{sr} \\ (\underline{Y}+\underline{Y}_s)^* &= -jB_{ss} = -j(B_s+B_{sr}) \\ (\underline{Y}+\underline{Y}_r)^* &= jB_{rr} = -j(B_r+B_{sr}) \end{aligned} \tag{3.52}$$

où les nouveaux paramètres B_s et B_r sont définis comme suit:

$$\begin{aligned} B_s &= B_{ss} - B_{sr} \\ B_r &= -B_{rr} - B_{sr} \end{aligned} \tag{3.53}$$

Ce qui donne finalement:

$$\begin{aligned} \underline{S}_s &= -jB_{sr}V_sV_re^{j(\delta_{sr}-\Psi)} + j(B_s+B_{sr})V_s^2 \\ \underline{S}_r &= -jB_{sr}V_sV_re^{-j(\delta_{sr}-\Psi)} + j(B_r+B_{sr})V_r^2 \end{aligned} \tag{3.54}$$

Ce bilan de puissance peut être représenté par le schéma équivalent en Pi de la figure 3.15.

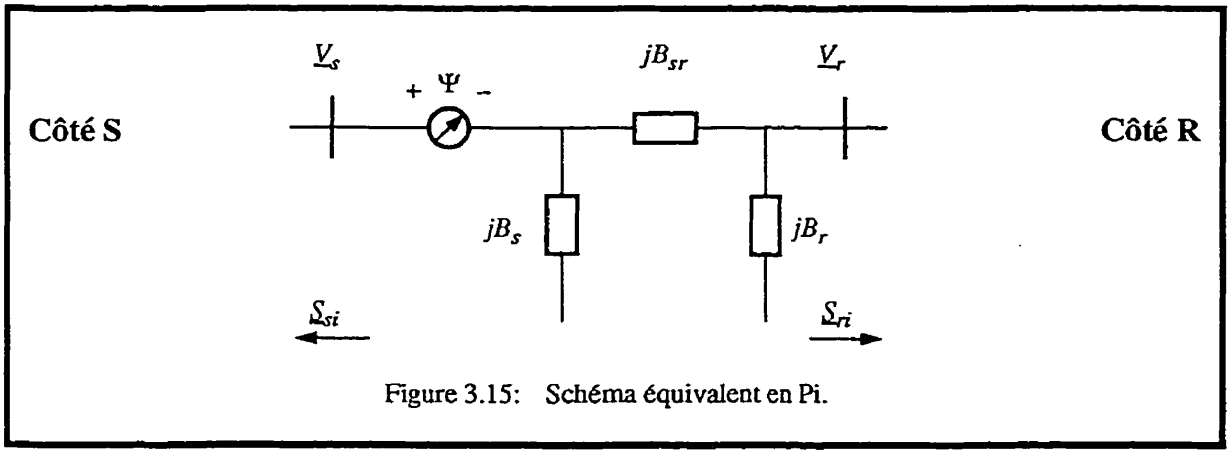


Figure 3.15: Schéma équivalent en Pi.

Dans ce modèle, il est intéressant de remarquer l'apparition de deux branches shunts virtuelles alors qu'un RPI ne compte que des branches séries. Pour illustrer au moyen du modèle en Pi comment un RPI peut s'apparenter à un transformateur-déphaseur et/ou à la compensation série, on montre à la figure 3.16 les caractéristiques des paramètres du modèle en Pi du RPI 30M15 de la figure 2.4.

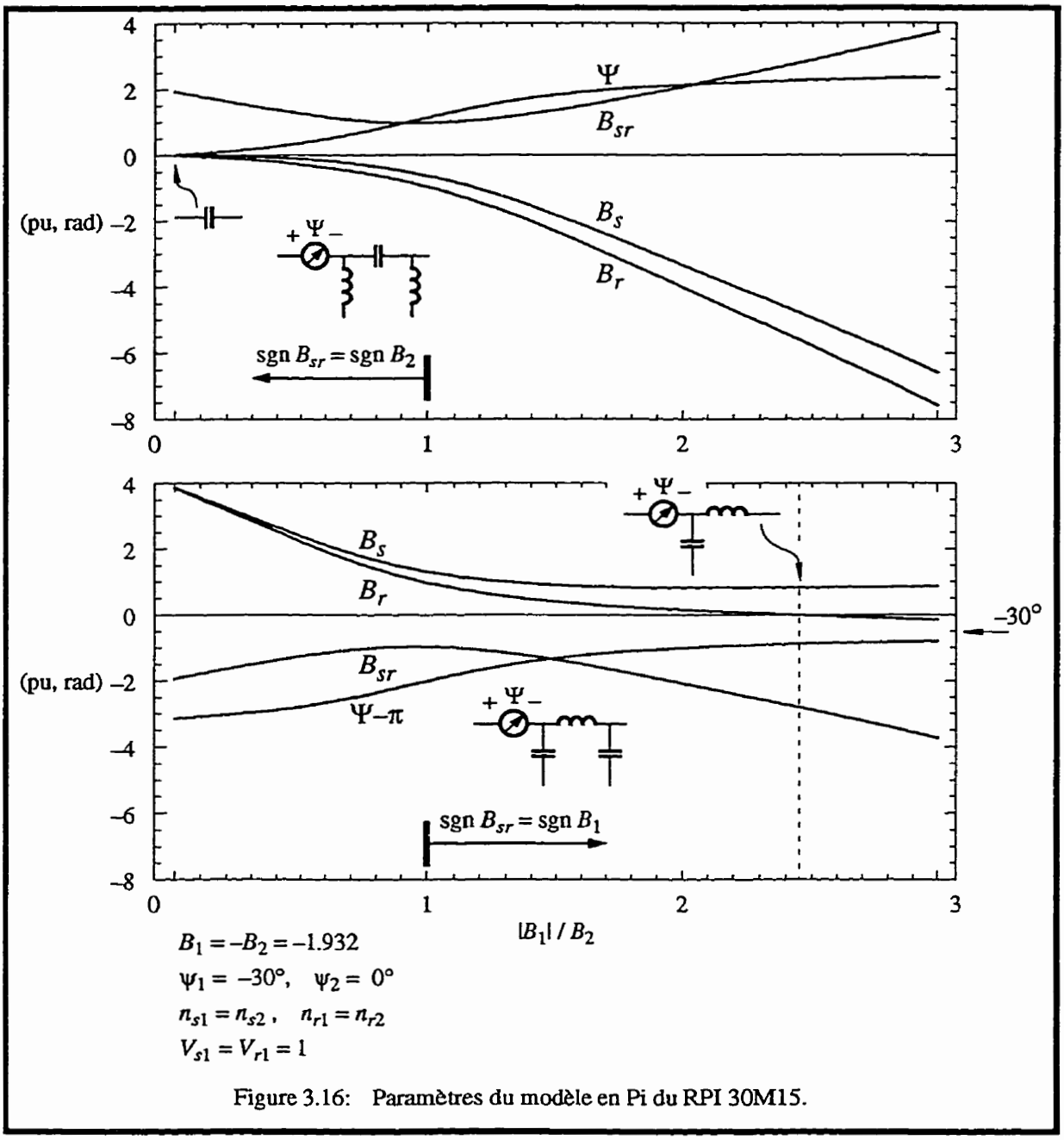


Figure 3.16: Paramètres du modèle en Pi du RPI 30M15.

Puisque (3.29) révèle que deux paires de valeurs sont possibles pour les paramètres B_{sr} et Ψ on a tracé deux graphiques à la figure 3.16. Effectivement, suivant qu'un déphasage Ψ ou $\Psi \pm \pi$ est utilisé, les susceptances du modèle changent de signe.

Ces graphiques montrent que les éléments du modèle en Pi varie en fonction des susceptances en jeu. On constate que si la susceptance inductive est nulle, $|B_1| \approx 0$, le modèle reflète bien le fait que le RPI 30M15 se résume alors à de la compensation série. De plus, il est intéressant de remarquer que lorsque la susceptance inductive devient prépondérante, $|B_1| > 2\,B_2$, le RPI est équivalent à un transformateur-déphaseur utilisé conjointement avec de la compensation shunt. Pour $|B_1| >> B_2$, le déphasage $\Psi - \pi$ de ce transformateur-déphaseur tend vers $-30°$, la valeur du déphasage ψ_1 du RPI.

Si on désire que l'élément série du modèle en Pi soit de même nature que la susceptance la plus importante du RPI, on utilisera respectivement Ψ ou $\Psi - \pi$ suivant que $|B_1| < B_2$ ou que $|B_1| > B_2$.

3.8 Changements de variables

Les deux changements de variable suivants sont particulièrement utiles pour l'étude des RPI asynchrones. Puisque ces derniers peuvent maintenir les puissances P_r, Q_s et Q_r constantes quel que soit l'angle à ses bornes, il est pratique d'exprimer leur bilan de puissance dans un système de référence où n'apparaît plus l'angle δ_{sr}. Ces changements de variable sont également très utiles pour faciliter le calcul des paramètres de réglage des RPI ajustés par variation de déphasage.

3.8.1 Paramètres B_{sr}, B_{ss}, B_{rr} et θ

Dans le cadre de ce document, ces paramètres ne sont utilisés que pour les RPI dont le réglage est fait par variation de déphasage. Tel que montré au chapitre suivant, cela permet certaines simplifications dans les calculs.

Il s'agit des mêmes paramètres B_{sr}, B_{ss} et B_{rr} que l'on a introduit précédemment mais définis maintenant en termes des puissances plutôt qu'en fonction des paramètres du RPI.

Le bilan de puissance (3.30) peut être réécrit comme suit:

$$\begin{aligned} \underline{S}_s &= -B_{sr}V_sV_re^{j\theta} + jB_{ss}V_s^2 \\ \underline{S}_r &= B_{sr}V_sV_re^{-j\theta} - jB_{rr}V_r^2 \end{aligned} \tag{3.55}$$

où:

$$\begin{aligned} B_{ss} &= \frac{Q_s + P_r\tan\theta}{V_s^2} & B_{sr} &= \frac{P_r}{V_sV_r\cos\theta} \\ B_{rr} &= -\left(\frac{Q_r + P_r\tan\theta}{V_r^2}\right) & \theta &= \delta_{sr} - \Psi + \frac{\pi}{2} \end{aligned} \tag{3.56}$$

Ce qui est conforme avec (3.36).

3.8.2 Paramètres B, k et θ

Afin de réduire les coûts d'appareillage au minimum, on ne prévoit généralement qu'un seul transformateur installé d'un côté où l'autre des éléments réactifs. Ainsi, les rapports de transformation des transformateurs équivalents sont presque toujours, de part et d'autre, égaux entre eux. C'est le cas de nombreux RPI dont, notamment, les deux RPI asynchrones étudiés au chapitre suivant. Dans ces conditions, le bilan de puissance (3.55) se simplifie encore un peu plus.

On exprime comme suit le fait que les rapports de transformation sont, de part et d'autre, égaux entre eux:

$$\begin{aligned} n_{si} &= n_{s1} \\ n_{ri} &= n_{r1} \end{aligned} \tag{3.57}$$

Dans ces conditions, d'après (3.29):

$$\sum_{i}^{n} B_i = B_{ss} n_{s1}^2 = -B_{rr} n_{r1}^2 \tag{3.58}$$

Suivant (3.57), le bilan de puissance (3.55) devient alors:

$$\begin{aligned} \underline{S}_s &= -BV_{s1}V_{r1}e^{j\theta} + jkV_{s1}^2 \\ \underline{S}_r &= BV_{s1}V_{r1}e^{-j\theta} + jkV_{r1}^2 \end{aligned} \tag{3.59}$$

où:

$$\begin{aligned} B &= n_{s1}n_{r1}B_{sr} \\ k &= \sum_{1}^{n} B_i \end{aligned} \tag{3.60}$$

Il est alors possible d'exprimer B, k, et θ en termes des puissances plutôt qu'en termes de susceptances. On trouve:

$$\begin{aligned} B &= \frac{P_r}{V_{s1}V_{r1}\cos\theta} \\ k &= \frac{Q_s - Q_r}{V_{s1}^2 - V_{r1}^2} \\ \left.\begin{matrix}\theta \\ \theta \pm \pi\end{matrix}\right\} &= \operatorname{atan}\left(\frac{Q_s V_{r1}^2 - Q_r V_{s1}^2}{P_r(V_{s1}^2 - V_{r1}^2)}\right) \end{aligned} \tag{3.61}$$

La figure 3.17 illustre les caractéristiques des puissances active et réactives exprimées en termes de B, k, et θ. L'amplitude de ces fonctions sinusoïdales est égale à B tandis que le décalage vertical des puissances réactives est égal à k.

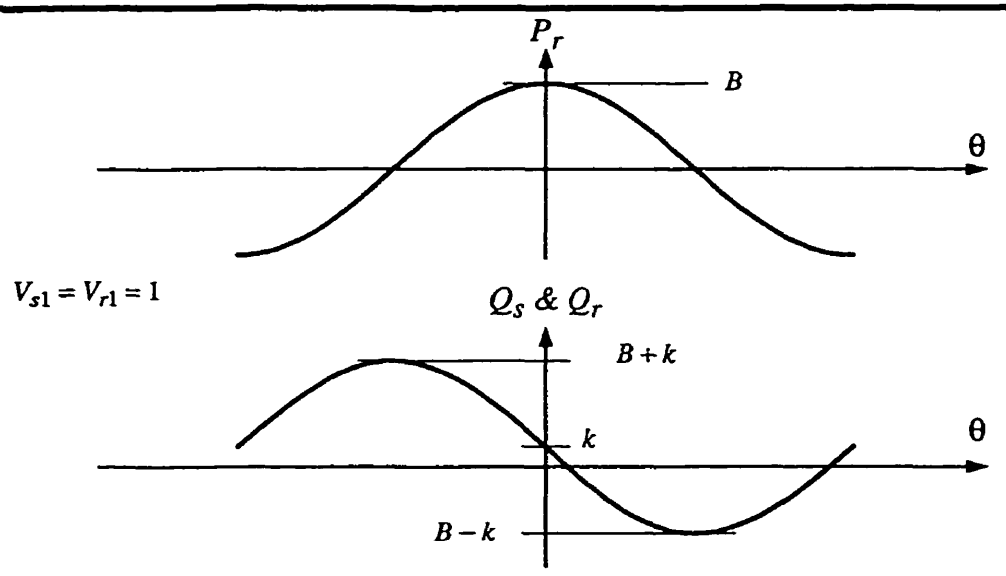


Figure 3.17: Caractéristiques de puissance des RPI définies en termes des paramètres B, k, et θ.

3.9 Conclusion

Ce chapitre présente trois schémas équivalents totalement généraux:

- série (répartition de puissance);
- avec sources de courant (découplage de réseaux, limitation de courants de défaut, surtension en circuit-ouvert et étude de stabilité);
- ABCD (effet du RPI sur une ligne de transport).

Du modèle avec sources de courant, on a déduit le circuit équivalent en Pi valide dans le cas fréquent où les pertes sont négligées. Ce dernier établit un lien entre les compensations shunt, série et angulaire. Dans le cas des modèles avec sources de courant, ABCD et en Pi, on a également présenté des exemples probant de leur intérêt.

Afin de faciliter l'étude des RPI asynchrones et des RPI ajustés par variation de déphasage, on a défini les paramètres B_{sr} , B_{ss} , B_{rr} en fonction des puissances du RPI dans un système de référence indépendant de l'angle δ_{sr} , c'est-à-dire en fonction de θ.

Dans le même ordre d'idée les paramètres B, k sont utilisés pour les RPI dont les rapports de transformation sont, de part et d'autre, égaux entre eux.

Des modèles de composantes symétriques et d'états ont également été élaborés au CITEQ (Beauregard, Brochu, Morin et Pelletier, 1992; Brochu, Beauregard, Lemay, Morin et Pelletier, 1995). Toutefois, ceux-ci dépendent fortement du mode de connexion des enroulements des transformateurs. Pour cette raison, on n'a pas voulu inclure dans ce chapitre dédié à des modèles génériques, des modèles spécifiques à des réalisations particulières de RPI.

CHAPITRE 4
PARAMÈTRES DE RÉGLAGE

4.1 Introduction

Ce chapitre décrit différentes approches permettant le calcul des paramètres de réglage des RPI. Suite au travail qui a été fait pour identifier les topologies les plus avantageuses, une certaine emphase est mise à la section 4.3 pour établir les contraintes de construction et de fonctionnement que doivent satisfaire les RPI ajustés par variation de susceptance pour maintenir leur capacité de réglage.

Dans ce chapitre et les suivants, nous considérons toujours que les éléments réactifs et les transformateurs sont idéaux. Suivant la topologie du RPI à l'étude, la prise en compte de ces impédances peut-être très simple, comme pour le RPI 30 de la figure 2.4, ou très délicate, comme pour le RPI 20 à injection de la figure 2.6. Toutefois, que l'on complique ou non le modèle du RPI pour tenir compte des pertes et des inductances de fuite, il faudra, de toute manière, utiliser des outils de calculs de réseau pour connaître les véritables conditions d'exploitation du RPI et, de là, finaliser sa conception. Notre objectif dans ce document est d'offrir une vision générale de l'ensemble de la technologie en laissant de côté les effets de deuxième ordre. Suivant notre expérience, les hypothèses simplificatrices ci-dessus allègent considérablement l'étude des RPI tout en permettant une description quantitative (la plupart du temps) et qualitative (généralement) très représentative de leur comportement. Les résultats présentés par Sybille, Haj-maharsi, Morin, Beauregard, Brochu, Lemay et Pelletier (1996) vont d'ailleurs dans ce sens.

Le tableau 4.1 indique, pour les RPI sans pertes à deux, trois et quatre branches, les différentes combinaisons de paramètres de réglage présentées dans ce chapitre.

Tableau 4.1: Combinaisons étudiées de paramètres de réglage

RPI	Paramètres de réglage
2 branches	Ψ_1
	B_1 , B_2
	Ψ_1 , Ψ_2
	n_{s1} , Ψ_1
	n_{s1} , B_1 , B_2
	n_{s1} , Ψ_1 , Ψ_2
3 branches	B_1 , B_2 , B_3
4 branches	B_1 , B_2 , B_3 , B_4

Ces paramètres de réglage correspondent directement aux éléments d'un équivalent série ou aux composantes physiques d'un RPI ajusté par variation de susceptance ou de transformation. Dans le cas d'un RPI réglé par variation de déphasage, on indique à la section 4.9 comment les paramètres de l'équivalent série doivent être transposés pour correspondre aux paramètres de construction de l'appareil.

4.2 Degrés de liberté

Bien que les branches d'un RPI idéal offrent potentiellement quatre paramètres de réglage (n_{si} , n_{ri} , ψ_i et B_i), chacune d'elle n'offre en fait que trois degrés de liberté (section 3.3) pour commander les grandeurs électriques du réseau. Par ailleurs, tel que mentionné à la section 1.6, un RPI idéal ne peut influencer plus de trois grandeurs électriques du réseau où il est raccordé et ce, quel que soit le nombre de branches. Trois paramètres de réglage au niveau d'un RPI idéal suffisent donc pour permettre la commande indépendante des trois grandeurs électriques du réseau.

En mode asynchrone, un seul degré de liberté est installé par branche de manière à n'en perdre qu'un seul chaque fois que la tension aux bornes d'une branche devient minimale ou même nulle. En mode synchrone, toutefois, deux degrés de liberté d'un RPI peuvent se retrouver sur une même branche puisque, tel que montré au chapitre 5, celle-ci est assurée de toujours être sous-tension.

Les paramètres de réglage sont calculés en solutionnant le système d'équations linéaires (3.13) qui se simplifie grandement lorsqu'on néglige les pertes:

$$\sum_{i}^{n} \begin{bmatrix} -V_{si}V_{ri}\sin\delta_i \\ V_{si}^2 - V_{si}V_{ri}\cos\delta_i \\ V_{ri}^2 - V_{si}V_{ri}\cos\delta_i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_r \\ Q_s \\ Q_r \end{bmatrix} \tag{4.1}$$

En prévision de ce qui suit, on peut également réécrire cette équation sous la forme suivante:

$$[A][B] = [S] \tag{4.2}$$

où:

$$[A] = \begin{bmatrix} a_{11} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & \cdots & a_{2n} \\ a_{31} & \cdots & a_{3n} \end{bmatrix} \qquad [B] = \begin{bmatrix} B_1 \\ \cdots \\ B_n \end{bmatrix} \qquad [S] = \begin{bmatrix} P_r \\ Q_s \\ Q_r \end{bmatrix} \tag{4.3}$$

Les paramètres de réglage des RPI sont les susceptances, les déphasages et les rapports de transformation. Toutefois, étant donné que les déphasages et les rapports de transformation sont des arguments de fonctions non-linéaires (fonctions trigonométrique et mise au carré), quel que soit le mode de réglage on écrit toujours le bilan de puissance sous la forme employée en (4.1) comme si on voulait procéder à la commande des puissances par variation de susceptance.

Il est important de rappeler que le réglage de la puissance active se fait principalement au moyen des réglages par variation de susceptance et de déphasage. Tel que mentionné au chapitre 2.6, le réglage par variation de rapport de transformation est quant à lui utilisé surtout pour moduler la différence entre les puissances réactives Q_s et Q_r.

Le RPI à quatre branches de la figure 2.8 offre quatre degrés de liberté ce qui est plus que ce dont le réseau a besoin puisqu'un maximum de trois grandeurs électriques peuvent être commandées. Le système d'équations linéaires de ce RPI sans perte est donc surdimensionné et il faut alors lui ajouter une équation, une contrainte d'appareillage, de façon à obtenir autant d'équations qu'il y a de branches. C'est ce qui est fait à la section 4.8 où le degré de liberté additionnel du RPI est utilisé pour réduire la puissance réactive installée au moyen d'interrupteurs d'aiguillage. On obtient alors le RPI à quatre branches de la figure 2.9.

4.3 Perte d'un degré de liberté et réglage par variation de susceptance

Étant donné la souplesse avec laquelle un RPI ajusté par variation de déphasage permet de commander la puissance transitée P_r (sous-section 5.2.3), la perte d'un degré de liberté est une difficulté qui touche plus particulièrement les RPI ajustés par variation de susceptance. En pratique toutefois, tous les RPI, quel que soit le mode de réglage, sont sujets à ce phénomène puisque les équipements installés ont tous des valeurs finies.

Suivant (4.2) et (4.3), la perte d'un degré de liberté par un RPI ajusté par variation de susceptance se traduit par le déterminant de la matrice $[A] = 0$. Trois circonstances peuvent conduire à ceci:

- une ligne de $[A]$ peut être nulle;
- une colonne de $[A]$ peut être nulle;
- une relation linéaire peut exister entre deux lignes ou entre deux colonnes de $[A]$.

Il est à noter que les conditions entraînant le déterminant de $[A] = 0$ sont indépendantes des susceptances des éléments réactifs.

Bien que l'étude du déterminant soit suffisante pour exprimer la perte d'un degré de liberté, cette approche offre le désavantage de produire une image globale du phénomène. Dans la perspective d'une recherche de topologie, il est instructif d'identifier pour les deux premières circonstances ci-dessus ce qui cause la perte d'un degré de liberté. C'est ce qui est fait dans les sous-sections qui suivent où l'on exprime ces conditions en termes de tension, de rapports de transformation et de décalage angulaire. La dépendance linéaire est également abordée.

Cette section définit mathématiquement les conditions qui entraînent la perte d'un ou plusieurs degrés de libertés par les RPI ajustés par variation de susceptance. Bien que générale, ce développement présente l'inconvénient d'être abstrait. Aussi, on propose aux sections 6.4 et 6.5 une autre approche basée sur les aires de fonctionnement *Q-P* qui s'avére beaucoup plus simple pour visualiser concrètement les conditions entraînant la perte d'un degré de liberté.

4.3.1 Existence des lignes de [*A*]

Lorqu'une ligne de la matrice [*A*] devient nulle, le RPI ne fait pas que perdre un degré de liberté: il perd la capacité de commander la puissance correspondant à cette ligne.

La ligne un est nulle lorsque:

$$a_{1i} = 0 \qquad \rightarrow \qquad \delta_i = 0, \pm\pi \qquad \forall i \tag{4.4}$$

Pour qu'un RPI perde la capacité de commander la puissance active, il ne doit donc compter que deux branches dont les δ_i sont simultanément égaux à 0° et 180°. Conséquemment:

$$\delta_{sr} = \psi_1 \qquad \delta_{sr} = \pm\pi + \psi_2 \tag{4.5}$$

D'où:

$$\psi_2 - \psi_1 = \pm\pi \qquad \rightarrow \qquad \gamma_{21} = \pi \tag{4.6}$$

Il s'agit d'un RPI 180.

Les lignes deux ou trois sont nulles lorsque:

$$\begin{aligned} a_{2i} = 0 \qquad &\rightarrow \qquad \frac{V_s n_{ri}}{V_r n_{si}} = \frac{V_{si}}{V_{ri}} = n_i = \cos\delta_i \qquad \forall i \\ a_{3i} = 0 \qquad &\rightarrow \qquad \frac{V_r n_{si}}{V_s n_{ri}} = \frac{V_{ri}}{V_{si}} = \frac{1}{n_i} = \cos\delta_i \qquad \forall i \end{aligned} \tag{4.7}$$

Le RPI ne peut alors commander la puissance réactive Q_s ou Q_r. Théoriquement, cette situation peut se produire même avec n branches. La figure 4.1 montre cependant que les rapports de transformation appliqués à chaque éléments réactifs doivent avoir des valeurs particulières pour que, tel qu'illustré, la ligne trois de la matrice [A] soit nulle.

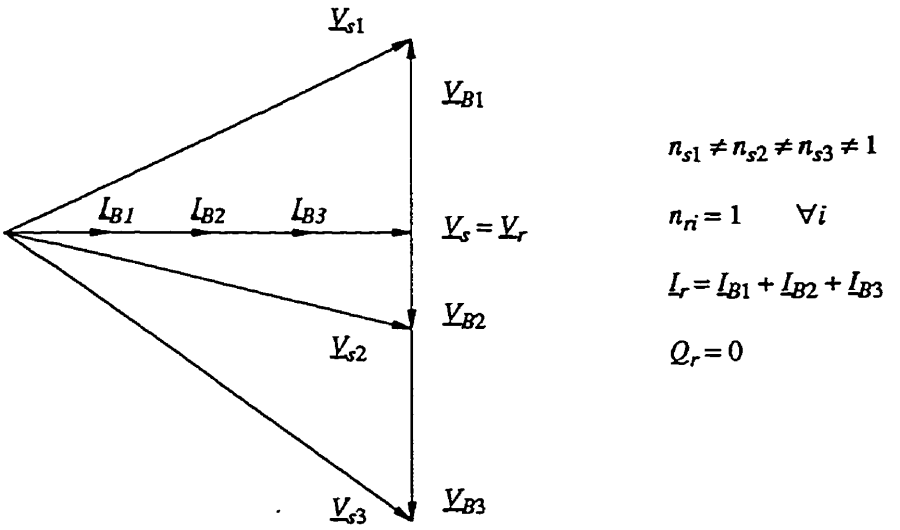


Figure 4.1: L'annulation de la ligne 3 de la matrice [A] d'un RPI à trois branches requiert un ensemble de rapport de transformation inusité.

En pratique, toutefois, les transformateurs employés pour réaliser un RPI ne conduisent pas à ce genre de situation. La plupart du temps, on retrouve plutôt $n_{ri} = n_{r1}$ et $n_{si} = n_{s1}$ ($n_i = n_1$). Ainsi, lorsque les lignes deux ou trois sont nulles, (4.7) devient:

$$\cos(\delta_{sr} - \psi_1) = \cos(\delta_{sr} - \psi_2) = \ldots = \cos(\delta_{sr} - \psi_i) \tag{4.8}$$

Seulement deux termes de cette relation peuvent être égaux en même temps si tous les ψ_i sont différents de sorte que seuls les RPI à deux branches peuvent satisfaire (4.8).

Ainsi, on montre que la perte de la commande de l'une des puissances n'est susceptible de se produire que pour les RPI à deux branches. Pour les RPI à trois branches et plus, un choix approprié des rapports de transformation permet d'éviter cette situation.

RPI à deux branches

Dans le cas d'un RPI à deux branches où $n_2 = n_1$, il faut donc, d'après (4.8), que $\delta_{sr} - \psi_1 = \pm(\delta_{sr} - \psi_2)$. Puisque généralement $\psi_1 \neq \psi_2$, les lignes deux ou trois sont nulles lorsque $\delta_{sr} = \beta$ tandis que, d'après (4.7), les ratios n_1 ou $1 / n_1$ satisfont une des relations suivantes:

$$\begin{aligned} n_1 &= \cos\frac{\gamma_{21}}{2} \quad \rightarrow \quad Q_s = 0 \\ \frac{1}{n_1} &= \cos\frac{\gamma_{21}}{2} \quad \rightarrow \quad Q_r = 0 \end{aligned} \tag{4.9}$$

Les valeurs des ratios de n_1 et $1 / n_1$ qui satisfont alors (4.9) sont reportés au tableau 4.2.

Tableau 4.2: Conditions pour lesquelles la commande de Q_s ou Q_r par un RPI à deux branches ajusté par variation de susceptance est impossible lorsque $n_i = n_1$ et $\delta_{sr} = \beta$.

RPI	n_1 pour Q_s $1 / n_1$ pour Q_r
30	0.97
60	0.87
120	0.5
180	0

Les équations de (4.9) indiquent que dès que $\gamma_{21} > 180°$ la commande de Q_s et Q_r est toujours possible puisque n_1 , tel que défini par (3.11), ne peut devenir négatif. Par ailleurs, plus γ_{21} est petit, plus les ratios de tension n_1 et $1 / n_1$ tendent vers 1. Si on cherche à assurer la commande de Q_s ou Q_r avec un RPI à deux branches dont $n_i = n_1$ et $\gamma_{21} < 60°$, il est possible qu'à $\delta_{sr} = \beta$ une des conditions (4.9) soit rencontrée durant un déséquilibre (transitoire ou permanent) des tensions entre les côtés S et R. Et ce, même en planifiant des tensions V_{s1} et V_{r1} nominalement égales. Il faut donc tenir compte de cette éventualité dans la conception d'une boucle de régulation de puissance réactive.

4.3.2 Existence des colonnes de [A]

Deux conditions sont nécessaires pour annuler complètement une colonne:

$$\begin{aligned} \delta_i &= 0 \\ V_{si} &= V_{ri} \end{aligned} \tag{4.10}$$

La tension appliquée à l'élément réactif i est alors nulle. Il s'agit d'un cas particulier de (4.7).

Tel que tracé à la figure 5.3, la tension aux bornes d'un élément réactif devient faible, ou même nulle, en raison d'un décalage angulaire nul entre les deux tensions phase-terre appliquées à ses bornes. Le courant de cette branche est alors très faible et celle-ci ne contribue plus au bilan de puissance. Quel que soit le nombre de branches, le RPI perd alors un degré de liberté.

La conséquence de cet effondrement de tension est illustrée à la figure 5.4 dans le cas d'un RPI 120 ajusté par variation de susceptance. Au fur et à mesure que la tension aux bornes d'un élément réactif diminue puis devient nulle près de $\delta_{sr} = \pm \psi$, la susceptance de celui-ci augmente asymptotiquement de manière à maintenir le courant dans la branche. Dans le cas où $V_{si} = V_{ri}$, ceci se produit à $\delta_{sr} = \pm 60°$ conformément à (4.10).

Seule une action sur un déphasage interne ou, dans une moindre mesure, sur un des deux rapports de transformation (sous-section 6.4.3) permet de faire réapparaître une tension aux bornes de l'élément réactif et de rétablir la contribution de la branche au bilan de puissance du RPI. Ainsi, en théorie, tant que les déphasages internes et les rapports de transformation peuvent être variés, une branche peut conserver ses degrés de liberté en autant que le système de commande du RPI soit programmé pour contourner ces situations. Cet effondrement de tension est plus problématique pour les branches qui n'utilisent que des susceptances variables comme paramètres de réglage. Dans ce dernier cas, au moment du choix de la topologie et du dimensionnement, il faut sélectionner les rapports de transformation de manière à ce que l'égalité $V_{si} = V_{ri}$ ne puisse pas se produire en fonctionnement normal.

À la figure 5.4, lorsque $V_{si} \neq V_{ri}$, un autre phénomène apparaît à peu près pour les mêmes valeurs de δ_{sr} (à $\pm$ 58.33° plutôt que $\pm$ 60°). Il ne s'agit plus alors de l'annulation d'une colonne, mais plutôt d'une dépendance linéaire.

4.3.3 Existence d'une dépendance linéaire

La dépendance linéaire entre lignes et entre colonnes est exposée ici en prenant comme exemple le cas d'un RPI à trois branches ajusté par variation de susceptance et utilisé pour la commande des trois puissances d'un réseau.

L'approche employée ci-dessous permet de donner un sens physique à la dépendance linéaire et conduit à la définition d'aire et de volume de fonctionnement que l'on verra de façon détaillée au chapitre 6.

Le système d'équations linéaires (4.2) peut être reformulé comme suit:

$$\begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ m_{s1}a_{11} & m_{s2}a_{22} & m_{s3}a_{23} \\ m_{r1}a_{11} & m_{r2}a_{32} & m_{r3}a_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_r \\ Q_s \\ Q_r \end{bmatrix} \tag{4.11}$$

où:

$$m_{si} = \frac{a_{2i}}{a_{1i}} = \frac{Q_{si}}{P_{ri}} \qquad m_{ri} = \frac{a_{3i}}{a_{1i}} = \frac{Q_{ri}}{P_{ri}} \tag{4.12}$$

Chacune des branches est susceptible de contribuer au bilan de puissance du RPI et cette contribution peut être représentée par un vecteur $\vec{S}_i$ dans l'espace des puissances P_r-Q_s-Q_r montré à la figure 4.2.

Le vecteur puissance $\vec{S}_i$ associé à la branche i est donné par:

$$\vec{S}_i = P_{ri}\vec{x} + Q_{si}\vec{y} + Q_{ri}\vec{z} \tag{4.13}$$

où $\vec{x}$, $\vec{y}$ et $\vec{z}$ sont les vecteurs unitaires dans l'espace tridimensionnel des puissances. Les axes x, y et z correspondent aux puissances P_{ri}, Q_{si} et Q_{ri} respectivement.

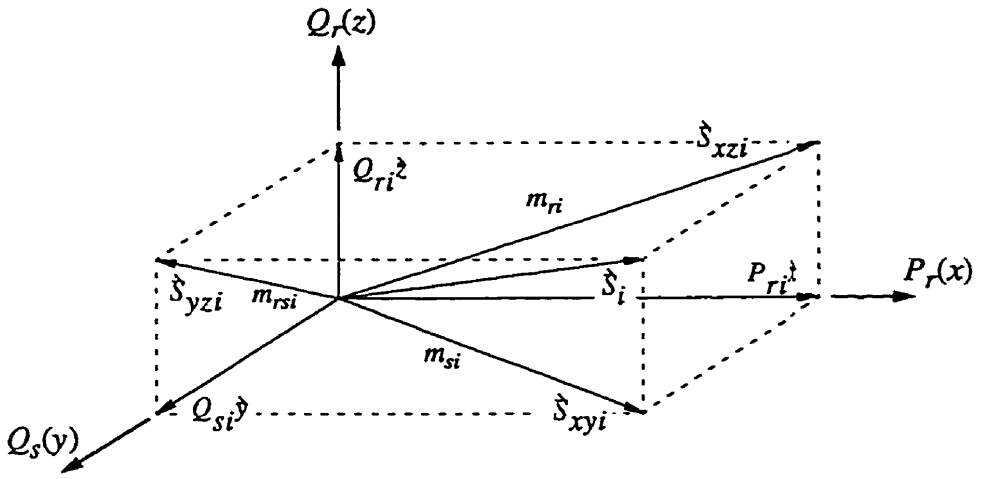


Figure 4.2: Représentation des puissances d'une susceptance dans l'espace des puissances du RPI.

Les projections de $\hat{S}_i$ dans chacun des plans de l'espace sont données par:

$$\begin{aligned} \hat{S}_{xyi} &= P_{ri}\hat{x} + Q_{si}\hat{y} \\ \hat{S}_{xzi} &= P_{ri}\hat{x} + Q_{ri}\hat{z} \\ \hat{S}_{yzi} &= Q_{si}\hat{y} + Q_{ri}\hat{z} \end{aligned} \tag{4.14}$$

Ainsi, dans cet espace des puissances, les projections $\hat{S}_{xyi}$ et $\hat{S}_{xzi}$ de $\hat{S}_i$ correspondent, conformément à (1.13), aux puissances $\underline{S}_{si} = -P_{ri} + jQ_{si}$ et $\underline{S}_{ri} = P_{ri} + jQ_{ri}$. Ces projections dans les plans P_r-Q_s et P_r-Q_r sont de pentes m_{si} et m_{ri} respectivement. Ces deux pentes suffisent pour déterminer la relation m_{rsi} qui existe entre les puissances Q_s et Q_r :

$$m_{rsi} = \frac{Q_{ri}}{Q_{si}} = \frac{m_{ri}}{m_{si}} \tag{4.15}$$

Chaque élément réactif est soumis à une tension d'interconnexion. Cette tension détermine complètement l'orientation du vecteur $\hat{S}_i$. La susceptance de l'élément réactif détermine le module du vecteur. Il faut trois tensions d'interconnexions différentes appliquées

à trois éléments réactifs pour pouvoir se déplacer n'importe où dans l'espace des puissances en ajustant les susceptances.

Une dépendance linéaire entre deux lignes de la matrice [*A*] signifie que toutes les branches ont la même pente dans un des trois plans de l'espace, c'est-à-dire, que les projections de tous les vecteurs $\vec{S}_i$ sont colinéaires dans un des trois plans de l'espace. Le RPI perd un degré de liberté.

Une dépendance linéaire entre deux colonnes de la matrice [*A*] indique que deux branches travaillent dans les mêmes conditions. Deux vecteurs $\vec{S}_i$ et $\vec{S}_j$ pointent alors dans la même direction et leur projection sont colinéaires dans chacun des plans. Le RPI perd un degré de liberté. En pratique, ceci ne peut se produire qu'avec les RPI ajustés par variation de déphasage dans le cas particulier où $\psi_i = \psi_j$, $V_{si} = V_{sj}$ et $V_{ri} = V_{rj}$.

Le déterminant de la matrice [*A*] devient nul si une dépendance linéaire existe entre deux ou trois lignes ou entre deux ou trois colonnes. À ce moment, les susceptances des éléments réactifs vont tendre vers l'infini advenant que le régulateur du RPI veuille maintenir la régulation des trois puissances.

Le tableau 4.3 établit la correspondance entre les diverses dépendances linéaires et les plans touchés dans l'espace des puissances. Il devient délicat de procéder de manière générale comme on l'a fait précédemment pour traduire celles-ci en règle de conception. Il est nettement plus simple d'aborder les dépendances linéaires sur une base de cas par cas comme cela est fait à la sous-section 4.6.2 pour le RPI à deux branches ajusté par variation de susceptance.

Tableau 4.3: Dépendances linéaires de la matrice [*A*]

Dépendances linéaires		Vecteurs touchés	Projection colinéaires dans les plans
lignes 1 et 2	$m_{si} = m_{s1}$	tous les vecteurs	P_r - Q_s
lignes 1 et 3	$m_{ri} = m_{r1}$		P_r - Q_r
lignes 2 et 3	$m_{rsi} = m_{rs1}$		Q_s - Q_r
colonnes i et j	$m_{si} = m_{sj}$ $m_{ri} = m_{rj}$	$\grave{S}_i$ et $\grave{S}_j$	P_r - Q_s P_r - Q_r Q_s - Q_r

4.4 Contraintes de construction d'une interconnexion découplante

La technologie des RPI est très flexible à l'étape de la conception: de nombreux paramètres doivent être calculés qui ont tous, à divers degrés, un impact direct sur le bilan de puissance de l'appareil. Afin de faciliter la conception d'un RPI, il faut donc, dans un premier temps, réduire la taille du problème. À ce stade, on établit la liste des objectifs à rencontrer en fonction des tâches à accomplir. Par la suite, à l'intérieur de ces balises, on procède au meilleur choix possible des paramètres de construction et de réglage.

Pour illustrer ceci, et justifier du même coup les contraintes de construction qui seront fréquemment employées par la suite, on prend comme exemple le cas du RPI à deux branches utilisé comme interconnexion découplante entre deux barres synchrones. Les contraintes de construction dégagées pour cette application sont relativement générales et ne dépendent pas du mode de réglage.

De plus, au terme de cet exercice, on défini mathématiquement ce que l'on entend par caractéristiques centrées et décentrées de puissance.

Le travail d'un régulateur de puissance utilisé comme interconnexion découplante consiste minimalement à:

- ajuster la puissance active transitée suivant la consigne et ce, indépendamment des perturbations angulaires aux bornes de l'appareil;
- absorber ou consommer de la puissance réactive de part et d'autre de l'appareil d'une manière qui soit compatible avec les besoins du réseau et ce, indépendamment des perturbations de tension.

La technologie des RPI est tout à fait adaptée à ce genre d'application. On a effectivement vu à la sous-section 3.5.4 comment les RPI en mode gyrateur permettent de découpler des réseaux de manière intrinsèquement passive. Il s'agit d'une propriété unique aux RPI qui avantage ceux-ci par rapport aux autres régulateurs de puissance. En effet, ces derniers ne peuvent découpler des réseaux qu'en réajustant dynamiquement leur point de fonctionnement aux moyens de circuits de commande et de valves à thyristors. Cette nécessité de recourir à l'électronique de puissance est bien mise en évidence à la section 7.6 où on compare les caractéristiques de puissance d'un transformateur-déphaseur, de la compensation série et d'un RPI.

Transposer dans le contexte de la conception d'un RPI, les deux tâches ci-dessus requièrent l'atteinte des objectifs suivants:

1- obtenir la crête de la caractéristique cosinusoïdale de P_r lorsque l'écart angulaire nominal $\delta_{sr\ nom}$ est appliqué au bornes du RPI pour bénéficier d'une régulation passive;
2- maintenir les puissances réactives Q_s et Q_r nulles, ou presque, près de $\delta_{sr\ nom}$ pour éviter des productions ou consommations excessives de puissances réactives;
3- positionner le $\delta_{sr\ nom}$ au centre des déphasages ψ pour bénéficier d'une plage angulaire de δ_{sr} la plus large possible sans que la puissance active circule d'un élément réactif à l'autre;
4- n'utiliser qu'un élément inductif ou qu'un élément capacitif par branche pour que tout l'équipement installé concours au transit de la puissance active.

On peut maintenant traduire ces objectifs en contraintes de construction.

Suivant (4.1), le bilan de puissance d'un RPI à deux branches est donné par:

$$\begin{bmatrix} -V_{s1}V_{r1}\sin(\delta_{sr}-\psi_1) & -V_{s2}V_{r2}\sin(\delta_{sr}-\psi_2) \\ V_{s1}^2-V_{s1}V_{r1}\cos(\delta_{sr}-\psi_1) & V_{s2}^2-V_{s2}V_{r2}\cos(\delta_{sr}-\psi_2) \\ V_{r1}^2-V_{s1}V_{r1}\cos(\delta_{sr}-\psi_1) & V_{r2}^2-V_{s2}V_{r2}\cos(\delta_{sr}-\psi_2) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_r \\ Q_s \\ Q_r \end{bmatrix} \tag{4.16}$$

Le premier objectif implique que $d\,P_r / d\,\delta_{sr} = 0$ lorsque $\delta_{sr} = \delta_{sr\,nom}$. D'où, d'après la première équation de (4.16):

$$\frac{B_1 V_{s1} V_{r1}}{B_2 V_{s2} V_{r2}} = \frac{\cos(\delta_{srnom}-\psi_2)}{\cos(\delta_{srnom}-\psi_1)} \tag{4.17}$$

Le second objectif est atteint lorsque $Q_s = Q_r = 0$ et que $\delta_{sr} = \delta_{sr\,nom}$, étant donné (4.17) et les deuxième et troisième équations de (4.16) on trouve:

$$\frac{B_1}{B_2} = \frac{V_{s2}^2}{V_{s1}^2} = \frac{V_{r2}^2}{V_{r1}^2} \qquad \rightarrow \qquad n_1 = n_2 \tag{4.18}$$

Le troisième objectif implique, d'après (3.19), que $\delta_{sr\,nom} - \psi_1 = \psi_2 - \delta_{sr\,nom}$. D'où, d'après (4.17):

$$B_1 V_{s1} V_{r1} = -B_2 V_{s2} V_{r2} \tag{4.19}$$

Le bilan de puissance de ce RPI devient alors:

$$\begin{aligned} P_r &= -2B_1 V_{s1} V_{r1} \sin\left(\frac{\gamma_{21}}{2}\right)\cos(\delta_{sr}-\beta) \\ Q_s &= Q_r = 2B_1 V_{s1} V_{r1} \sin\left(\frac{\gamma_{21}}{2}\right)\sin(\delta_{sr}-\beta) \end{aligned} \tag{4.20}$$

et, à $\delta_{sr} = \beta$, le RPI est effectivement à facteur de puissance unitaire.

Ce bilan de puissance est donc obtenu lorsque:

$$\begin{aligned} G_1 &= G_2 = 0 & n_1 &= n_2 \\ B_1 V_{s1} V_{s2} &= -B_2 V_{r1} V_{r2} & \delta_{sr} &= \beta \end{aligned} \tag{4.21}$$

Pour des raisons d'appareillage, d'un côté ou l'autre du RPI, les rapports de transformation sont fréquemment égaux entre eux de sorte que, par exemple, $n_{r1} = n_{r2}$. D'après (3.11), puisque $n_1 / n_2 = n_{r1}\, n_{s2} / (n_{r2}\, n_{s1})$, cette nouvelle contrainte implique à son tour que:

$$\begin{aligned} n_{s1} &= n_{s2} \\ B_1 &= -B_2 \end{aligned} \tag{4.22}$$

ce qui satisfait maintenant le dernier objectif puisque les susceptances sont conjuguées. La forme du bilan de puissance (4.20) est inchangée.

4.5 Caractéristiques de puissance

Les objectifs 1 et 2 définissent le comportement des puissances active et réactives de l'interconnexion découplante tandis que les objectifs 3 et 4 ajoutent des contraintes pour réduire la taille de l'appareillage. Il est important de remarquer que ce sont les deux premiers objectifs qui conduisent à la relation (4.18) laquelle est équivalente aux conditions (3.33), $\underline{Y}_{ss} = \underline{Y}_{rr} = 0$, qui fait qu'un RPI se comporte en gyrateur. L'interconnexion découplante recherchée est donc un gyrateur et, tel que mentionné à la sous-section 3.5.3, les caractéristiques des puissances réactives Q_s et Q_r de celui-ci sont centrées par rapport à l'abscisse.

L'objectif 3 porte sur une condition d'appareillage qui influence le décalage horizontal des caractéristiques de puissance active et réactives.

Les caractéristiques de puissance d'un RPI sont dites "centrées" par rapport à l'ordonnée lorsque le bilan de puissance (4.20) est particularisé suivant les contraintes de construction suivantes:

$$\begin{aligned} G_1 &= G_2 = 0 \qquad & n_{s1} &= n_{s2} \\ B_1 &= -B_2 \qquad & n_{r1} &= n_{r2} \end{aligned} \qquad \psi_1 = -\psi_2 \tag{4.23}$$

ce qui donne:

$$\begin{aligned} P_r &= 2B_i V_{s1} V_{r1} \sin\psi_i \cos\delta_{sr} \\ Q_r &= -2B_i V_{s1} V_{r1} \sin\psi_i \sin\delta_{sr} \end{aligned} \tag{4.24}$$

où $\mathrm{sgn}B_i = \mathrm{sgn}\psi_i$.

Ainsi, à $\delta_{sr} = 0°$ la puissance active est maximale tandis que les puissances réactives sont nulles. Lorsque $\psi_1 \neq -\psi_2$, les caractéristiques, décrites par (4.20), sont dites "décentrées" par rapport l'ordonnée. Le point de fonctionnement à facteur de puissance unitaire se trouve alors à $\delta_{sr} = \beta$.

Mentionnons toutefois, qu'étant donné (4.21), les contraintes de construction (4.23) ne sont pas les seules qui permettent de centrer les caractéristiques de puissance. On peut également obtenir ce comportement en posant, par exemple, $n_{s1} = n_{r2} = 1$, $n_{r1} = 1 / n_{s2} = \sqrt{x}$ et $B_1 = -x B_2$. Ceci satisfait (3.33) et le RPI est encore là un gyrateur.

De manière générale dans ce document, on entend par caractéristiques centrées ou décentrées de puissance, des caractéristiques de puissance active et réactive qui sont centrées ou décentrées par rapport à l'ordonnée. Suivant le cas, on qualifie commodément les RPI de RPI à caractéristiques centrées ou décentrées. Dans une situation comme dans l'autre, les

caractéristiques des puissances réactives sont implicitement centrées par rapport à l'abscisse:

Caractéristiques P_r , Q_s et Q_r centrées horizontalement
ou
Caractéristiques P , Q_s et Q_r décentrées horizontalement
$\leftrightarrow$ Gyrateur $\leftrightarrow$ Caractéristiques Q_s et Q_r centrées verticalement

On vient donc de voir que les contraintes de construction (4.21) et (4.23) sont couvertes par les conditions (3.33) qui donnent à un RPI le comportement en mode gyrateur. Rétrospectivement, il apparaît intuitivement naturel que pour découpler deux sources de tension il faille intercaler entre elles des sources de courant. Le chapitre 8 porte sur les interconnexions découplantes.

Conformément aux sous-sections 3.5.3 et 3.5.5, rappelons de plus que:

$$\left.\begin{array}{l} V_{si} = V_{s1} \leftrightarrow n_{si} = n_{s1} \\ V_{ri} = V_{r1} \leftrightarrow n_{ri} = n_{r1} \\ \text{et} \\ \sum B_i = 0 \end{array}\right\} \leftrightarrow n_i = n_1 \left\{\begin{array}{l} B_{ss} = B_{rr} = 0 \\ \updownarrow \\ \rightarrow \text{Gyrateur} \rightarrow Q_s = Q_r \leftarrow V_{si} = V_{ri} \leftrightarrow n_i = 1 \\ \updownarrow \\ \text{Syntonisé} \end{array}\right.$$

Ainsi, dans le cas particulier d'un RPI présentant $n_i = n_1$, lorsque la somme des susceptances n'est pas nulle celui-ci ne se comporte pas en gyrateur. On dit alors qu'il s'agit d'un RPI désyntonisé. Les caractéristiques des puisances réactives ne sont plus centrées verticalement par rapport à l'abscisse et la pente de la caractéristique de puissance active n'est plus nulle à $\delta_{sr} = 0°$. On montre au chapitre 9 que pour commander les écoulements de puissance d'une ligne de transport, on désyntonise volontairement les susceptances de manière à assurer un effet synchronisant entre les barres auxquelles le RPI est connecté.

4.6 RPI à deux branches

Plusieurs méthodes de réglages des puissances peuvent être envisagées pour les RPI à deux branches. Cette section dérive les principales équations requises pour le calcul de des paramètres de réglage.

4.6.1 Réglage à l'aide de ψ_1

On suppose ici que l'on veut commander la puissance active P_r. Le calcul du paramètre de réglage d'un RPI à un seul degré de liberté ne pose pas de problème particulier. On peut sans recourir à des contraintes de construction exprimer ce paramètre de manière explicite. On tire de (4.16):

$$\begin{aligned} \psi_1 &= \delta_{sr} + \operatorname{asin}\left(\frac{P_r + B_2 V_{s2} V_{r2} \cos\delta_2}{B_1 V_{s1} V_{r1}}\right) \\ \psi_1 &= \delta_{sr} \pm \pi - \operatorname{asin}\left(\frac{P_r + B_2 V_{s2} V_{r2} \cos\delta_2}{B_1 V_{s1} V_{r1}}\right) \end{aligned} \tag{4.25}$$

Deux valeurs de ψ_1 permettent d'obtenir la puissance active désirée. La valeur à retenir est celle qui correspond à la topologie du RPI à l'étude.

4.6.2 Réglage à l'aide de B_1 et B_2

Pour le cas où un RPI à deux branches commande les puissances P_r et Q_r, la solution du système d'équations linéaires (4.2) donne:

$$\begin{aligned} B_1 &= \frac{a_{32} P_r - a_{12} Q_r}{a_{11} a_{32} - a_{12} a_{31}} \\ B_2 &= \frac{-a_{31} P_r + a_{11} Q_r}{a_{11} a_{32} - a_{12} a_{31}} \end{aligned} \tag{4.26}$$

Ces deux équations peuvent également être formulées en termes de pentes:

$$B_1 = \frac{m_{r2}P_r - Q_r}{a_{11}(m_{r2} - m_{r1})}$$
$$B_2 = \frac{-m_{r1}P_r + Q_r}{a_{12}(m_{r2} - m_{r1})} \tag{4.27}$$

Dans le cas d'un RPI à deux branches, la relation $m_{r1} = m_{r2}$, traduit à la fois une dépendance linéaire entre lignes et entre colonnes. Elle indique, le cas échéant, que les deux branches ont la même pente dans le plan P_r-Q_r, c'est-à-dire, qu'elles présentent le même facteur de puissance du côté R.

Les équations des susceptances deviennent en termes des tensions V_{si} et V_{ri} et des angles δ_i et γ_{21} :

$$B_1 = \frac{P_r(V_{r2}^2 - V_{s2}V_{r2}\cos\delta_2) + Q_r V_{s2}V_{r2}\sin\delta_2}{V_{r1}V_{r2}(V_{s2}V_{r1}\sin\delta_2 - V_{s1}V_{r2}\sin\delta_1 + V_{s1}V_{s2}\sin\gamma_{21})}$$
$$B_2 = \frac{-P_r(V_{r1}^2 - V_{s1}V_{r1}\cos\delta_1) - Q_r V_{s1}V_{r1}\sin\delta_1}{V_{r1}V_{r2}(V_{s2}V_{r1}\sin\delta_2 - V_{s1}V_{r2}\sin\delta_1 + V_{s1}V_{s2}\sin\gamma_{21})} \tag{4.28}$$

En prévision de ce qui suit, elles ont été formulées de manière à avoir le même dénominateur.

Perte d'un degré de liberté

La perte d'un degré de liberté survient lorsque le déterminant du système d'équations linéaires en l'occurrence, le dénominateur des susceptances, devient nulle. Le dénominateur des susceptances D_B est de la forme suivante:

$$D_B = V_{s1}V_{s2}V_{r1}V_{r2}(F(\delta_{sr}) + K) \tag{4.29}$$

où:

$$F(\delta_{sr}) = \frac{1}{n_1}\sin\delta_2 - \frac{1}{n_2}\sin\delta_1$$
$$K = \sin\gamma_{21} \tag{4.30}$$

Le dénominateur D_B est donc nul lorsque:

$$F(\delta_{sr}) = -K \tag{4.31}$$

Pour le cas particulier où $\psi_1 = -\psi_2$ et $n_1 = n_2$, les modules de $F(\delta_{sr})$ et K sont donnés par:

$$F(\delta_{sr}) = \frac{2}{n_1}\sin\psi_1\cos\delta_{sr}$$
$$K = -2\sin\psi_1\cos\psi_1 \tag{4.32}$$

La condition (4.31) devient:

$$\frac{\cos\delta_{sr}}{n_1} = \cos\psi_1 \tag{4.33}$$

Il est à noter que les conditions (4.9) et (4.10), entraînant respectivement l'annulation d'une ligne et d'une colonne de la matrice [A] couvrent (4.33).

L'étude du dénominateur démontre qu'il est théoriquement possible pour ce RPI à deux branches de maintenir ses deux degrés de liberté sur 360° (d'assurer la commande de P_r et Q_r) et ainsi d'éviter l'apparition d'une augmentation asymptotique des susceptances. Ceci est vrai à condition que les rapports de transformation soient choisis de manière à ce que la fonction sinusoïdale $F(\delta_{sr})$ ne soit jamais égale à $-K$. Pour éviter la perte d'un degré de liberté il faut que $n_1 > 1 / \cos\psi_1$. Toutefois, ceci n'empêche pas les susceptances de présenter des variations très importantes en fonction de δ_{sr}.

RPI à caractéristiques centrées

Les équations des susceptances (4.28) deviennent, pour le cas particulier où les rapports de transformation sont égaux entre eux de part et d'autre du RPI ($n_{s1} = n_{s2}$ et $n_{r1} = n_{r2}$):

$$B_1 = \frac{P_r(V_{r1} - V_{s1}\cos\delta_2) + Q_r V_{s1}\sin\delta_2}{V_{s1}V_{r1}(V_{r1}(\sin\delta_2 - \sin\delta_1) + V_{s1}\sin\gamma_{21})}$$
$$B_2 = \frac{-P_r(V_{r1} - V_{s1}\cos\delta_1) - Q_r V_{s1}\sin\delta_1}{V_{s1}V_{r1}(V_{r1}(\sin\delta_2 - \sin\delta_1) + V_{s1}\sin\gamma_{21})} \qquad (4.34)$$

Les caractéristiques des susceptances B_1 et B_2 en fonction de δ_{sr} sont tracées à la sous-section 5.2.2.

Lorsqu'un degré de liberté est utilisé pour imposer la relation $B_1 = -B_2$, les susceptances des éléments réactifs ne sont alors plus données par (4.34), mais par une des trois équations de (4.1) suivant l'emploi que l'on veut faire du seul degré de liberté dont on dispose alors. Dans le cas où c'est la puissance active P_r qui est commandée, la susceptance B_1 est alors donnée par:

$$B_1 = \frac{-P_r}{V_{s1}V_{r1}(\sin\delta_1 - \sin\delta_2)} = \frac{-P_r}{2V_{s1}V_{r1}\cos(\delta_{sr} - \beta)\sin\frac{\gamma_{21}}{2}} \qquad (4.35)$$

Si en plus, on impose $\psi_2 = -\psi_1$ de manière à avoir un RPI à caractéristiques centrées, cette dernière équation devient:

$$B_i = \frac{P_r}{-2V_{s1}V_{r1}\cos\delta_{sr}\sin\psi_i} \qquad (4.36)$$

Finalement, si on choisit arbitrairement le fonctionnement à facteur de puissance unitaire ($\delta_{sr} = 0°$) pour calculer la susceptance maximale utilisée par le RPI on trouve:

$$B_{i\,max} = \frac{P_r}{2V_{s1}V_{r1}\sin\psi_i} \qquad (4.37)$$

En prenant les bases de puissance et de tension de l'appareil, (4.37) devient en pu:

$$B_{i\,max} = \frac{1}{2\sin\psi_i} \tag{4.38}$$

Tableau 4.4: Valeurs réduites des susceptances pour les RPI à caractéristiques centrées lorsque $V_{s2} = V_{s1}$ et $V_{r2} = V_{r1}$.

RPI	$\lvert\psi_i\rvert$	$\lvert B_{i\,max}\rvert$
	(degrés)	(pu)
15	7.5	3.83
30	15	1.932
60	30	1
120	60	0.577
180	90	0.5
240	120	0.577

Susceptances en termes de B, k et θ

À titre indicatif, les équations (4.28) des susceptances sont exprimées en termes des variables B, k et θ en assumant, encore ici, l'égalité des rapports de transformation de part et d'autre du RPI.

Puisque, conformément à (3.59):

$$\begin{aligned} P_r &= BV_{s1}V_{r1}\cos\theta \\ Q_s &= -BV_{s1}V_{r1}\sin\theta + kV_{s1}^2 \\ Q_r &= -BV_{s1}V_{r1}\sin\theta + kV_{r1}^2 \end{aligned} \tag{4.39}$$

on obtient:

$$B_1 = \frac{B(\cos\theta - n_1\cos(\theta-\delta_2)) + k\sin\delta_2}{\sin\delta_2 - \sin\delta_1 + n_1\sin\gamma_{21}}$$
$$B_2 = \frac{-B(\cos\theta - n_1\cos(\theta-\delta_1)) - k\sin\delta_1}{\sin\delta_2 - \sin\delta_1 + n_1\sin\gamma_{21}} \qquad (4.40)$$

Les équations des susceptances, écrites sous cette forme, offrent très peu d'intérêt puisque, contrairement aux équations des susceptances des RPI à trois et quatre branches (sections 4.7 et 4.8), elles ne présentent pas une forme qui permette de faire ressortir des contraintes d'appareillage à l'aide de B et k.

4.6.3 Réglage à l'aide de ψ_1 et ψ_2

La commande des puissances P_r et Q_r est obtenue par action sur les déphasages ψ_1 et ψ_2 alors que les éléments réactifs ne sont pas variables.

Dans cet exemple de calcul, on suppose que: 1- les rapports de transformation sont, de part et d'autre, égaux entre eux et 2- les susceptances sont conjuguées. Le RPI impose donc $Q_s = Q_r$. Suivant les équations un et trois de (4.16), le bilan de puissance du RPI devient:

$$P_r = B_1 V_{s1} V_{r1}(\sin(\delta_{sr} - \psi_2) - \sin(\delta_{sr} - \psi_1))$$
$$Q_r = B_1 V_{s1} V_{r1}(\cos(\delta_{sr} - \psi_2) - \cos(\delta_{sr} - \psi_1)) \qquad (4.41)$$

Il est difficile de formuler directement à partir de (4.41) les équations explicites des angles ψ_1 et ψ_2 étant donné que ces angles sont des arguments de fonctions trigonométriques. Il est toutefois possible d'y arriver assez simplement en utilisant les paramètres B , k et θ.

Il faut pour cela utiliser le bilan de puissance (4.20) exprimé sous forme complexe:

$$\underline{S}_r = -2B_1 V_{s1} V_{r1} \sin\frac{\gamma_{21}}{2} e^{-j(\delta_{sr}-\beta)} \qquad (4.42)$$

On obtient alors une équation similaire au bilan de puissance (3.59) étant donné que, d'après (3.60), $k = 0$ dans le cas présent. Il ressort donc que:

$$\theta = \delta_{sr} - \beta \tag{4.43}$$

et que:

$$\gamma_{21} = \pm 2\,\mathrm{asin}\left(\frac{P_r}{2B_1 V_{s1} V_{r1} \cos\theta}\right) \tag{4.44}$$

Puisque:

$$\psi_1 = \beta - \frac{\gamma_{21}}{2} \qquad \psi_2 = \beta + \frac{\gamma_{21}}{2} \tag{4.45}$$

on trouve finalement pour les déphasages ψ_1 et ψ_2 :

$$\begin{aligned} \psi_1 &= \delta_{sr} - \theta - \frac{\gamma_{21}}{2} \\ \psi_2 &= \delta_{sr} - \theta + \frac{\gamma_{21}}{2} \end{aligned} \tag{4.46}$$

où, conformément à (4.44), γ_{21} peut prendre deux valeurs et où, d'après (3.61), θ est donné par[1]:

$$\left.\begin{matrix} \theta \\ \theta \pm \pi \end{matrix}\right\} = -\mathrm{atan}\left(\frac{Q_r}{P_r}\right) \tag{4.47}$$

Il y a donc deux couples (ψ_1, ψ_2) qui permettent d'obtenir les puissances désirées. Les deux solutions ne donnent pas le même γ_{21} mais donnent le même β et le même sin γ_{21} . La solution à retenir est celle qui correspond à la topologie à l'étude.

Puisqu'un RPI à deux branches fonctionne typiquement au voisinage de $\delta_{sr} = \beta$, on peut faire l'approximation suivante, $\cos(\delta_{sr} - \beta) \approx 1$, afin de mettre en évidence le fait que γ_{21}

1. Prendre θ ou $\theta \pm \pi$ donne les mêmes couples de solutions (ψ_1 et ψ_2).

dicte la puissance active P_r tandis que β détermine la puissance réactive Q_r. Suivant cette approximation, les équations de puissance (4.20) deviennent alors:

$$\begin{aligned} P_r &\approx -2B_1 V_{s1} V_{r1} \sin\frac{\gamma_{21}}{2} \\ Q_r &\approx -P_r \sin(\delta_{sr} - \beta) \end{aligned} \qquad (4.48)$$

La puissance active est donc proportionnelle à $\sin(\gamma_{21}/2)$, le sinus de l'écart angulaire entre ψ_2 et ψ_1, tandis que la puissance réactive est proportionnelle à $\sin(\delta_{sr} - \beta)$, le sinus de la différence entre l'angle δ_{sr} aux bornes du RPI et le point milieu β de l'écart angulaire γ_{21}.

Les caractéristiques ψ_1 et ψ_2 en fonction de δ_{sr} sont présentées à la sous-section 5.2.3.

4.6.4 Réglage à l'aide de n_{s1} et ψ_1

Dans ce cas-ci, les puissances P_r et Q_r sont commandées au moyen du rapport de transformation n_{s1} et du déphasage ψ_1.

Dans ce paragraphe et dans le suivant, les rapports de transformation du côté S sont utilisés en posant $n_{s2} = n_{s1}$. Ceux du côté R sont fixes et égaux entre eux ($n_{r2} = n_{r1}$).

Encore ici, on suppose que: 1- les rapports de transformation sont, de part et d'autre, égaux entre eux et 2- les susceptances sont conjuguées. Puisque maintenant, il faut tenir compte du fait que $V_{s1} = V_s / n_{s1}$ et $V_{r1} = V_r / n_{r1}$, les équations de puissance (4.20) deviennent:

$$\begin{aligned} P_r &= -2B_1 \frac{V_s V_r}{n_{s1} n_{r1}} \sin\frac{\gamma_{21}}{2} \cos(\delta_{sr} - \beta) \\ Q_r &= 2B_1 \frac{V_s V_r}{n_{s1} n_{r1}} \sin\frac{\gamma_{21}}{2} \sin(\delta_{sr} - \beta) \end{aligned} \qquad (4.49)$$

ce qui donne sous forme complexe:

$$\underline{S}_r = -2B_1 \frac{V_s V_r}{n_{s1} n_{r1}} \sin\frac{\gamma_{21}}{2} e^{-j(\delta_{sr} - \beta)} \qquad (4.50)$$

On trouve alors:

$$\theta = \delta_{sr} - \beta$$
$$P_r = -2B_1 \frac{V_s V_r}{n_{s1} n_{r1}} \sin\frac{\gamma_{21}}{2} \cos\theta \tag{4.51}$$

Puisque $\beta = (\psi_1 + \psi_2) / 2$ et que $\gamma_{21} / 2 = \psi_2 - \beta$, les équations ci-dessus permettent d'obtenir finalement:

$$\psi_1 = 2(\delta_{sr} - \theta) - \psi_2$$
$$n_{s1} = \frac{2B_1 V_s V_r}{n_{r1} P_r} \cos\theta \sin(\delta_{sr} - \theta - \psi_2) \tag{4.52}$$

où, encore ici, θ est donné par (4.47). Même si θ peut prendre deux valeurs différentes, il n'y a qu'une solution possible pour n_{s1} et ψ_1.

4.6.5 Réglage à l'aide n_{s1}, B_1 et B_2

Le rapport des rapports de transformation n_{s1} est utilisé ici pour fournir un troisième degré de liberté à un RPI ajusté par variation de susceptance de manière à commander les puissances P_r, Q_s et Q_r. Toutefois, pour faciliter la formulation de la solution, on lui substitut, le ratio de tension $n_i = V_s n_{ri} / (V_r n_{si})$.

Lorsque les puissances P_r et Q_r sont commandées, la puissance réactive Q_s peut être exprimée à l'aide de la deuxième ligne de (4.16) et des équations de susceptance (4.28).

On obtient alors:

$$\begin{aligned} Q_s = {} & (P_r(V_{s2}^2 V_{r1}^2 - V_{s1}^2 V_{r2}^2 + V_{s1} V_{r1}(V_{r2}^2 - V_{s2}^2)\cos\delta_1 + V_{s2} V_{r2}(V_{s1}^2 - V_{r1}^2)\cos\delta_2) + \\ & Q_r V_{s1} V_{s2}(V_{s2} V_{r1} \sin\delta_1 - V_{s1} V_{r2} \sin\delta_2 - V_{r1} V_{r2} \sin\gamma_{21}))/ \\ & V_{r1} V_{r2}(V_{s1} V_{r2} \sin\delta_1 - V_{s2} V_{r1} \sin\delta_2 - V_{s1} V_{s2} \sin\gamma_{21}) \end{aligned} \tag{4.53}$$

Dans le cas où les transforamteurs ne sont équipés que d'un changeur de prise $n_2 = n_1$:

$$Q_s = \frac{P_r(n_1^2 - 1)(\cos\delta_2 - \cos\delta_1) + Q_r(n_1^2(\sin\delta_1 - \sin\delta_2) - n_1 \sin\gamma_{21})}{\sin\delta_1 - \sin\delta_2 - n_1 \sin\gamma_{21}} \tag{4.54}$$

Il devient alors possible de reformuler cette équation comme suit:

$$an_1^2 + bn_1 + c = 0 \tag{4.55}$$

où:

$$\begin{aligned} a &= P_r(\cos\delta_2 - \cos\delta_1) + Q_r(\sin\delta_1 - \sin\delta_2) \\ b &= (Q_s - Q_r)\sin\gamma_{21} \\ c &= P_r(\cos\delta_1 - \cos\delta_2) - Q_s(\sin\delta_1 - \sin\delta_2) \end{aligned} \tag{4.56}$$

Il faut donc résoudre cette équation quadratique pour connaître la ou les valeurs de n_1 puis, calculer les valeurs des susceptances à l'aide de (4.34). L'étude des racines de (4.55) révèle que l'une ou l'autre des conditions suivantes rendent n_1 unitaire:

$$Q_s = Q_r \tag{4.57}$$

$$\delta_{sr} = \pm\psi_1 \tag{4.58}$$

Les caractéristiques de B_1 , B_2 et n_1 en fonction de δ_{sr} sont présentées à la sous-section 5.2.5.

4.6.6 Réglage à l'aide n_{s1} , ψ_1 et ψ_2

Cette fois le rapport de transformation n_{s1} est utilisé conjointement avec les déphasages ψ_1 et ψ_2 pour commander les puissances P_r, Q_s et Q_r. D'après (3.16), il n'est donc pas possible de spécifier à la fois que les rapports de transformation sont, de part et d'autre, égaux entre eux et que les susceptances sont conjuguées puisque cela revient à imposer $Q_s = Q_r$. L'une ou l'autre de ces conditions peut être employée mais pas les deux. Dans ce qui suit, on a cependant retenu aucune de ces deux conditions pour donner à l'exemple un caractère général.

Le bilan de puissance (4.16) devient:

$$P_r = V_s V_r\left(-B_1\frac{1}{n_{s1}n_{r1}}\sin(\delta_{sr}-\psi_1)-B_2\frac{1}{n_{s2}n_{r2}}\sin(\delta_{sr}-\psi_2)\right)$$

$$Q_s = B_1\left(\frac{V_s^2}{n_{s1}^2}-\frac{V_sV_r}{n_{s1}n_{r1}}\cos(\delta_{sr}-\psi_1)\right)+B_2\left(\frac{V_s^2}{n_{s2}^2}-\frac{V_sV_r}{n_{s2}n_{r2}}\cos(\delta_{sr}-\psi_2)\right) \qquad (4.59)$$

$$Q_r = B_1\left(\frac{V_r^2}{n_{r1}^2}-\frac{V_sV_r}{n_{s1}n_{r1}}\cos(\delta_{sr}-\psi_1)\right)+B_2\left(\frac{V_r^2}{n_{r2}^2}-\frac{V_sV_r}{n_{s2}n_{r2}}\cos(\delta_{sr}-\psi_2)\right)$$

De toute évidence, une solution explicite des paramètres de réglage, si elle existe, ne peut être que très ardue à obtenir. Ce système de trois équations à trois inconnues doit donc être résolu numériquement.

Encore ici, un changement de variable peut toutefois faciliter le calcul. Puisque, $n_{s2} \neq n_{s1}$ et $n_{r2} \neq n_{r1}$, on a maintenant recours aux paramètres B_{sr} , B_{ss} , B_{rr} et θ en procédant comme suit:

- calcul de B_{rr} (3.29);
- calcul de θ à l'aide de l'équation suivante déduite de (3.56)[1];

$$\left.\begin{matrix}\theta \\ \theta \pm \pi\end{matrix}\right\} = -\text{atan}\left(\frac{B_{rr}V_r^2 - Q_r}{P_r}\right) \qquad (4.60)$$

- calcul de B_{ss} , B_{sr} et de Ψ à l'aide de (3.56);
- calcul de n_{s1} à l'aide de l'équation suivante dérivée de (3.29):

$$n_{s1} = \left(\frac{B_1}{B_{ss}-\frac{B_2}{n_{s2}^2}}\right)^{\frac{1}{2}} \qquad (4.61)$$

1. Prendre θ ou $\theta \pm \pi$ donne le même couple de solutions (ψ_1 et ψ_2). Toutefois, le signe de B_{sr} est inversé tandis que Ψ tourne de 180 degrés.

- solution numérique du système de deux équations à deux inconnues suivant tiré, encore là, de (3.29):

$$B_{sr} = \frac{B_1}{n_{s1} n_{r1} \sin(\psi_2 - \Psi)} \sin\gamma_{21}$$
$$B_{sr} = -\frac{B_2}{n_{s2} n_{r2} \sin(\psi_1 - \Psi)} \sin\gamma_{21} \qquad (4.62)$$

Tout dépendant des conditions initiales employées pour solutionner (4.62), on trouve deux couples (ψ_1, ψ_2) qui permettent d'obtenir les puissances désirées. Les deux solutions ne donnent pas le même γ_{21} , ni le même β, mais donnent le même sin γ_{21} . La solution à retenir est celle qui correspond à la topologie à l'étude.

Dans ce cas-ci, on ne trouve donc pas de solution explicite au paramètres de réglage n_{s1} , ψ_1 et ψ_2 . Toutefois, la solution numérique est maintenant facilitée puisqu'on utilise un système de deux équations à deux inconnues plutôt qu'un système de trois équations à trois inconnues.

4.7 RPI à trois branches

Tel que mentionné à la section 2.8, un RPI à trois branches est destiné à des applications en mode asynchrone. Il utilise d'office le réglage par variation de susceptance puisqu'on n'envisage pas l'emploi du réglage par variation de déphasage pour un RPI de ce type. En effet, le réglage par variation de déphasage en mode asynchrone implique l'emploi de transformateurs-déphaseurs électroniques et tout indique que si ceux-ci étaient disponibles les RPI en mode asynchrones n'auraient que deux branches munies de tels transformateurs-déphaseurs.

Le RPI à trois branches de la figure 2.7 est utilisé pour commander les trois puissances du réseau. Puisqu'il n'a qu'un transformateur par côté, $n_{si} = n_{s1}$ et $n_{ri} = n_{r1}$ ce qui implique que les ratios de tension $n_i = n_1$. Rappelons que si on veut assurer la commande indépendantes des deux puissances réactives, il faut que $n_1 \neq 1$ autrement, d'après (3.16), $Q_s = Q_r$.

Les paramètres de réglage B_1 , B_2 et B_3 s'obtiennent directement en solutionnant (4.1):

$$
\begin{aligned}
B_1 &= -\frac{2P_r \sin\delta_1}{3V_{s1}V_{r1}} + \frac{Q_s\left(1+\frac{2}{n_1}\cos\delta_1\right) - Q_r(1+2n_1\cos\delta_1)}{3(V_{s1}^2 - V_{r1}^2)} \\
B_2 &= -\frac{2P_r \sin\left(\delta_1 - \frac{2\pi}{3}\right)}{3V_{s1}V_{r1}} + \frac{Q_s\left(1+\frac{2}{n_1}\cos\left(\delta_1 - \frac{2\pi}{3}\right)\right) - Q_r\left(1+2n_1\cos\left(\delta_1 - \frac{2\pi}{3}\right)\right)}{3(V_{s1}^2 - V_{r1}^2)} \\
B_3 &= -\frac{2P_r \sin\left(\delta_1 + \frac{2\pi}{3}\right)}{3V_{s1}V_{r1}} + \frac{Q_s\left(1+\frac{2}{n_1}\cos\left(\delta_1 + \frac{2\pi}{3}\right)\right) - Q_r\left(1+2n_1\cos\left(\delta_1 + \frac{2\pi}{3}\right)\right)}{3(V_{s1}^2 - V_{r1}^2)}
\end{aligned}
\tag{4.63}
$$

Ces mêmes équations réécrites en termes des variables B, k et θ deviennent à l'aide de (4.39):

$$
\begin{aligned}
B_1 &= -\frac{1}{3}(2B\sin(\delta_1 - \theta) + k) \\
B_2 &= -\frac{1}{3}\left(2B\sin\left(\delta_1 - \theta - \frac{2\pi}{3}\right) + k\right) \\
B_3 &= -\frac{1}{3}\left(2B\sin\left(\delta_1 - \theta + \frac{2\pi}{3}\right) + k\right)
\end{aligned}
\tag{4.64}
$$

Comme l'indique cette dernière formulation des susceptances, lorsque le côté S tourne par rapport au côté R, le maintien des puissances à leur valeur de consigne s'obtient en variant les susceptances de manière sinusoïdale.

Puisque les paramètres B, k, et θ sont indépendants de δ_{sr} , il est possible de faire ressortir les valeurs maximales requises par les inductances et les condensateurs afin de couvrir une plage angulaire de 360°:

$$
B_{1\,min} = \frac{-2|B| + k}{3} \qquad B_{1\,max} = \frac{2|B| + k}{3} \tag{4.65}
$$

Ainsi, advenant que les consignes de puissance P_r , Q_s et Q_r évoluent de manière à dépasser les susceptances des éléments réactifs installés au poste, le régulateur peut prévenir

cette situation en sacrifiant progressivement un ou deux degrés de liberté avant même qu'une des susceptances n'arrive en butée.

Les caractéristiques de B_1 , B_2 et B_3 en fonction de δ_{sr} sont présentées à la section 5.3.

4.8 RPI à quatre branches

Ce type de RPI, dont deux variantes sont illustrées aux figures 2.8 et 2.9, permet également de réaliser des interconnexions asynchrones. Il compte une branche de plus qu'il n'y a de grandeurs électriques qui peuvent être commandées par un lien sans perte.

Le but poursuivi ici est d'utiliser le quatrième degré de liberté pour imposer en tout temps les conditions suivantes:

$$\mathrm{sgn}B_1 = -\mathrm{sgn}B_2 \qquad \mathrm{sgn}B_3 = -\mathrm{sgn}B_4 \tag{4.66}$$

de sorte qu'une seule inductance et qu'un seul condensateur soient installés par paire de branches. De cette manière, il est possible avec les interrupteurs d'aiguillage montrés à la figure 2.9 de toujours mettre à contribution tout l'équipement installé pour effectuer un transit donné. Autrement, comme c'est le cas du RPI à quatre branches de la figure 2.8, chaque paire de branche doit compter deux inductances et deux condensateurs même si une seule inductance et un seul condensateur de cette paire de branche sont utilisés simultanément. Au niveau de tout le RPI, seulement la moitié des éléments réactifs travaillent en même temps ce qui conduit à un facteur d'utilisation très faible des équipements installés.

Pour satisfaire (4.66) on pose les équations suivantes:

$$\begin{aligned} B_1 &= -B_1'\sin(\delta_1-\theta) & B_1 &= -B_1'\cos(\delta_1-\theta) \\ B_2 &= B_2'\sin(\delta_1-\theta) & B_4 &= B_4'\cos(\delta_1-\theta) \end{aligned} \tag{4.67}$$

Ce qui donne, une fois reporté dans (4.1):

$$\begin{aligned}
P_r &= V_{s1}V_{r1}((B_1'+B_2')\sin\delta_1\sin(\delta_1-\theta)+(B_3'+B_4')\cos\delta_1\cos(\delta_1-\theta)) \\
Q_s &= V_{s1}V_{r1}((B_1'+B_2')\cos\delta_1\sin(\delta_1-\theta)-(B_3'+B_4')\sin\delta_1\cos(\delta_1-\theta))- \\
&\qquad V_{s1}^2((B_1'-B_2')\sin(\delta_1-\theta)+(B_3'-B_4')\cos(\delta_1-\theta)) \\
Q_r &= V_{s1}V_{r1}((B_1'+B_2')\cos\delta_1\sin(\delta_1-\theta)-(B_3'+B_4')\sin\delta_1\cos(\delta_1-\theta))- \\
&\qquad V_{r1}^2((B_1'-B_2')\sin(\delta_1-\theta)+(B_3'-B_4')\cos(\delta_1-\theta))
\end{aligned} \tag{4.68}$$

Étant donné la forme de ces équations, il est possible de poser les définitions suivantes:

$$\begin{aligned}
B_1'+B_2' &= B & B_1'-B_2' &= -k\sin(\delta_1-\theta) \\
B_3'+B_4' &= B & B_3'-B_4' &= -k\cos(\delta_1-\theta)
\end{aligned} \tag{4.69}$$

qui permettent de réécrire (4.68) sous la forme suivante:

$$\begin{aligned}
P_r &= BV_{s1}V_{r1}\cos\theta \\
Q_s &= -BV_{s1}V_{r1}\sin\theta+kV_{s1}^2 \\
Q_r &= -BV_{s1}V_{r1}\sin\theta+kV_{r1}^2
\end{aligned} \tag{4.70}$$

Une fois mis sous forme complexe, on retrouve donc le bilan de puissance (3.59). Au moyen de (4.67) et (4.69) on obtient finalement les susceptances de ce RPI à quatre branches sous une forme similaire à celle du RPI à trois branches:

$$\begin{aligned}
B_1 &= -\frac{1}{2}(B\sin(\delta_1-\theta)-k\sin^2(\delta_1-\theta)) \\
B_2 &= \frac{1}{2}(B\sin(\delta_1-\theta)+k\sin^2(\delta_1-\theta)) \\
B_3 &= -\frac{1}{2}(B\cos(\delta_1-\theta)-k\cos^2(\delta_1-\theta)) \\
B_4 &= \frac{1}{2}(B\cos(\delta_1-\theta)+k\cos^2(\delta_1-\theta))
\end{aligned} \tag{4.71}$$

Encore ici, les valeurs maximales des susceptances peuvent être exprimées en termes des variables B et k:

$$k = 0: \quad \begin{aligned} B_{1\,max} &= \frac{|B|}{2} \\ B_{1\,min} &= -\frac{|B|}{2} \end{aligned} \qquad k \neq 0: \quad \begin{aligned} B_{1\,max} &= \left.\frac{|B|+k}{2}\right|_{k\geq 0} \\ B_{1\,min} &= \left.\frac{-|B|+k}{2}\right|_{k\leq 0} \end{aligned} \tag{4.72}$$

Les caractéristiques de B_1 , B_2 , B_3 et B_4 en fonction de δ_{sr} sont présentées à la section 5.4.

4.9 Déphasages par injection

Les équations des paramètres de réglage sont calculées en se basant sur le bilan de puissance de l'équivalent série. Dans le cas des méthodes de déphasages par connexion et transformation, la correspondance entre les paramètres de l'équivalent série et les éléments physiques du RPI est directe. Cependant, dans le cas du déphasage par injection, il faut convertir les résultats obtenus avec l'équivalent série pour connaître les valeurs des éléments du RPI et vice-versa. Étant donné l'importance du déphasage par injection, on indique ici comment procéder pour établir cette correspondance.

Il existe différents types de transformateurs-déphaseurs. À titre d'exemple, la réalisation de la figure 4.3 utilise un transformateur d'excitation avec deux enroulements secondaires pour alimenter le transformateur série. Les enroulements secondaires produisent une tension longitudinale $\underline{V}_{li}$, en phase avec la tension $\underline{V}_s$, et une tension transversale $\underline{V}_{ti}$, déphasée d'un angle τ_i par rapport à la tension $\underline{V}_s$. La somme de $\underline{V}_{li}$ et de $\underline{V}_{ti}$ donne, au facteur n_{ii} près, la tension injectée $\underline{V}_{inj\,i}$. On peut obtenir ainsi une tension $\underline{V}_{si}'$ déphasée de ψ_i par rapport à la tension $\underline{V}_s$.

Dans un premier temps on suppose que, suite à des études d'écoulement de puissance faites avec un équivalent série, on cherche à reproduire avec un RPI à injection le comportement de l'équivalent série. Par action sur les rapports de transformation n_{li} et $\underline{n}_{ti}$, il est

effectivement possible d'appliquer à la susceptance B_i une tension $\underline{V}_{si}'$ dont l'amplitude est la même que la tension $\underline{V}_{si}$ de l'équivalent série.

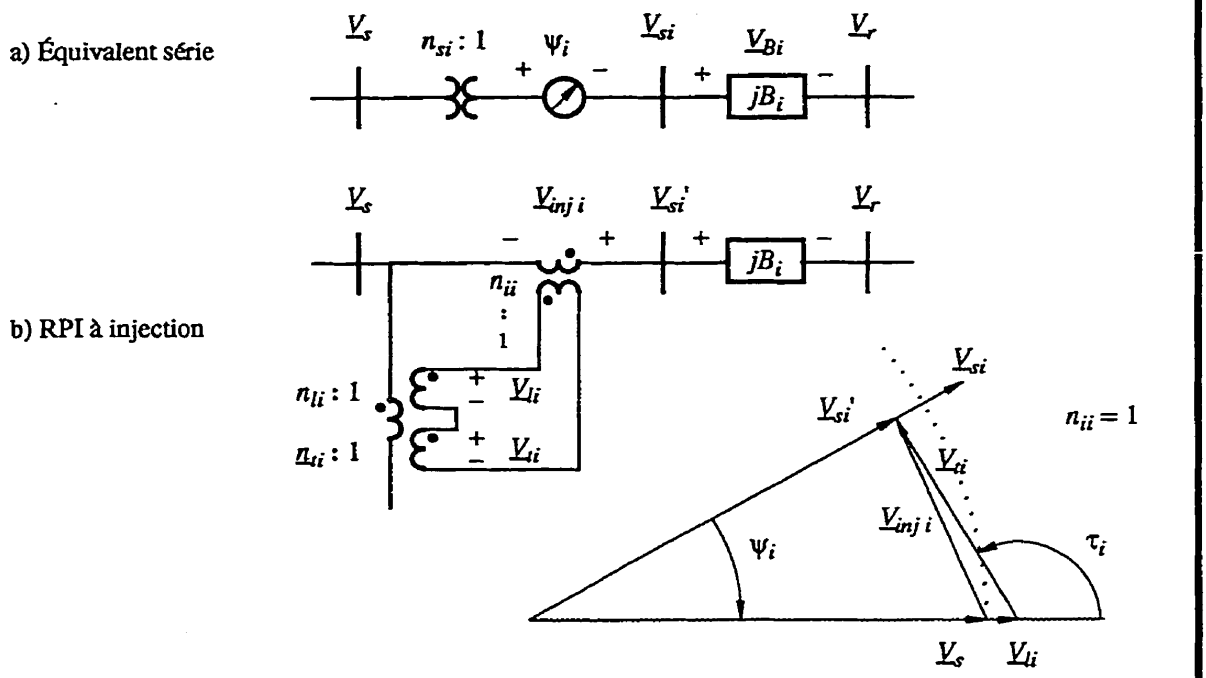


Figure 4.3: Déphasage par injection.

Les tensions $\underline{V}_{li}$, $\underline{V}_{ti}$ et $\underline{V}_{inj\,i}$ sont données par:

$$\begin{aligned} \underline{V}_{li} &= \frac{\underline{V}_s}{n_{li}} \\ \underline{V}_{ti} &= \frac{\underline{V}_s}{\underline{n}_{ti}} = \frac{\underline{V}_s}{n_{ti}} e^{j\tau_i} \\ \underline{V}_{inj\,i} &= n_{ii}(\underline{V}_{li} + \underline{V}_{ti}) \end{aligned} \tag{4.73}$$

La tension appliquée à la susceptance par le RPI à injection est donc:

$$\underline{V}_{si}' = \underline{V}_s\left(1 + \frac{n_{ii}}{n_{li}} + \frac{n_{ii}}{n_{ti}} e^{j\tau_i}\right) \tag{4.74}$$

Puisque la tension appliquée à la susceptance par l'équivalent série est donnée par:

$$\underline{V}_{si} = \frac{V_s}{n_{si}} e^{-j\psi_i} \tag{4.75}$$

l'égalité $\underline{V}_{si}' = \underline{V}_{si}$ permet d'obtenir directement le système de deux équations à deux inconnues suivant:

$$\begin{aligned} \cos\psi_i &= n_{si}\left(1 + \frac{n_{ii}}{n_{li}} + \frac{n_{ii}}{n_{ti}}\cos\tau_i\right) \\ \sin\psi_i &= -\frac{n_{si}n_{ii}}{n_{ti}}\sin\tau_i \end{aligned} \tag{4.76}$$

D'où:

$$\begin{aligned} n_{ti} &= -n_{si}n_{ii}\frac{\sin\tau_i}{\sin\psi_i} \\ n_{li} &= \frac{n_{si}n_{ii}}{\cos\psi_i - n_{si} + \sin\psi_i\cot\tau_i} \end{aligned} \tag{4.77}$$

En règle général, c'est plutôt l'opération inverse qui est faite; on reproduit avec l'équivalent série le comportement d'un RPI à injection. Pour cela, il est possible, à partir de (4.76), d'exprimer n_{si} et ψ_i comme suit:

$$\begin{aligned} n_{si} &= \pm\frac{\cos\left(\operatorname{asin}\frac{n_{si}n_{ii}}{n_{ti}}\sin\tau_i\right)}{1 + \frac{n_{ii}}{n_{li}} + \frac{n_{ii}}{n_{ti}}\cos\tau_i} \\ \left.\begin{matrix}\psi_i \\ \psi_i \pm \pi\end{matrix}\right\} &= -\operatorname{atan}\left(\frac{\sin\tau_i}{\frac{n_{ti}}{n_{ii}} + \frac{n_{ti}}{n_{li}} + \cos\tau_i}\right) \end{aligned} \tag{4.78}$$

4.10 Conclusion

On a démontré dans ce chapitre que:

- les RPI à deux branches sans interrupteurs d'aiguillage ne peuvent réaliser des interconnexions asynchrones à moins que des transformateurs-déphaseurs suffisamment rapides pour couvrir ±180° deviennent disponibles;
- mis à part le RPI 180, les RPI à deux branches ne peuvent perdre la commande de la puissance active;
- les RPI à deux branches peuvent perdre la commande de la puissance réactive;
- les RPI à trois et quatre branches peuvent commander trois grandeurs électriques en autant que la relation $V_{si} = V_{ri}$ n'apparaisse pas aux bornes de tous les éléments réactifs en même temps.

De plus, on a défini mathématiquement ce que l'on entend par caractéristiques centrées et décentrées de puissance et on a décrit plusieurs exemples de calcul de paramètres de réglage. Cet échantillon de techniques de calcul couvre les différentes approches qui peuvent être utilisées pour exprimer les paramètres de réglage. Pour tous les cas présentés, sauf un, les solutions obtenues sont explicites. Bien que les paramètres B_{sr}, B_{ss}, B_{rr} et θ ne permettent pas d'exprimer de manière explicite les paramètres de réglage n_{s1}, ψ_1 et ψ_2, ils ont tout de même permis de réduire la taille du système d'équations à résoudre numériquement.

CHAPITRE 5
CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES

5.1 Introduction

Ce chapitre présente différentes facettes du comportement des RPI à deux branches. On y retrouve un ensemble de graphiques illustrant:

- les caractéristiques centrées et décentrées de puissance du RPI 120 et du RPI 120M60;
- les paramètres de réglage du RPI 120 ajusté par variation de susceptance (B_1 et B_2) et par variation de déphasage (ψ_1 et ψ_2);
- l'effet du réglage par variation de rapport de transformation sur les puissances active et réactive de même que sur le transit de puissance réactive;
- les paramètres de réglage du RPI 120 ajusté par variation de susceptance et de rapport de transformation (B_1 , B_2 et n_1);
- l'accroissement de la puissance réactive installée en fonction de la largeur de la plage angulaire de δ_{sr} ;
- les conditions permettant au RPI 30M15 de découpler les tensions à ses bornes.

Les caractéristiques des susceptances des RPI asynchrones à trois et quatre branches sont également tracées.

Dans tous les cas, sauf pour l'effet du découplage des tensions, le comportement des RPI est présenté en supposant qu'ils sont raccordés entre deux barres infinies. Ceci permet d'analyser le comportement des RPI en prenant un à un les différents phénomènes.

5.2 RPI à deux branches

5.2.1 Caractéristiques de puissance

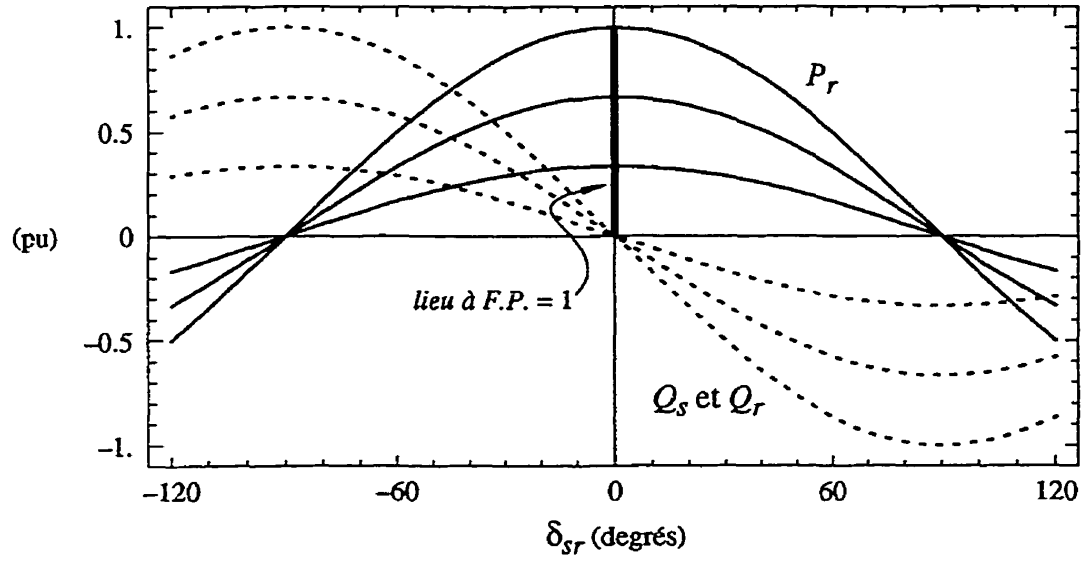
Les caractéristiques de puissance présentées ici illustrent de quelle manière un RPI en mode gyrateur peut être utilisé pour interconnecter de manière passive deux barres synchrones. On suppose que cette interconnexion est conçue pour effectuer des échanges d'énergie à puissance constante et qu'elle est découplante tel que décrit prédédemment à la section 4.4. L'ajustement du RPI peut donc être fait manuellement suivant des consignes qui ne varient que quelques fois par jour. À titre d'exemple, seulement trois niveaux de réglage sont tracés.

Caractéristiques centrées de puissance

Les caractéristiques centrées de puissance d'un RPI 120 sont présentées à la figure 5.1 en fonction de l'angle δ_{sr} à ses bornes. Celles-ci ont été tracées à l'aide de (4.24) en utilisant les paramètres indiqués sur la figure[1]. Comme on peut le constater, le comportement du RPI est le même que le réglage de l'appareil se fasse par variation de susceptance (B_1 et B_2) ou par variation de déphasage (ψ_1 et ψ_2).

À l'intérieur d'une plage angulaire de ±25° centrée à $\delta_{sr} = 0°$, la puissance active ne baisse que de 9% tandis que la puissance réactive varie de ±42%. Tout dépendant de la force des réseaux interconnectés ou de leur besoin en puissance réactive, il est probable qu'un réajustement des degrés de liberté soit nécessaire pour maintenir P_r et Q_r à des niveaux adéquats si δ_{sr} s'éloigne trop de 0°.

1. Les conditions de calcul utilisées reviennent à présenter les caractéristiques en pu sur les bases de tension et de puissance nominales du RPI.



Susceptances variables:

$B_1 = -B_2 = -0.577$ {1/3, 2/3, 1}

$\psi_1 = -\psi_2 = -60°$

$n_{s1} = n_{s2}$, $n_{r1} = n_{r2}$

$V_{s1} = V_{r1} = 1$

Déphasages variables:

$B_1 = -B_2 = -0.577$

$\psi_1 = -\psi_2 = \{-16.8°, -35.3°, -60°\}$

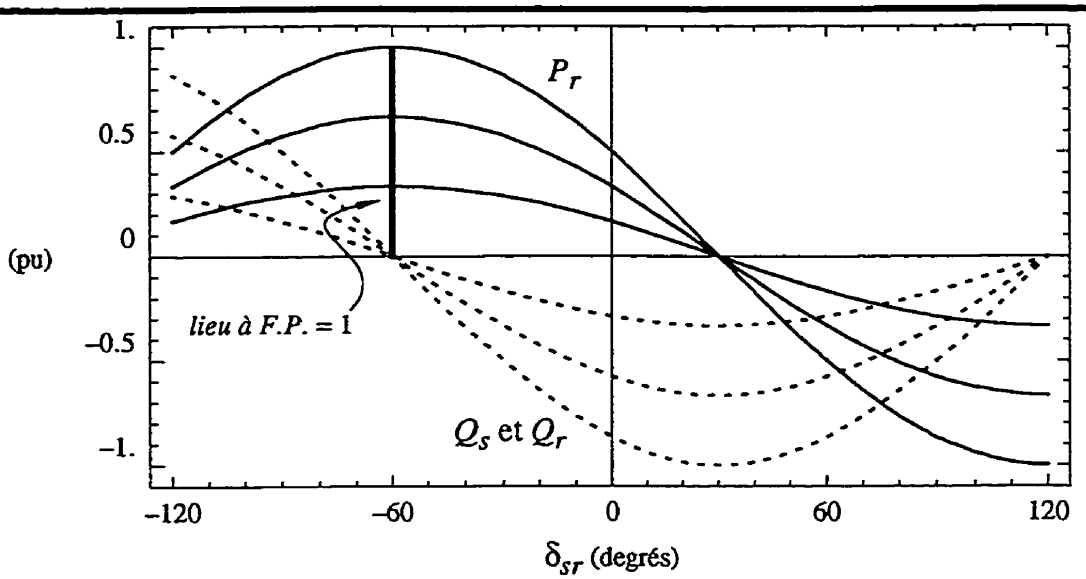
$n_{s1} = n_{s2}$, $n_{r1} = n_{r2}$

$V_{s1} = V_{r1} = 1$

Figure 5.1: Caractéristiques centrées de puissance du RPI 120 à susceptances ou déphasages variables.

Caractéristiques décentrées de puissance

Les caractéristiques décentrées de puissance sont différentes suivant que le RPI est ajusté par variation de susceptance ou de déphasage. Les courbes de la figure 5.2, décrites par (4.20), montrent que la principale différence entre les deux modes de réglage se traduit par le déplacement du lieu à facteur de puissance unitaire, c'est-à-dire le déplacement du lieu ou les puissances réactives sont nulles. Dans le cas du réglage par variation de susceptance, le lieu se situe à $\delta_{sr} = 60°$, au milieu de la plage angulaire γ_{21} dont la largeur est constante. Pour ce qui est du réglage par variation de déphasage, la plage angulaire γ_{21} s'allonge avec le niveau de transit désiré. Puisque seul ψ_1 est variable, le milieu de la plage γ_{21} se déplace aussi ce qui cause le déplacement du lieu de fonctionnement à facteur de puissance unitaire en fonction de δ_{sr}.

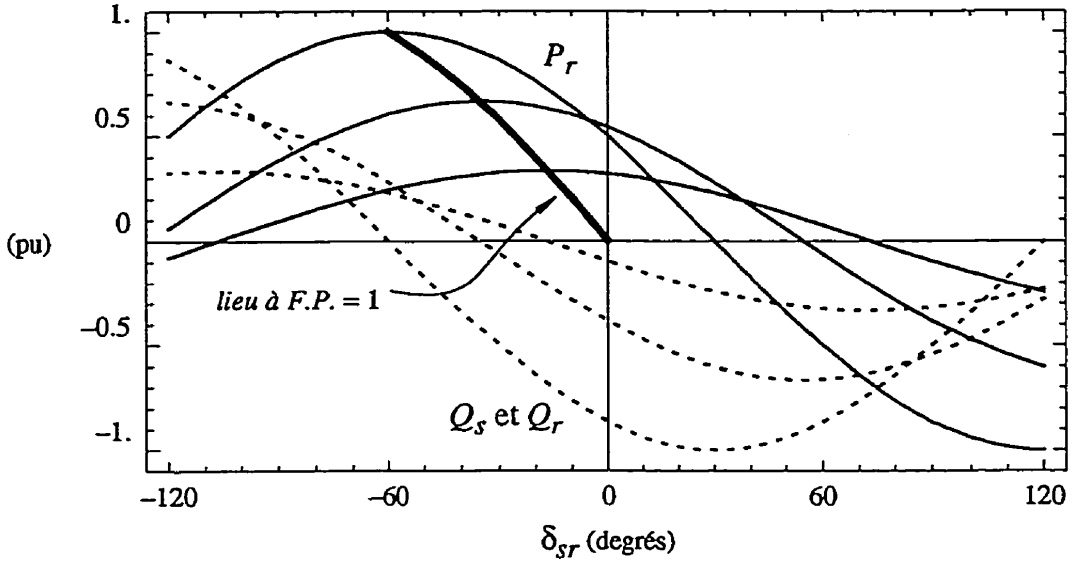


Susceptances variables: $B_1 = -B_2 = -0.577$ {1/3, 2/3, 1}

$\psi_1 = -120°, \quad \psi_2 = 0°$

$n_{s1} = n_{s2}, \quad n_{r1} = n_{r2}$

$V_{s1} = V_{r1} = 1$



Déphasages variables: $B_1 = -B_2 = -0.577$

$\psi_1 = \{-33.6°, -70.5°, -120°\}, \quad \psi_2 = 0°$

$n_{s1} = n_{s2}, \quad n_{r1} = n_{r2}$

$V_{s1} = V_{r1} = 1$

Figure 5.2: Caractéristiques décentrées de puissance d'un RPI 120M60.

Ce déplacement du lieu à facteur de puissance unitaire est un aspect très intéressant dont on peut avantageusement tirer parti. En effet, on montre au chapitre 7 que, de manière générale, le point de fonctionnement combiné d'un régulateur de puissance et d'un réseau se déplace dans le plan P-δ_{sr} d'une manière similaire à celle du RPI au fur et à mesure que le niveau de transit augmente. On peut alors utiliser un RPI à caractéristiques décentrées, muni d'un seul élément déphaseur plutôt que deux, tout en évitant de trop produire ou consommer de puissance réactive.

5.2.2 Réglage par variation de susceptance

Toujours en mode synchrone, on suppose maintenant que les RPI disposent d'un système de commande en boucle fermé. De plus, on suppose que l'ajustement des susceptances est suffisamment souple et précis pour qu'il soit considéré continu.

Les tensions V_{B1} et V_{B2} aux bornes des éléments réactifs d'un RPI 120 sont tracées à la figure 5.3 en fonction de l'écart angulaire δ_{sr}. Tel que montré, ces tensions deviennent nulles ou presque tout dépendant que la tension V_{s1} est égale 1 ou 1.05 pu.

Le comportement des susceptances sont tracées à la figure 5.4 pour le cas où le RPI commande les puissances P_r et Q_r. Ces caractéristiques ont été calculées à l'aide de (4.34). Les deux niveaux de tensions utilisés font ressortir l'augmentation asymptotique des susceptances lorsque la condition (4.33) est rencontrée:

- $V_{s1} = 1$: bien que le dénominateur soit nul à $\delta_{sr} = \pm 60°$, chaque susceptance n'exhibe qu'une asymptote en raison d'un indétermination;
- $V_{s1} = 1.05$: les deux asymptotes sont maintenant visibles à $\delta_{sr} = \pm 58.33°$.

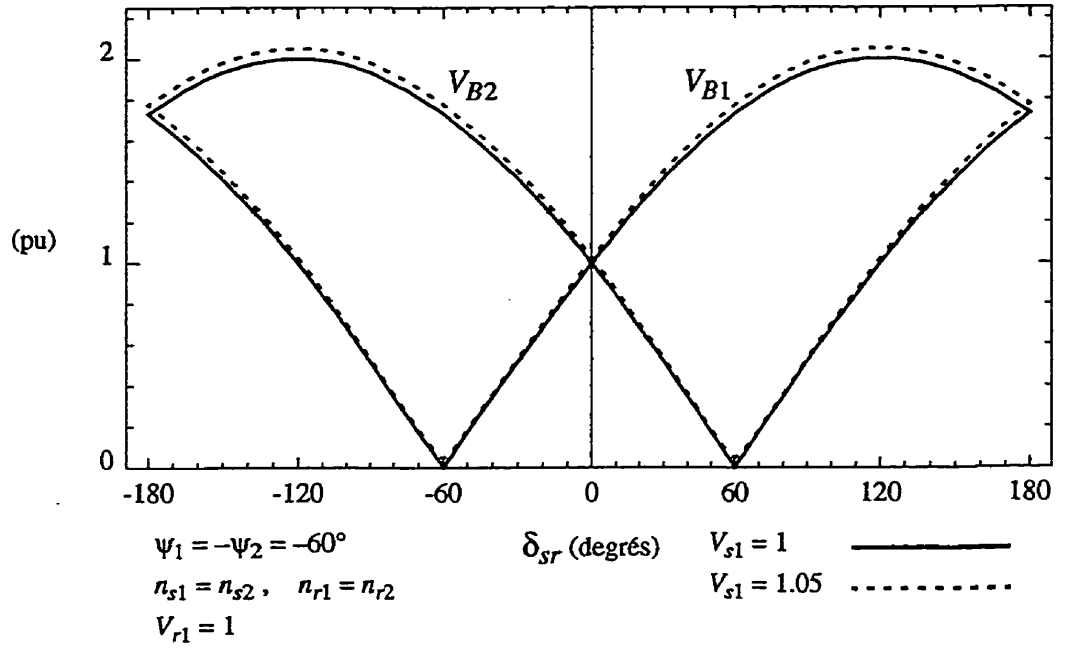


Figure 5.3: Tensions aux bornes des susceptances d'un RPI 120.

Les augmentations asymptotiques des paramètres de réglage de ce RPI s'expliquent comme suit. Dans le premier cas, tel que monté à la figure 5.3, les tensions aux bornes des éléments réactifs deviennent nulles lorsque $\delta_{sr} = \pm 60°$. La seule manière de maintenir la commande des deux puissances en dépit de ces baisses de tension est d'augmenter jusqu'à l'infini les susceptances des branches. Dans le second cas, non seulement les tensions sont très faibles, mais en plus les vecteurs puissances des deux branches sont colinéaires; il y a une dépendance linéaire entre lignes et entre colonnes.

Près de $\delta_{sr} = 0°$, les valeurs des susceptances sont peu affectées par une variation de 5% de la tension du côté S. C'est l'écart angulaire δ_{sr} qui est déterminant.

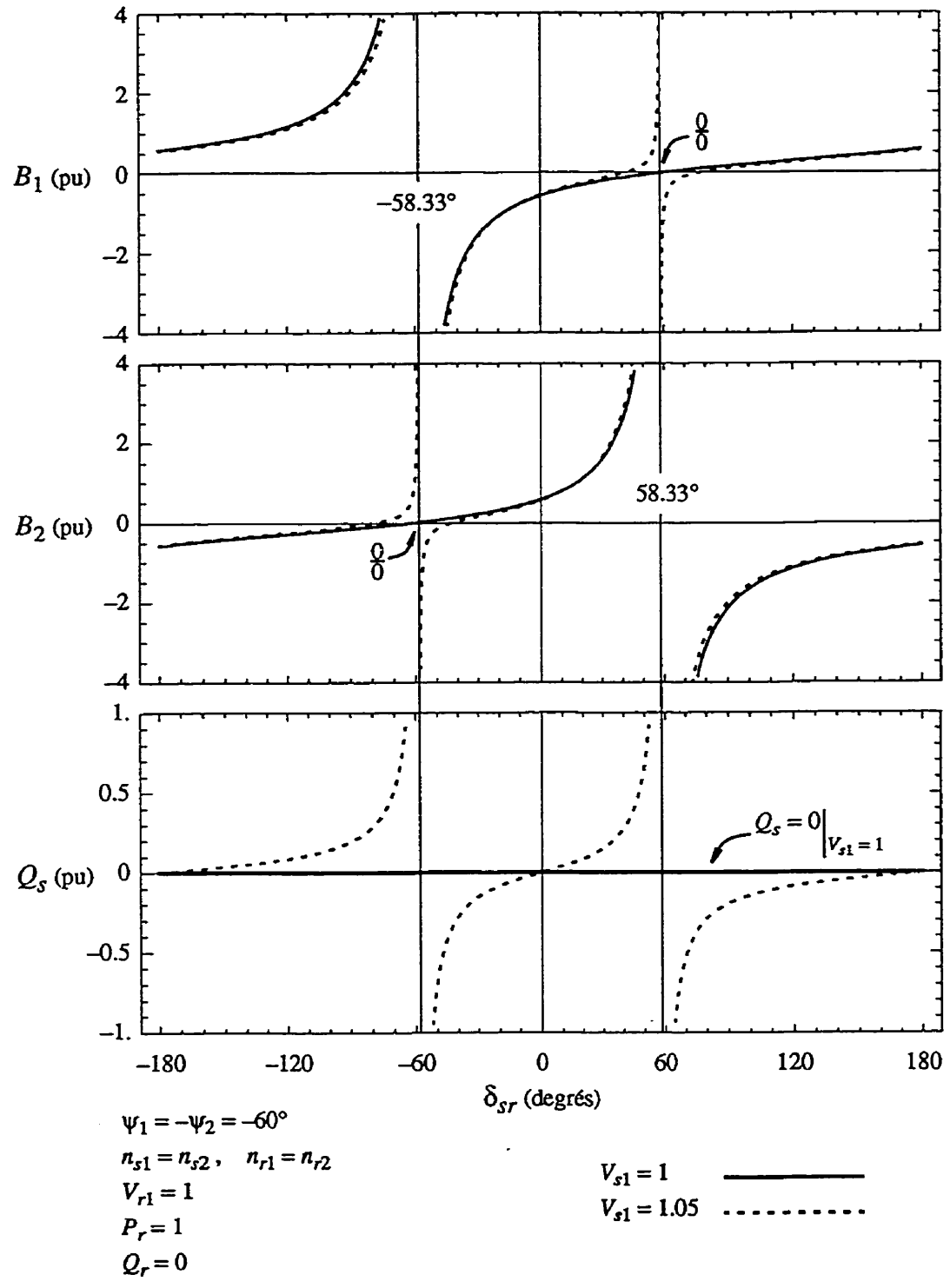


Figure 5.4: Paramètres de réglage d'un RPI 120: commande de P_r et Q_r par variation de susceptance.

La figure 5.4 montre également le comportement de la puissance réactive non commandée Q_s. D'après (3.16), celle-ci est donnée par:

$$Q_s = Q_r + (V_{s1}^2 - V_{r1}^2)(B_1 + B_2) \tag{5.1}$$

Cette relation indique que la puissance réactive Q_s s'écarte d'autant plus de Q_r que les tensions V_{s1} et V_{r1} sont différentes l'une de l'autre. On observe effectivement que $Q_s = Q_r = 0$ lorsque $V_{s1} = V_{r1}$. Lorsque $V_{s1} = 1.05$ pu, la puissance réactive Q_s varie avec l'écart angulaire aux bornes du RPI mais reste quant même à l'intérieur de 11% sur une plage de ±25° centrée à $\delta_{sr} = 0°$.

Compte tenu des plages angulaires de δ_{sr} habituellement rencontrées en réseau, les résultats reproduits ici indiquent qu'un RPI 120 à deux branches ajusté par variation de susceptance permet la commande de P_r et Q_r. La plage de δ_{sr} que peut couvrir ce RPI est d'autant plus large que les réseaux sont forts puisque ceux-ci sont alors peu affectés par des fluctuations de Q_s. Dans le cas d'un RPI 120, a priori, cette plage ne s'aurait dépasser beaucoup ±40° étant donné l'augmentation aysmptotique de la puissance réactive Q_s près de $\delta_{sr} = \pm 60°$.

Par ailleurs, ces résultats montrent qu'en imposant $V_{s1} = V_{r1}$ au moyen d'un réglage par rapport de transformation (B_1 , B_2 et n_1) il est possible de commnader P_r et Q_r tout en maintenant Q_s à des valeurs voisines de celles de Q_r et ce, même lorsque des perturbations de tension viennent transitoirement briser l'égalité $V_{s1} = V_{r1}$. On revient à la sous-section 5.2.5 sur ce type de réglage.

Les RPI de γ_{21} différents se comportent de la même manière. La principale différence réside dans le fait que, plus les ψ_i sont petits, plus les susceptances et la puissance réactive Q_s varient rapidement entre les asymptotes.

5.2.3 Réglage par variation de déphasage

Le comportement des paramètres de réglage d'un RPI ajusté par variation de déphasage est radicalement différent. La figure 5.5, tracée au moyen de (4.41), indique que ce type de RPI pourrait permettre de réaliser une interconnexion asynchrone advenant la disponibilité de transformateur-déphaseur électronique pouvant couvrir ±180°.

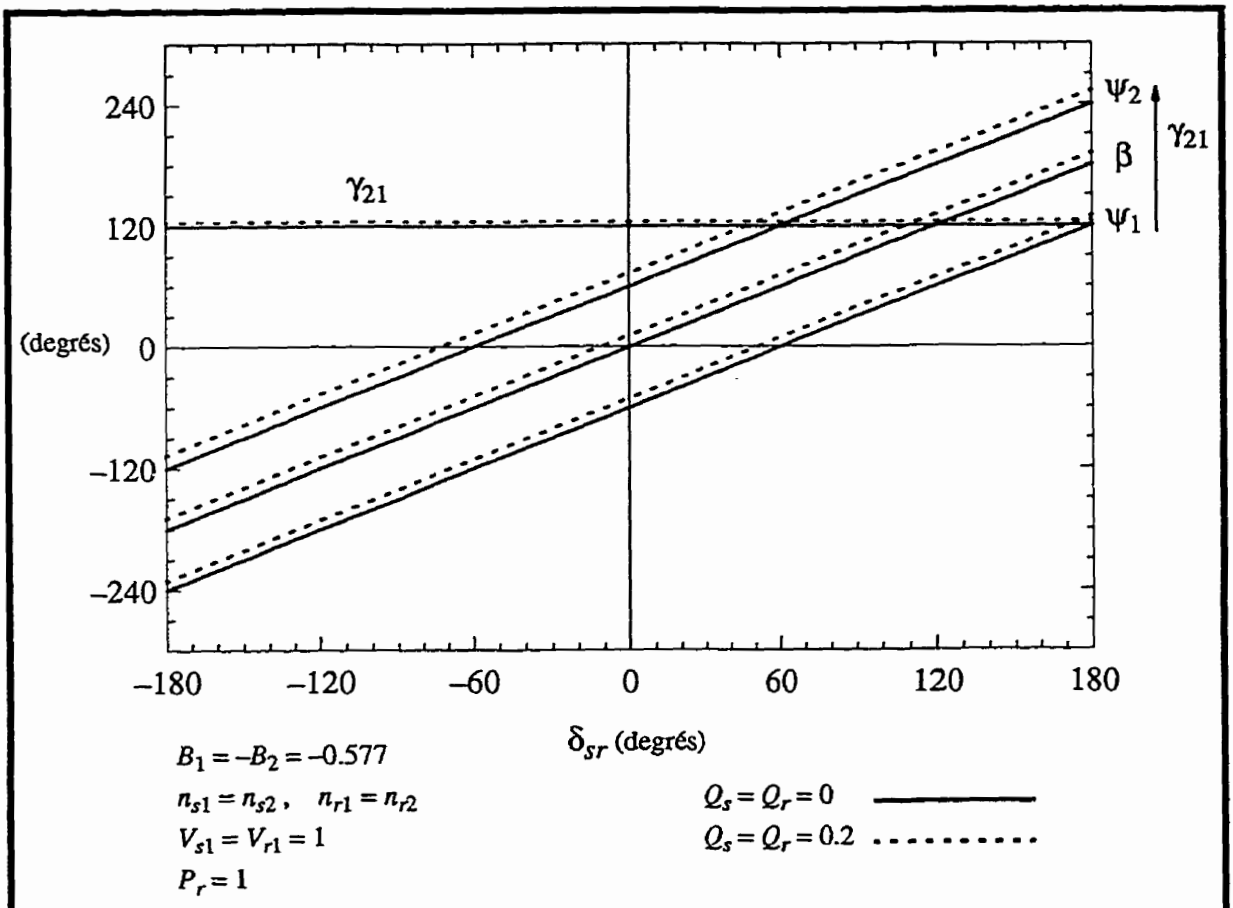


Figure 5.5: Paramètre de réglage du RPI 120: commande de P_r et Q_r par variation de déphasages.

Pour une même puissance transitée, deux niveaux de puissance réactive produites par le RPI sont illustrés. Tel que montré, l'angle γ_{21} est peu affecté par une variation importante de la puissance réactive produite par l'appareil. Conformément à (4.48), cet angle est

principalement lié à la puissance active transitée tandis que l'angle β, le point milieu de la plage angulaire γ_{21}, varie beaucoup avec la puissance réactive de l'appareil.

5.2.4 Réglage par variation de rapport de transformation

D'après (3.15), la commande indépendante des puissances réactives ($Q_s \neq Q_r$) ne dépend ni de δ_{sr}, ni des déphasages internes du RPI. Seuls les rapports de transformation et les susceptances des branches permettent d'agir sur l'écart entre les puissances réactives.

Pour illustrer ceci, la figure 5.6 montre comment les puissances d'un RPI 120 à caractéristiques centrées varient en fonction du rapport de transformation n_{s1}. La différence $Q_r - Q_s$ entre les puissances réactives aux bornes du RPI, définit par (3.15), est également tracée en trait plein. Ces courbes ont été préparées pour deux angles δ_{sr} différents. Les trois autres rapports de transformation n_{s2}, n_{r1} et n_{r2} sont fixes; seul n_{s1} varie.

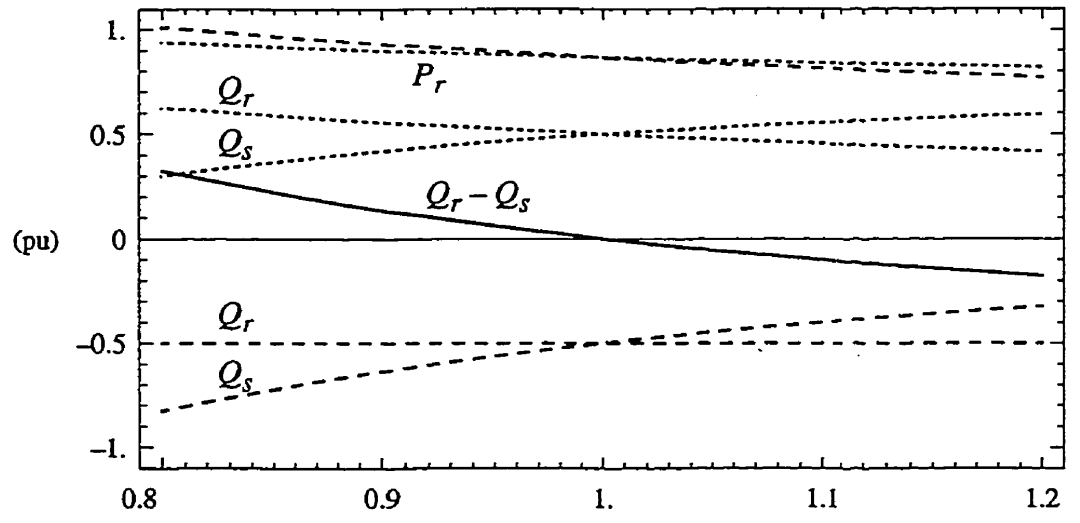


Figure 5.6: Effet du rapport de transformation n_{s1} sur les puissances d'un RPI 120.

On constate que la différence $Q_r - Q_s$ est la même pour les deux angles δ_{sr} utilisés ici; elle n'aurait pas été différente pour d'autres angles δ_{sr}. Cette différence entre les puissances réactives varie rapidement avec n_{s1}. Elle devient nulle à $n_{s1} = 1$.

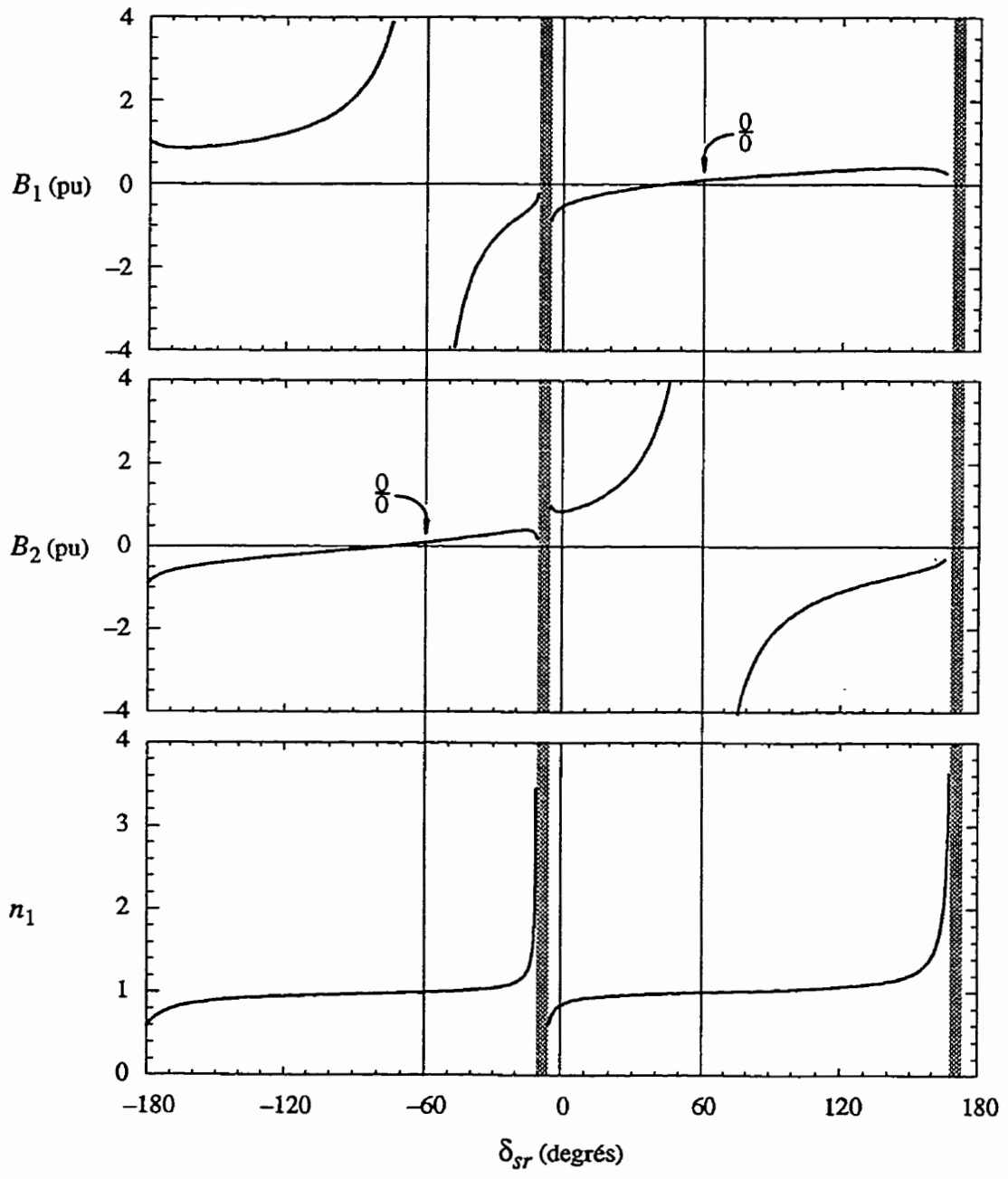
La puissance active est, pour sa part, relativement peu affectée par n_{s1}. Il en va de même pour les puissances réactives qui sont, toutefois, plus sensible à ce paramètre.

Une curiosité apparaît sur ce graphique, la puissance Q_r est constante à $\delta_{sr} = 30°$. En effet, d'après (4.16), avec $\delta_{sr} - \psi_1 = 90°$ le terme $-V_s V_r \cos(\delta_{sr} - \psi_1) / (n_{s1} n_{r1})$ devient insensible à n_{s1} de sorte que Q_r est constant. Pour ajuster Q_r, il suffit de modifier la valeur de n'importe quel autre paramètre de ce RPI.

5.2.5 Réglage par variation de susceptance et de rapport de transformation

On présente ici les caractéristiques des paramètres de réglage B_1, B_2 et n_1 d'un RPI 120 utilisé pour la commande des trois puissances. Ceci, afin de montrer que le réglage par variation de susceptance peut difficilement être envisagé en mode asynchrone si un RPI ne compte que deux branches.

Les paramètres de réglage B_1, B_2 et n_1 sont tracées à la figure 5.7. Ils ont été calculés à l'aide de (4.56) et de (4.34). On observe sur ces caractéristiques deux phénomènes distincts: 1 - l'augmentation asymptotique des susceptances déjà rencontrée à la figure 5.4 et 2 - l'augmentation asymptotique du ratio n_1 de tension. Rappelons que ce ratio permet de représenter commodément l'effet d'une variation des rapports de transformation n_{si} ou n_{ri} puisque, d'après (3.11), $n_i = V_s n_{ri} / (V_r n_{si})$. Tel qu'indiqué sur la figure, on pose $n_{s2} = n_{s1}$ et $n_{r2} = n_{r1}$ de sorte que $n_2 = n_1$.



Commande de P_r, Q_s et Q_r :

$\psi_1 = -\psi_2 = -60°$ $\quad P_r = 1$

$n_{s1} = n_{s2}$ $\quad Q_s = 0.1$

$n_{r1} = n_{r2} = 1$ $\quad Q_r = 0.2$

$V_r = 1$

Figure 5.7: Paramètres de réglage du RPI 120: commande de P_r, Q_s et Q_r par variation de susceptances et de rapports de transformation.

Conformément à (4.58), quelles que soit les puissances désirées ou les tensions aux bornes du RPI, le ratio de tension n_1 ne devient unitaire que lorsque $\delta_{sr} = \pm 60°$. C'est ce qui fait que, d'après (4.33), les asymptotes des susceptances resteront toujours positionnées à $\delta_{sr} = \pm\psi_1$ contrairement à ce qu'on avait pu observer à la figure 5.4. On retrouve donc comme précédemment une indétermination 0/0 qui apparaît lorsque $n_2 = n_1 = V_{s1} / V_{r1} = 1$.

Le ratio de tension n_1 tend aussi vers l'infini de manière asymptotique. Qui plus est, la solution de n_1 conduit à des nombres complexes sur les deux minces plages angulaires hachurées. Ainsi, pour imposer les trois puissances sur ces plages angulaires de largeurs très réduites, il faudrait disposer d'un transformateur-régulateur permettant, en plus, l'ajustement du déphasage.

Il est important de rappeler ici que, conformément à (4.57) et (5.1), n_1 est constant et unitaire tant et ausi longtemps que l'on veut maintenir $Q_s = Q_r$ et ce, quelle que soit la valeur donnée à ces deux puissances réactives. La figure 5.4 présente indirectement un exemple de ceci puisqu'on observe $Q_s = Q_r = 0$ lorsque $V_{s1} = V_{r1}$ ($n_2 = n_1 = 1$). À la figure 5.7, n_1 aurait été constant et unitaire si on avait posé $Q_s = Q_r = 0.1$ par exemple.

On constate à la figure 5.7 qu'en imposant $n_{s2} = n_{s1}$ et $n_{r2} = n_{r1}$, il est difficile au voisinage des deux plages angulaires hachurées de forcer Q_s différent de Q_r. Ainsi, une commande souple et indépendante des deux puissances réactives n'est alors possible qu'en procédant tel que décrit à la sous-section 5.2.4, c'est-à-dire en ajustant indépendamment l'un de l'autre les rapports de transformation de chacune des branches. Il est alors possible de commander les trois puissances sur une plage de δ_{sr} de ±30° sans que n_{s1} s'éloigne trop de un.

Les variations importantes des susceptances et du ratio de tension constituent des obstacles majeurs à l'utilisation des RPI à deux branches en mode asynchrone. Pour reproduire de grandes variations de susceptance, il faut disposer de plusieurs sous-éléments réactifs,

en série ou en parallèle, commandés par des interrupteurs électroniques ce qui très rapidement augmente l'encombrement de tout l'appareil. Par ailleurs, des ratios de tension $n_1 = 0$ ou $n_1 = \infty$ ne sont probablement pas réalisables en pratique parce que les plages de variation des transformateurs de puissance ne dépassent guère ±20%. Pour obtenir une plage de variation de n_1 qui soit la plus grande possible, il faut varier simultanément les tensions V_{s1} et V_{s2} , d'une part, et les tensions V_{r1} et V_{r2} , d'autre part, ce qui implique d'installer un transformateur avec changeur de prises de chaque côté des éléments réactifs.

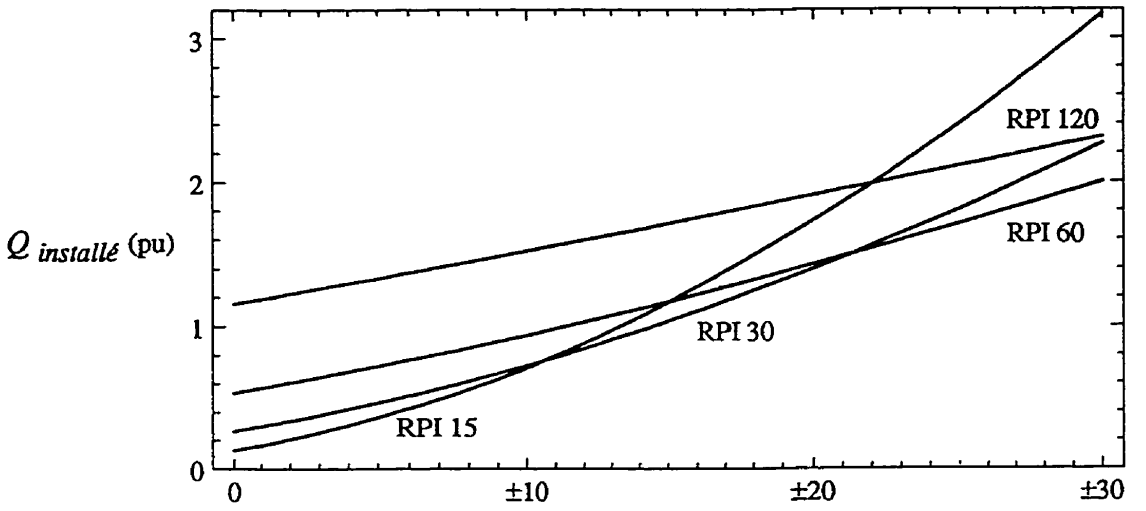
Mentionnons en dernier lieu que la condition (4.33) montre que, comme dans le cas présent où $n_2 = n_1$ et $\psi_2 = -\psi_1$, les augmentations asymptotiques des susceptances peuvent être évitées à condition que le ratio de tension n_1 soit plus grand que $1 / \cos\psi_1$. Cependant, conformément à (3.16), $n_1 \neq 1$ implique $Q_s \neq Q_r$ et plus n_1 est différent de un et plus Q_s et Q_r sont différents l'un de l'autre. Ainsi, pour le RPI 30 par exemple, il suffit d'avoir $n_1 > 1.035$ pour faire disparaître les augmentations asymptotiques des susceptances. Cependant, même un $n_1 = 1.05$ (très voisin de 1.035) conduit à des écarts entre Q_s et Q_r imcompatibles avec la bonne marche d'un réseau. En pratique, il ne semble donc pas possible de pouvoir contourner les augmentations asymptotiques des susceptances.

En conséquence, les RPI à deux branches ajustés par variation de susceptance peuvent difficilement être envisagés pour un fonctionnement en mode asynchrone.

5.2.6 Puissance réactive installée

On a déjà mentionné, section 2.4, que l'angle γ_{21} est un indicateur du volume de puissance réactive qui doit être installé pour permettre le transit de puissance active. Pour illustrer ceci, la figure 5.8 montre de quelle manière la puissance réactive installée varie en fonction de l'angle γ_{21} de même qu'en fonction de la largeur de la plage de δ_{sr} à couvrir. Tel qu'indiqué par leur nom, ces RPI ont un angle γ_{21} de 15°, 30°, 60° et 120° suivant le cas. Les RPI sont à caractéristiques centrées de puissance. Les paramètres des RPI sont main-

tenues à des valeurs constantes, calculées pour obtenir $P_r = 1$ à $\delta_{sr} = 0°$. Ces courbes représentent donc aussi bien les RPI ajustés par variation de susceptance que par variation de déphasage puisque, dans un cas comme dans l'autre, les paramètres des appareils sont les mêmes à pleine puissance.



Susceptances variables: $B_1 = -B_2$

$\Psi_1 = -\Psi_2$

$n_{s1} = n_{s2}$, $n_{r1} = n_{r2}$

$V_{s1} = V_{r1} = 1$

Figure 5.8: Puissance réactive installée de RPI à deux branches en fonction de la largeur de la plage angulaire de δ_{sr}.

La puissance réactive installée est égale à la somme des valeurs absolues des puissances réactives maximales, produites ou consommées, par les éléments réactifs. Ces puissances réactives maximales se produisent à $\delta_{sr\,max}$ pour l'inductance et $\delta_{sr\,min}$ pour le condensateur. De plus, si l'on pose que la plage angulaire de δ_{sr} est centrée à 0°, $\delta_{sr\,max} = -\delta_{sr\,min}$ et la puissance réactive installée totale est alors donnée par:

$$Q_{installée} = 8|B_1| \sin^2\left(\frac{\delta_{sr\,max} - \Psi_1}{2}\right)\Bigg|_{V_s = V_r = 1} \tag{5.2}$$

On constate que la puissance réactive installée est minimale lorsque la largeur de la plage angulaire à couvrir est nulle. En ce point les RPI travaillent à facteur de puissance unitaire. D'un RPI à l'autre, plus l'angle γ_{21} augmente, plus la puissance réactive installée augmente. Tel qu'indiqué à la section 2.4, ceci tient au fait que la composante réactive des courants de branche augmente avec l'angle γ_{21} .

Lorsque la largeur de la plage de δ_{sr} augmente, les tensions augmentant aux bornes des éléments réactifs, la puissance réactive installée augmente aussi. Plus l'angle γ_{21} est petit, plus rapide est cette augmentation avec la largeur de la plage de δ_{sr} . Ceci s'explique par le fait que, tel qu'indiqué au tableau 4.4, les susceptances d'un RPI à petit γ_{21} sont beaucoup plus grandes que celles d'un RPI à large γ_{21} .

Si l'on considère que la puissance active n'a baissé que de 9% à $\delta_{sr} = \pm 25°$, on peut dire que toutes ces courbes ont été tracées à puissance active à peu près constante. Il ressort donc qu'il est très pénalisant d'utiliser un RPI dont l'écart angulaire γ_{21} est trop petit ou décentré par rapport à la plage de δ_{sr} à couvrir.

Ainsi, le choix des déphasages internes utilisés par une topologie impose une puissance réactive installée minimale qui prévaut lorsque le RPI fonctionne à facteur de puissance unitaire. Cette puissance est majorée en fonction des variations extrêmes de l'angle δ_{sr} autour de ce point de fonctionnement pour donner la puissance réactive effectivement installée.

RPI 240 vs RPI 120

Les schémas de phaseurs des RPI 240 et 120, figures 2.1 et 2.3, illustrent bien comment l'efficacité d'un RPI augmente lorsque l'angle γ_{21} diminue. Ces deux RPI produisent le même courant de ligne $\underline{I}_r$ avec des susceptances conjuguées ($B_1 = -B_2$) de mêmes valeurs (tableau 4.4). Toutefois, lorsque $\delta_{sr} = 0°$, les courants de branche de même que les ten-

sions aux bornes des branches du RPI 120 sont $\sqrt{3}$ fois plus petits que pour le RPI 240. Les puissances réactives des éléments séries sont donc trois fois plus petites dans le cas du RPI 120. Pour cette raison, lorsque l'angle δ_{sr} est limité à une plage restreinte et centrée autour de 0°, le coût du transformateur du RPI 120 est plus que compensé par la réduction de la puissance réactive installée.

Le RPI 240 est un appareil simple mais qui nécessite beaucoup de puissance réactive installée. De plus, la tension très élevée aux bornes des inductances complique la réalisation de ces dernières. Déjà à 120 kV, celles-ci ne peuvent être réalisées dans l'air, il faut les isoler dans l'huile. De fait, les RPI synchrones qui présentent un potentiel économique intéressant ont pratiquement toujours un angle γ_{21} plus petit que 90°.

Circulation de puissance active

Pour ce qui est de la circulation de puissance active, on peut diviser les RPI à deux branches en deux groupes. Ceux dont l'angle γ_{21} est plus petit ou égal à 180°, figures 2.2 à 2.5, et ceux dont l'angle γ_{21} est plus grand ou égal à 180°, comme le RPI 240 de la figure 2.1. Dans le premier cas, lorsque l'angle δ_{sr} s'écarte de 0° jusqu'au point où l'une des tensions $\underline{V}_{s1}$ ou $\underline{V}_{s2}$ devient en phase avec la tension $\underline{V}_{rA}$, l'amplitude du phaseur de courant de la branche correspondante diminue et s'annule puis, la phase pivote de 180°. Cette branche se met alors à transiter de la puissance active en sens inverse de l'autre. Pour ces RPI, la plage de δ_{sr} permettant de fonctionner sans inversion de la puissance active est égale à la plage angulaire γ_{21} . Dans le cas des RPI du second groupe, on constate que le phaseur de courant d'une des branches devient perpendiculaire à $\underline{V}_{rA}$ bien avant que $\underline{V}_{s1}$ ou $\underline{V}_{s2}$ ne soit en phase avec $\underline{V}_{rA}$. Au-delà de ce point, l'orientation du phaseur de courant fait qu'il y a circulation de puissance active entre les branches. Pour ces RPI, la plage de δ_{sr} sans circulation de puissance active est égale à $2\pi-\gamma_{21}$. Ainsi, la plus large plage angulaire γ_{21} permettant de travailler sans circulation de puissance active entre les branches vaut 180°: les caractéristiques de puissance active des branches sont alors en phase.

Dans le cas des RPI dont l'angle γ_{21} est plus petit ou égal à 180°, on évite toute circulation de puissance active entre branches en s'assurant que la tension $\underline{V}_{rA}$ demeure à l'intérieur de la plage angulaire délimitée par γ_{21} .

Contrainte en court-circuit

Par ailleurs, il est important de souligner qu'on choisit pratiquement toujours un angle γ_{21} supérieur à 30° puisque, de toute manière, la tenue en tension des éléments réactifs ne peut être très en deçà de la tension phase-terre du réseau qui se retrouve inévitablement appliquée à leurs bornes au moment d'un court-circuit.

5.2.7 Découplage des tensions

Lorsqu'un RPI est en mode gyrateur et qu'il est raccordé entre deux sources de tension infinies, une variation de tension d'un côté se traduit de l'autre côté par une variation de courant sans que la tension ne soit affectée. Le RPI agit alors comme un découpleur de tension. Cependant, si les sources ne sont pas infinies, cet effet ne peut être préservé intégralement. La variation de tension d'un côté du RPI occasionne alors de l'autre côté une variation de la tension aux bornes de l'impédance Thévenin du réseau ce qui, conséquemment, produit une variation de la tension appliquée au RPI.

Cette sous-section indique quelles doivent être les impédances Thévenin, ou de manière équivalente, quelles doivent être les niveaux de court-circuit présentés au RPI, pour que l'effet découpleur de tension soit maintenu. Pour illustrer ceci, le RPI est installé, tel que montré à la figure 5.9, en série du côté S avec une ligne de transport. On se propose de montrer l'effet d'une variation de la tension V_r sur la tension V_s en fonction de la longueur de la ligne et pour différents angles δ imposés par la source $\underline{V}_S$.

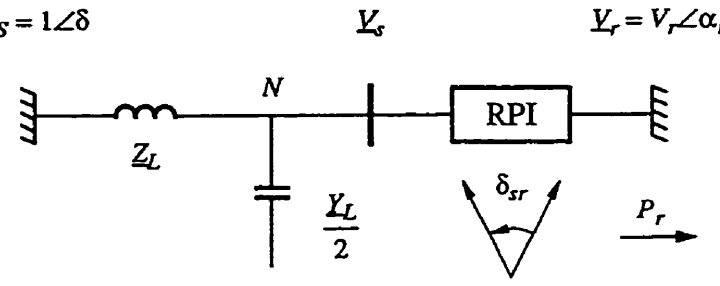


Figure 5.9: Réseau simplifié utilisé pour l'étude du découplage des tensions.

A l'aide du modèle équivalent avec sources de courant, la somme des courants au noeud N prend la forme suivante:

$$\frac{\underline{V}_S - \underline{V}_s}{\underline{Z}_L} - \frac{\underline{V}_s \underline{Y}_L}{2} = \underline{Y}_{sr}\underline{V}_r + \underline{Y}_{ss}\underline{V}_s \tag{5.3}$$

ce qui permet de calculer directement la tension à cette barre en fonction des paramètres du réseau et du RPI:

$$\underline{V}_s = \frac{\frac{\underline{V}_S}{\underline{Z}_L} - \underline{Y}_{sr}\underline{V}_r}{\underline{Y}_{ss} + \frac{\underline{Y}_L}{2} + \frac{1}{\underline{Z}_L}} \tag{5.4}$$

Pour cet exercice, on suppose que le RPI est à susceptances conjuguées ($B_1 = -B_2$) et que $n_{si} = n_{ri} = 1$. On trouve, d'après (3.27),

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{ss} &= 0 \\ \underline{Y}_{sr} &= jB_1(e^{j\psi_2} - e^{j\psi_1}) \end{aligned} \tag{5.5}$$

De plus, on assume arbitrairement que les paramètres du RPI sont calculés lorsqu'il opère à tensions V_{s1} et V_{r1} nominales et à facteur de puissance unitaire ($\delta_{sr} = \beta$). Ainsi, d'après (3.19), $\delta_1 = -\delta_2$ et la première équation de (4.16) devient:

$$P_r = -2B_1 V_{s1\,nom} V_{r1\,nom} \sin\delta_1 \tag{5.6}$$

En substituant $\psi_1 = \beta - \delta_1$ et $\psi_2 = \beta + \delta_1$ dans (5.5) on trouve:

$$\underline{Y}_{sr} = -2B_1 \sin\delta_1 e^{j\beta} = \frac{P_r}{V_{s1\ nom} V_{r1\ nom}} e^{j\beta} \tag{5.7}$$

Afin de présenter le comportement de V_s d'une manière générale, il est intéressant de normaliser (5.4) suivant les paramètres de la ligne. Puis, pour différents angles δ, on trace des familles de tension V_s, paramètrées suivant la tension V_r, en fonction du niveau de court-circuit vue par le RPI du côté S.

Ainsi, en posant:

$$S_{3\phi\ base} = P_N \qquad V_{base} = V_L \qquad Z_{base} = Z_c \tag{5.8}$$

où P_N est la puissance naturelle de la ligne et Z_C son impédance caractéristique, on obtient alors pour une ligne sans perte:

$$\underline{Z}_{L\,pu} = \underline{Y}_{L\,pu} = jX_{L\,pu} \qquad S_{cc\,S\,pu} = \frac{1}{X_{L\,pu}} \tag{5.9}$$

où $S_{cc\ S\ pu}$ est la puissance de court-circuit en pu vu par le RPI du côté S. Puisque $V_{s1\ nom} = V_{r1\ nom} = 1$, la tension $\underline{V}_s$ devient finalement:

$$V_s e^{j(\delta_{sr} + \alpha_r)} = \frac{\underline{V}_S S_{cc\,S} - j\rho e^{j(\beta + \alpha_r)}}{S_{cc\,S} - \frac{1}{2S_{cc\,S}}} \tag{5.10}$$

où:

$$\rho = \frac{P_{r\,nom} V_r}{P_N} \tag{5.11}$$

Étant donné les hypothèses qui ont été faites, (5.10) permet de décrire le comportement des RPI ajustés par variation de susceptance ou de déphasage et caractéristiques centrées ou décentrées .

La figure 5.10 est tracée pour un RPI 30M15 raccordé à une ligne sans perte. Elle présente la tension V_s en fonction de la puissance de court-circuit du côté S, ce qui revient également à dire, en fonction de la longueur de la ligne.

Le paramètre ρ tient compte à la fois de la tension V_r et du niveau de charge de la ligne exprimé par le ratio $P_{r\,nom} / P_N$. Ainsi:

- pour un niveau de charge donné, ρ indique la variation de la tension V_r ;
- pour un tension V_r donnée, ρ indique la variation du niveau de charge de la ligne;

Le paramètre ρ peut également rendre compte de toutes combinaisons de tension V_r et de niveaux de charge; il varie de 0 à 200%.

La figure 5.10 montre:

- que pour des niveaux de court-circuit $S_{cc\,S} > 10$, une variation de 100% (0.5 à 1.5 p.u) de la tension V_r produit une variation de, tout au plus, 2.2% (0.97 à 0.992) de la tension V_s ; cette variation survient à $\delta = 10°$;
- que pour $S_{cc\,S} < 5$, la tension V_s devient sensible au paramètre ρ ce qui indique que le couplage entre les tensions n'est plus négligeable;
- que pour une ligne donnée, le niveau de couplage entre les tensions dépend de l'angle δ imposé par le réseau et du niveau de transit de la ligne;
- que d'ajouter de la compensation série à une ligne en conjoncture avec l'installation d'un RPI permet d'augmenter $S_{cc\,S}$ et de réduire le couplage des tensions i.e. de réduire la nécessité d'installer trois degrés de liberté dans le RPI pour maintenir les tensions à l'intérieur de limites acceptables pour le réseau.

Les lieux à $(\delta_{sr} + \alpha_r)$ constant sont tracés en pointillé lorsque c'est possible de les rendre de manière lisible.

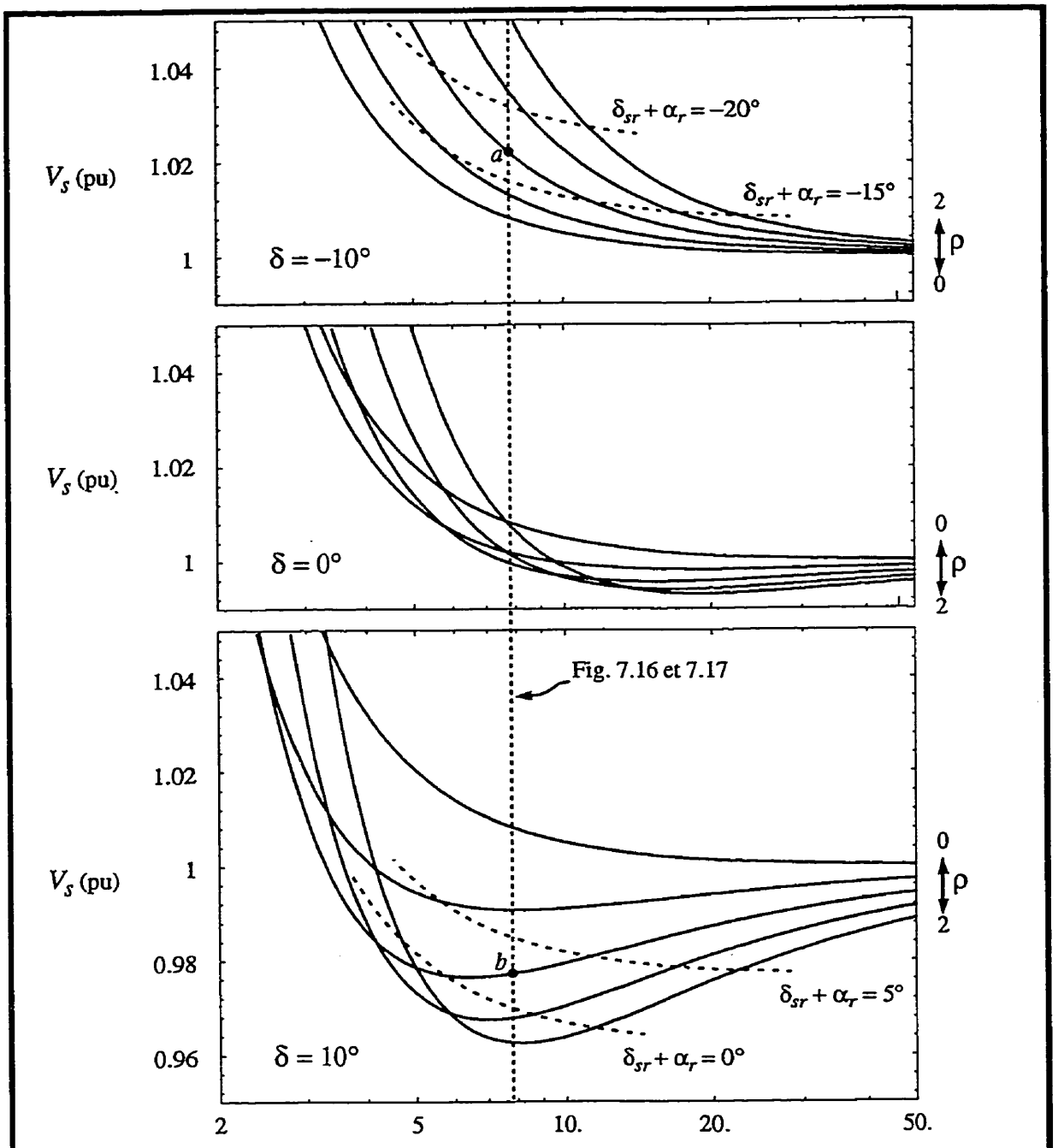


Figure 5.10: Comportement de la tension V_s en fonction du niveau de court-circuit $S_{CC\,S}$ pour différents δ et différents $\rho = \{0, 0.5, 1.0, 1.5, 2.0\}$.

Les deux premières observations ci-dessus indiquent que les résultats obtenus avec le RPI raccordé du côté R à un réseau infini peuvent être extrapolés pour le cas où le réseau R n'est pas infini en autant que $S_{cc\,R} > 5$. En effet, d'après la première observation, une variation importante de 10% de la tension V_r devrait se traduire par une variation de V_s inférieure à 0.3% si le RPI est raccordé entre deux réseaux forts. Cette extrapolation pour le cas où le réseau R n'est pas infini est d'ailleurs illustrés au moyen de la droite verticale en pointillé. Celle-ci permet de relier les résultats présentés ici avec ceux tracés aux figures 7.16 et 7.17 où le même type de RPI est, cette fois, raccordé entre deux sections de ligne tel que montré à la figure 7.13. Cette droite en pointillé indique le point de fonctionnement pour lequel les deux ensembles de résultats peuvent être comparés. Dans ce cas, $S_{cc\,S} = 7.8$, $P_r = P_N$ et $V_r \approx 1$. Ce qui donne $\rho \approx 1$ et $\alpha_r = \sin(1/S_{cc\,R})^{-1} \approx 7.5$ ° puisque dans cet exemple $S_{cc\,S} = S_{cc\,R}$. Les repères a et b le long de cette droite correspondent assez fidèlement avec ceux reportés aux figures 7.16 et 7.17 qui ont été produites par calcul d'écoulement de puissance.

On peut tirer une conclusion générale quant à la longueur que doit avoir la ligne de transport pour que $S_{cc\,S} \geq 5$. En effet, la vitesse de propagation v et l'impédance caractéristique Z_c d'une ligne sans perte sont données par:

$$v = \frac{1}{\sqrt{l_L c_L}} \qquad Z_c = \sqrt{\frac{l_L}{c_L}} \tag{5.12}$$

où l_L et c_L sont l'inductance et la capacité de la ligne par unité de longueur. De plus, la longueur d d'une ligne de moins de 200 km peut être évaluée approximativement comme suit:

$$d \approx \frac{X_L}{\omega l_L} \tag{5.13}$$

Ainsi, puisque:

$$S_{cc\,S\,pu} = \frac{1}{X_{L\,pu}} = \frac{Z_c}{X_L} \tag{5.14}$$

on trouve:

$$d \approx \frac{v}{\omega S_{cc\,S\,pu}} \tag{5.15}$$

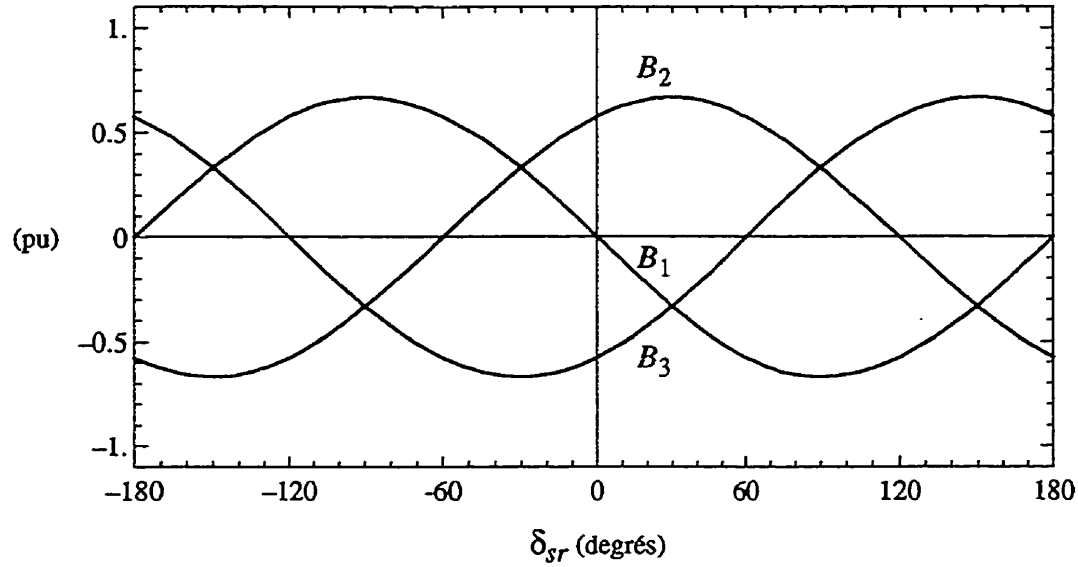
Si on surestime la vitesse de propagation de la ligne en la posant égale à celle de la lumière, on trouve finalement qu'une ligne, quel que soit son niveau de tension, doit avoir moins de 159 km pour que $S_{cc\,S} \geq 5$. La contrainte imposée sur la longeur d de la ligne pour que (5.13) soit valide est donc respectée.

5.3 RPI à trois branches

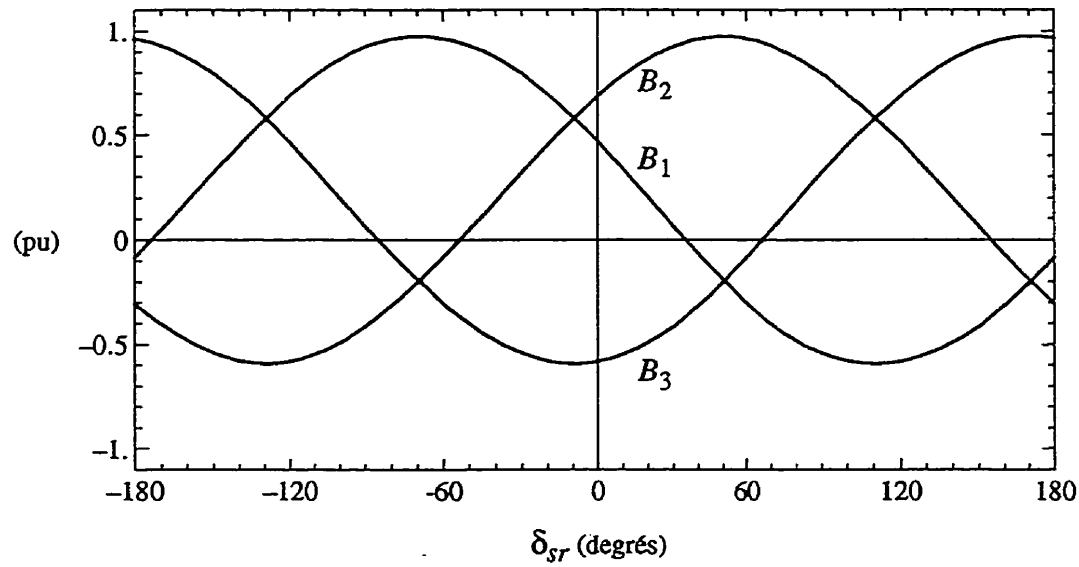
Les paramètres de réglage du RPI asynchrone à trois branches de la figure 2.7 sont tracés à la figure 5.11 en fonction de l'angle δ_{sr} suivant l'une ou l'autre des équations (4.63) et (4.64). Deux cas sont présentés pour illustrer comment varie les susceptances lorsque l'appareil impose $Q_s = Q_r$ ou lorsqu'il commande les puissances réactives indépendamment l'une de l'autre. Il est à remarqué que dans le deuxième cas, les rapports de transformation n_{s1} et n_{s2} ne sont pas unitaires puisqu'autrement, V_{si} est égal V_{ri}, et il n'est alors pas possible d'imposer Q_s différent de Q_r.

Lorsque $Q_s = Q_r$, la somme des susceptances est nulle et le RPI se comporte comme un gyrateur. Pour imposer Q_s différent de Q_r le mode gyrateur ne peut toutefois être maintenue intégralement.

Les susceptances des éléments réactifs de ce RPI à trois branches ajusté par variation de susceptance sont maintenant bornées contrairement à ce que l'on a présenté précédemment pour les RPI à deux branches ajustés par variation de susceptance. Ce RPI a été validé au TNA de l'IREQ (Gavrilovic, Roberge, Pelletier et Soumagne, 1987).

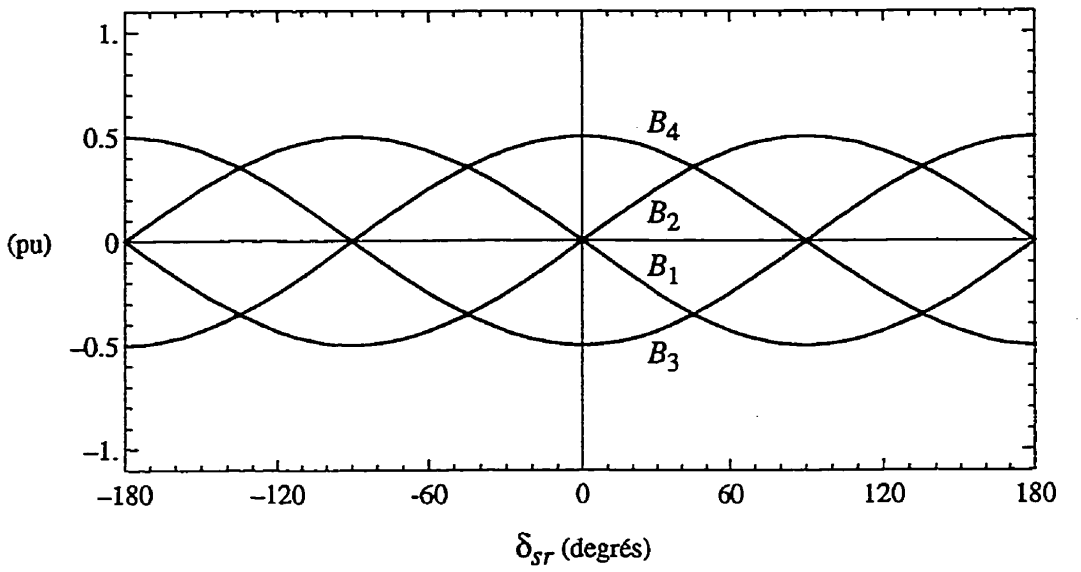


Commande de P_r et $Q_s = Q_r$: $n_{s1} = n_{s2} = 1$ $P_r = 1$
$n_{r1} = n_{r2} = 1$ $Q_s = 0$
$V_s = V_r = 1$ $Q_r = 0$

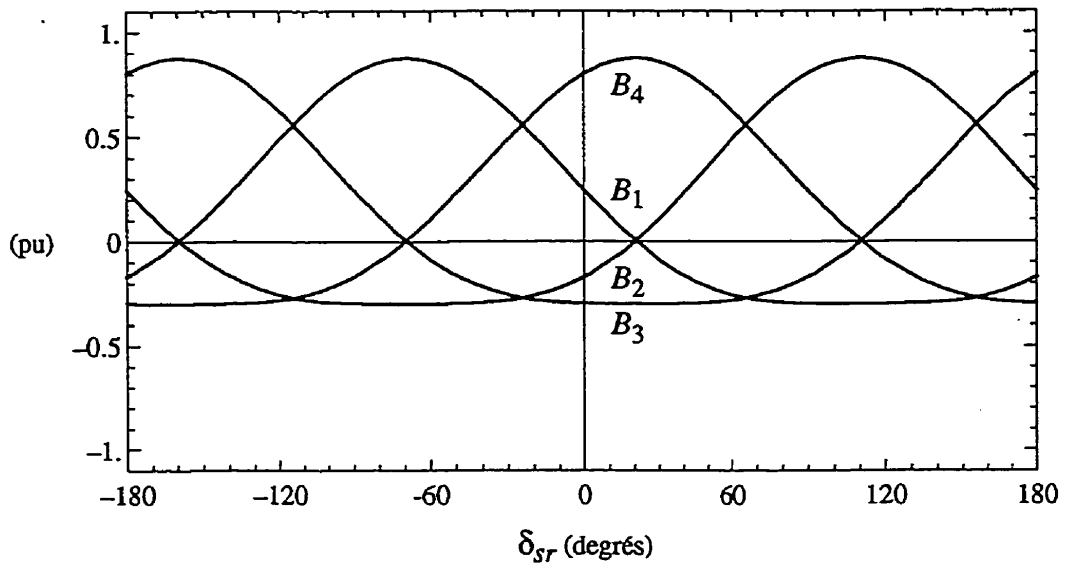


Commande de P_r , Q_s et Q_r : $n_{s1} = n_{s2} = 1.1$ $P_r = 1$
$n_{r1} = n_{r2} = 1$ $Q_s = 0.1$
$V_s = V_r = 1$ $Q_r = 0.2$

Figure 5.11: Paramètres de réglage du RPI à trois branches.



Commande de P_r et $Q_s = Q_r$: $n_{s1} = n_{s2} = 1$, $P_r = 1$; $n_{r1} = n_{r2} = 1$, $Q_s = 0$; $V_s = V_r = 1$, $Q_r = 0$



Commande de P_r, Q_s et Q_r : $n_{s1} = n_{s2} = 1.1$, $P_r = 1$; $n_{r1} = n_{r2} = 1$, $Q_s = 0.1$; $V_s = V_r = 1$, $Q_r = 0.2$

Figure 5.12: Paramètres de réglage du RPI à quatre branches.

5.4 RPI à quatre branches

De manière similaire au RPI à trois branches, les paramètres de réglage du RPI asynchrone à quatre branches des figures 2.8 et 2.9 sont tracées à la figure 5.12 en fonction de l'angle δ_{sr} suivant (4.71). Les mêmes observations que celles faites précédemment peuvent être formulées pour ce RPI. Tel que souhaité, les susceptances B_1 et B_2 , d'une part, et B_3 et B_4 d'autre part, sont de signe contraire ce qui permet l'utilisation d'une seule inductance et d'un seul condensateur par paire de branches.

5.5 Conclusion

Les caractéristiques présentées ont permis d'illustrer certains aspects fondamentaux du comportement des RPI à deux branches.

Ainsi, on constate que le réglage par variation de susceptance ne permet pas aux RPI à deux branches de fonctionner en mode asynchrone étant donné les variations importantes des susceptances. Par contre, le réglage par variation de déphasage pourrait leur permettre de travailler en mode asynchrone advenant que des transformateurs-déphaseurs électroniques pouvant couvrir $\pm 180°$ deviennent disponibles.

On a montré que les caractéristiques décentrées de puissance présentent un déplacement du lieu à facteur de puissance unitaire. Tel que montré aux chapitres 7 et 8, il s'agit d'un comportement bien adapté à la nature même des réseaux dont on peut tirer parti pour réduire au minimum les dimensions des RPI.

On a vu que la plage angulaire γ_{21} du RPI doit être plus large que la plage de δ_{sr} à couvrir et centrée par rapport à celle-ci pour minimiser les dimensions du RPI.

Toujours pour les RPI à deux branches, on a finalement montré que le niveau de court-circuit des réseaux doit être cinq fois plus grand que la puissance du RPI pour obtenir l'effet découpleur de tension lorsque δ est à l'intérieur de $\pm 10°$.

Les paramètres de réglage des RPI à trois et quatre branches ajustés par variation de susceptance ont également été présentés pour deux modes de fonctionnement. On a pu constater que, contrairement aux RPI à deux branches ajustés de la même manière, les susceptances ne tendent pas vers l'infini.

Mentionnons que ces variations bornées des susceptances sont tout à fait compatibles avec la plage de réglage offerte par un TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*) (Christl, Hedin, Sadek, Lutzelberger, Krause, Mckenna, Montoya, et Torgerson, 1992). Il pourrait donc être intéressant de revoir la conception des RPI asynchrones au moyen de cette technologie qui fut mise à l'essai pour la première fois au poste Kayenta en 1992.

CHAPITRE 6
AIRE DE FONCTIONNEMENT *Q-P*

6.1 Introduction

Les aires de fonctionnement *Q-P* permettent de visualiser le comportement des RPI à deux branches en fonction des tensions et de l'angle à leurs à bornes. Dans ce chapitre, on les utilise pour montrer[1]:

- l'ensemble des points d'opération que peut offrir un RPI tout en respectant ses limites d'appareillage;
- les différences qui existent entre les modes de réglage par variation de susceptance, de déphasage et de rapport de transformation;
- les conditions entraînant la perte d'un degré de liberté.

Le chapitre débute de manière générale en abordant l'espace des puissances. Cette vision tri-dimensionnelle, bien qu'intéressante, ne s'adresse qu'à des applications particulières où les puissances réactives de part et d'autre des RPI sont très différentes. Ceci est rarement le cas en pratique, aussi, on ne fait qu'ébaucher ce qu'est l'espace des puissances pour passer rapidement aux aires de fonctionnement.

6.2 Espace des puissances

Les équations (3.7) sont réécrites ici en remplaçant l'admittance $\underline{Y}$ par la susceptance jB_i, laquelle est raccordée aux tensions $\underline{V}_{si}$ et $\underline{V}_{ri}$:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{si} &= -jB_i V_{si} V_{ri} e^{j\delta_i} + jB_i V_{si}^2 \\ \underline{S}_{ri} &= -jB_i V_{si} V_{ri} e^{-j\delta_i} + jB_i V_{ri}^2 \end{aligned} \tag{6.1}$$

1. Les aires de fonctionnement permettent aussi d'illustrer comment les exigences d'un cahier des charges peuvent influencer la taille d'un RPI (Brochu, Beauregard, Renborg et Pelletier, 1991).

Conformément aux équations (4.13) et (4.14), le vecteur puissance $\tilde{S}_i$ associé à la branche i est représenté dans l'espace des puissances P_r-Q_s-Q_r de la figure 6.1 pour le cas où $V_{si} = V_{ri}$, l'angle $\delta_i = -105°$ et la susceptance B_i est capacitive. Rappelons que cette représentation en trois dimensions est possible parce que les pertes de la branche sont négligées. Autrement, il faudrait recourrir à un espace à quatre dimensions difficilement visualisable.

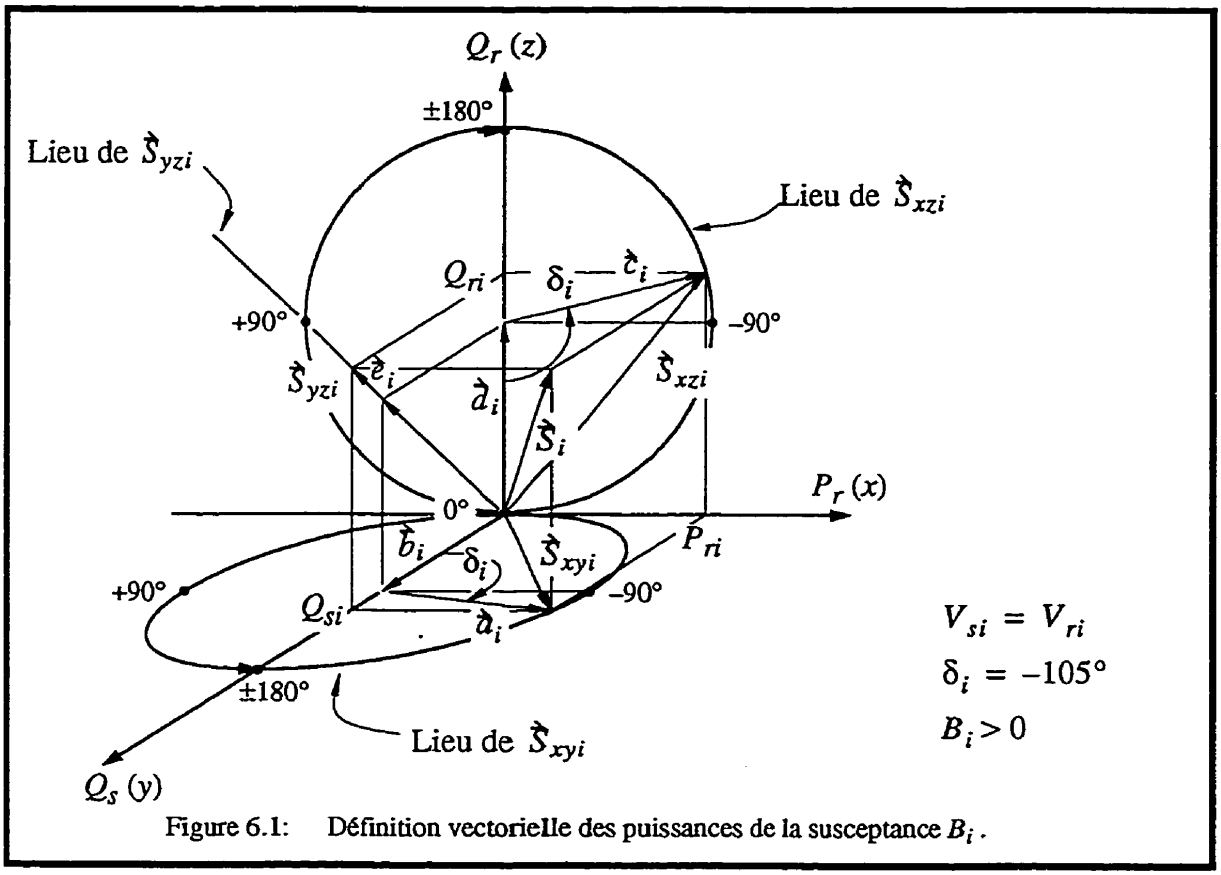


Figure 6.1: Définition vectorielle des puissances de la susceptance B_i .

Cette figure montre également les projections $\tilde{S}_{xyi}$, $\tilde{S}_{xzi}$ et $\tilde{S}_{yzi}$ de $\tilde{S}_i$ lesquelles sont, décomposées en cinq vecteurs de la manière suivante:

$$\begin{aligned} \tilde{S}_{xyi} &= \tilde{a}_i + \tilde{b}_i \\ \tilde{S}_{xzi} &= \tilde{c}_i + \tilde{d}_i \\ \tilde{S}_{yzi} &= \tilde{b}_i + \tilde{d}_i + \tilde{e}_i \end{aligned} \qquad (6.2)$$

où:

$$\begin{aligned}
\vec{a}_i &= -B_i V_{si} V_{ri}(\sin(\delta_i)\vec{x} + \cos(\delta_i)\vec{y}) \\
\vec{b}_i &= B_i V_{si}^2 \vec{y} \\
\vec{c}_i &= -B_i V_{si} V_{ri}(\sin(\delta_i)\vec{x} + \cos(\delta_i)\vec{z}) \\
\vec{d}_i &= B_i V_{ri}^2 \vec{z} \\
\vec{e}_i &= -B_i V_{si} V_{ri}\cos(\delta_i)(\vec{y} + \vec{z})
\end{aligned} \tag{6.3}$$

Il ressort donc que:

- la valeur de la susceptance B_i règle la longueur de tous les vecteurs;
- les vecteurs $\vec{S}_{xyi}$ et $\vec{S}_{xzi}$ se déplacent en fonction de δ_i en suivant les lieux gradués en degrés et tracés dans les plans P_r-Q_r et P_r-Q_s respectivement;
- le vecteur $\vec{S}_{yzi}$ conserve son orientation quel que soit δ_i conformément à (3.15).

Lorsque plusieurs branches sont utilisées en parallèle, le vecteur représentant la puissance totale de l'appareil est donné par:

$$\vec{S} = \sum_1^n \vec{S}_i = P_r\vec{x} + Q_s\vec{y} + Q_r\vec{z} \tag{6.4}$$

Cette représentation tri-dimensionnelle est intéressante lorsque les puissances réactives Q_s et Q_r sont très différentes l'une de l'autre. Il est alors possible de délimiter dans l'espace des puissances un volume à l'intérieur duquel se trouve tous les points de fonctionnement du RPI. Plus ce volume est grand, plus grandes sont les possibilités de réglage de l'appareil et plus imposant est le volume de l'équipement à installer. Cette représentation permet aussi de visualiser l'évolution de la capacité de réglage du RPI lors de variations des paramètres du RPI ou bien de variations des tensions ou de l'angle à ses bornes. Le volume de fonctionnement se transforme suivant les conditions d'exploitation et son aplatissement indique la perte d'un degré de liberté.

Cependant, puisque la plupart du temps les puissances réactives Q_s et Q_r sont relativement voisines l'une de l'autre, il est beaucoup plus simple de limiter l'analyse des RPI à deux plans et d'exprimer les puissances en nombres complexes. La suite de ce chapitre ne porte donc que sur les aires de fonctionnement.

6.3 Plan des puissances

La figure 6.2 présente dans le plan P_r-Q_r le comportement des puissances de la branche i en fonction de l'angle δ_i à ses bornes. Deux lieux sont tracés suivant le signe de B_i. L'inversion du signe de la susceptance se traduit directement par l'inversion des puissances active et réactive. Encore ici, $V_{si} = V_{ri}$ tandis que $\delta_i = -105°$.

Les rayons des lieux augmentent linéairement avec la susceptance B_i. Lorsque B_i double, l'orientation de $\underline{S}_{ri}$ ne change pas mais sa longueur double. Tel que montré sur la figure 6.2, il est donc possible de tracer un axe B_i colinéaire avec le vecteur $\underline{S}_{ri}$. Le zéro à l'origine de cet axe coïncide avec l'abscisse et l'ordonnée à l'origine des axes P_r et Q_r. Cet axe peut être gradué linéairement en unité de susceptance.

Puisque δ_i ne change pas lorsque B_i varie, l'axe B_i délimite un lieu à tension constante aux bornes de l'élément réactif. C'est lorsque δ_i augmente que la tension aux bornes de l'élément réactif augmente. Ainsi, tant que V_{si} et V_{ri} sont près de leur valeur nominale, on sait que la tension nominale de l'élément réactif n'est pas dépassée si le point d'opération (P_r, Q_r) est tel que $\delta_i < \delta_{i\,nom}$.

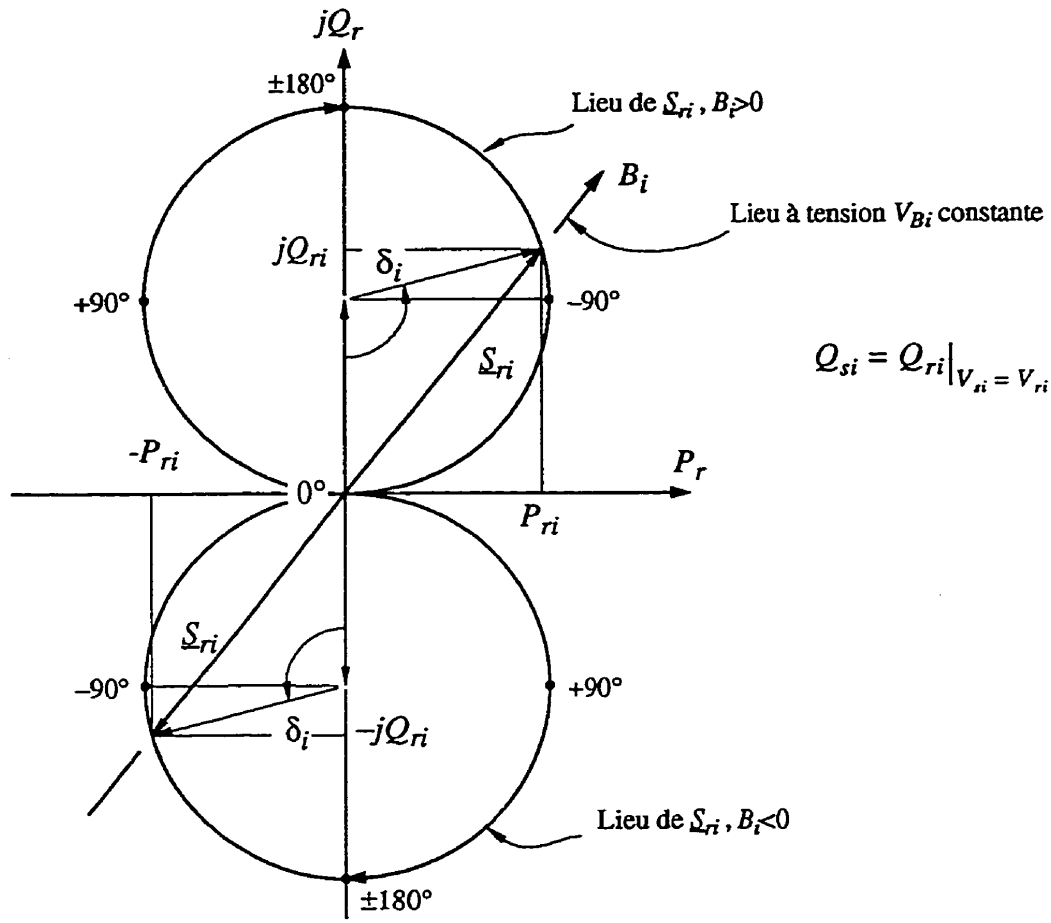


Figure 6.2: Puissances de la susceptance B_i dans le plan P_r-Q_r .
Les lieux sont gradués suivant δ_i .

La figure 6.3 montre les puissances d'un RPI 120 à caractéristiques centrées.. La susceptance B_1 est négative tandis que la susceptance B_2 est positive.

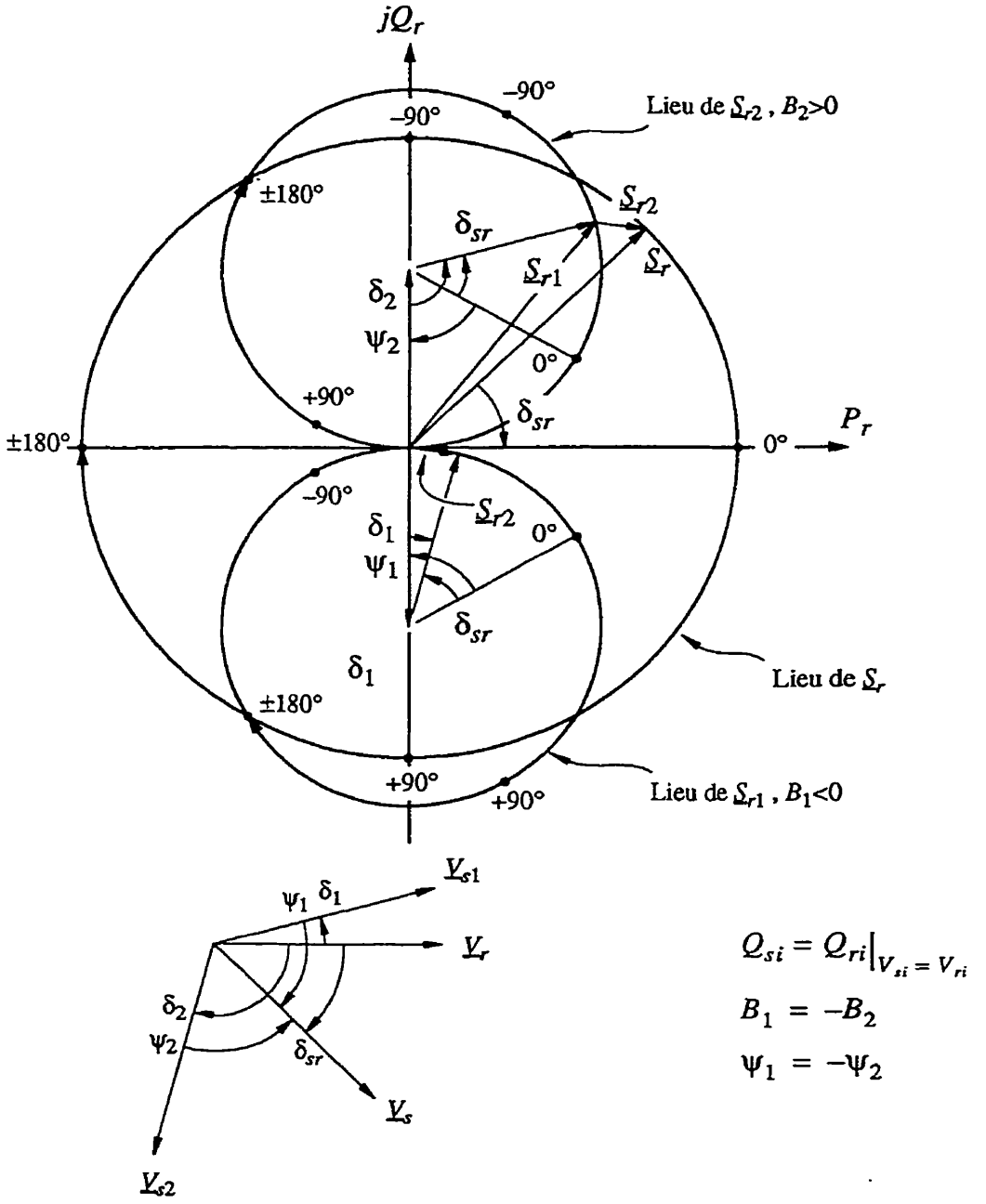


Figure 6.3: Diagramme des puissances d'un RPI 120 à caractéristiques centrées. Les lieux sont gradués suivant δ_{sr} .

Afin de faciliter la lecture du diagramme des puissances, les lieux sont maintenant gradués en fonction de δ_{sr}. Les déphasages ψ_1 et ψ_2 en série avec ces deux susceptances sont respectivement –60° et +60° ce qui se traduit par un décalage de la graduation des lieux de $\underline{S}_{r1}$ et $\underline{S}_{r2}$. Le zéro à l'origine de ces nouvelles graduations par rapport aux graduations des figures précédentes est donnée par (3.6). Ainsi, on trouve $\delta_{sr} = 0°$ lorsque $\delta_1 = -\psi_1 = 60°$ et $\delta_2 = -\psi_2 = -60°$ pour les lieux de $\underline{S}_{r1}$ et $\underline{S}_{r2}$ respectivement. Pour assurer une continuité entre les figures 6.1, 6.2 et 6.3, on a posé l'angle $\delta_{sr} = -45°$ de sorte que $\delta_2 = -105°$ tandis que $\delta_1 = 15°$.

La puissance totale du RPI côté R, est donnée par $\underline{S}_r = \underline{S}_{r1} + \underline{S}_{r2}$. D'après (4.24) on trouve dans le cas d'un RPI à caractéristiques centrées:

$$\underline{S}_r = 2B_i V_{s1} V_{r1} \sin\psi_i e^{-j\delta_{sr}} \tag{6.5}$$

Cette dernière équation permet de tracer à la figure 6.3 le lieu $\underline{S}_r$ de la puissance totale du RPI 120 lorsque les susceptances sont toutes les deux à leur valeur maximale. Le zéro à l'origine du lieu de $\underline{S}_r$ coïncide avec l'axe de P_r parce que $\psi_2 = -\psi_1$. Lorsque les caractéristiques de puissance sont décentrées ($\psi_2 \neq -\psi_1$), (4.20) indique que pour $Q_r = 0$ et $P_r > 0$ on obtient $\delta_{sr} = \beta$. Le lieu de $\underline{S}_r$ tourne donc d'un angle β.

Il ressort de (6.5) que, plus le produit $B_i \sin\psi_i$ est grand, plus le rayon S_r est grand, plus le RPI peut couvrir une grande surface dans le plan des puissances et plus ses dimensions augmentent.

6.4 Aire de fonctionnement

Lorsque les conditions d'exploitation d'un RPI sont connues, les lieux du diagramme des puissances peuvent être tracés et gradués dans les plans P_r-Q_r et P_r-Q_s. De plus, tel que montré dans cette section, une aire de fonctionnement peut y être délimitée de sorte qu'il est alors possible de lire directement sur ce plan les valeurs des paramètres de réglage de même que les puissances du RPI et de ses branches.

Bien qu'on puisse extraire des données numériques des aires de fonctionnement, celles-ci sont surtout intéressantes pour l'image qualitative et synthétique qu'elles donnent du comportement d'un RPI dans une application particulière.

6.4.1 Réglage par variation de susceptance

La figure 6.4 montre l'aire de fonctionnement d'un RPI 120 ajusté par variation de susceptance lorsque $\delta_{sr} = 0°$.

On a vu que les puissances de branches $\underline{S}_{r1}$ et $\underline{S}_{r2}$ sont toutes les deux directement proportionnelles à la valeur de leur susceptance respective. Il est donc possible de montrer sur cette figure comment la somme de $\underline{S}_{r1}$ et $\underline{S}_{r2}$ évolue suivant que, soit la susceptance B_1 est constante alors que B_2 varie de zéro à sa valeur maximale, soit la susceptance B_2 est constante alors que c'est la susceptance B_1 qui varie. On suppose ici que B_1 demeure toujours inductif tandis que B_2 reste toujours capacitif. Lorsque les deux susceptances sont à leur maximum en valeur absolue, la somme de $\underline{S}_{r1}$ et $\underline{S}_{r2}$ pointe sur le lieu de $\underline{S}_r$ à $\delta_{sr} = 0°$.

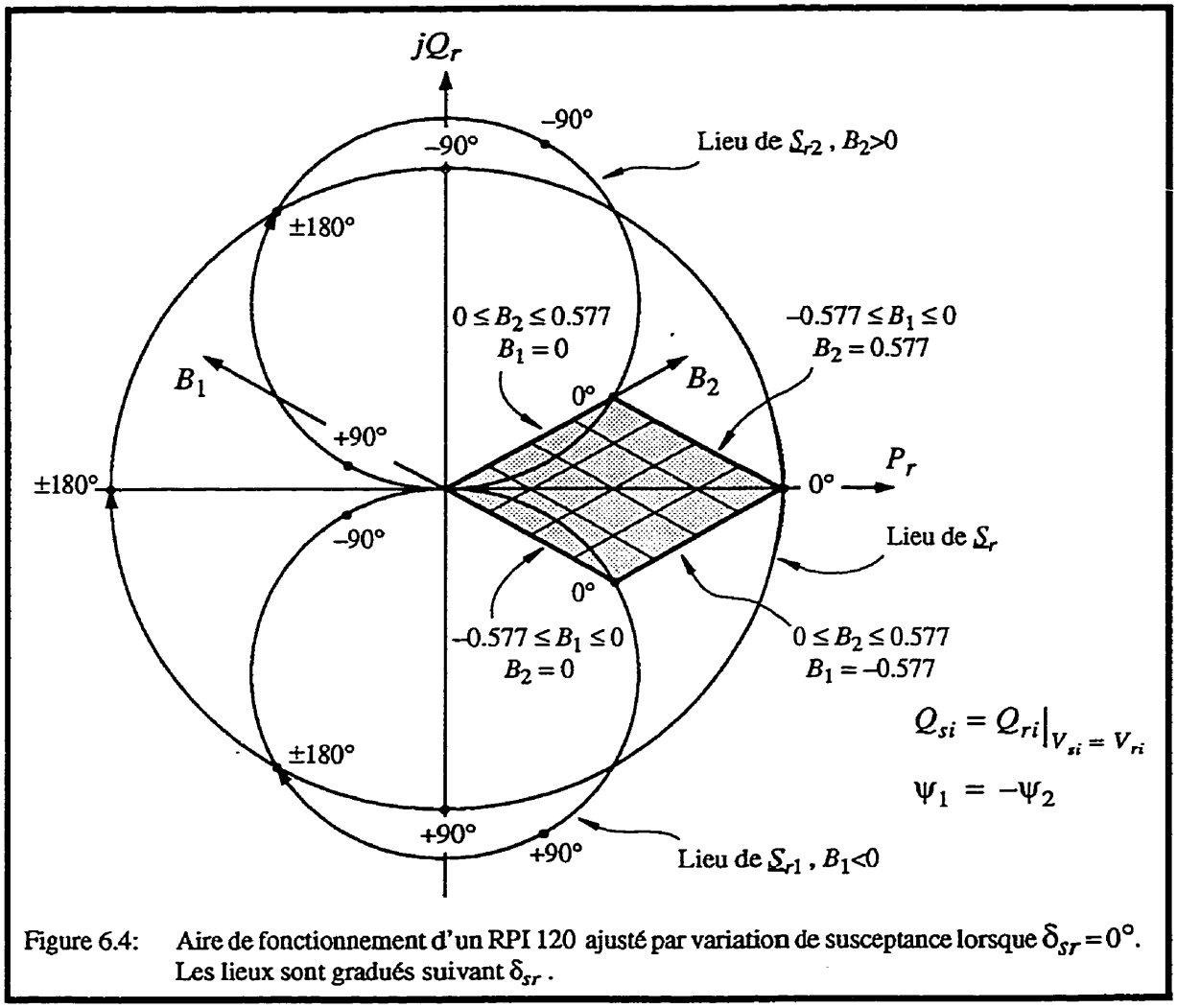


Figure 6.4: Aire de fonctionnement d'un RPI 120 ajusté par variation de susceptance lorsque $\delta_{sr} = 0°$. Les lieux sont gradués suivant δ_{sr} .

Ainsi, en variant les susceptances sur toute leur plage, il est possible de couvrir toutes les puissances (P_r , Q_r) incluses à l'intérieur de la zone ombragée. L'aire de fonctionnement délimite, pour un angle donné, toutes les puissances qui peuvent être imposées par ce RPI. Lorsque les susceptances varient par sauts, plutôt que de façon continue, l'aire de fonctionnement devient alors une grille de points de fonctionnement correspondants aux points d'intersection des droites tracées à la figure 6.4. Les variations de susceptance indiquées sur la figure sont linéaires.

La figure 6.5 illustre de quelle façon la géométrie de l'aire de fonctionnement du RPI 120 ajusté par variation de susceptance évolue en fonction de l'angle à ses bornes alors que les tensions V_{si} et V_{ri} sont constantes.

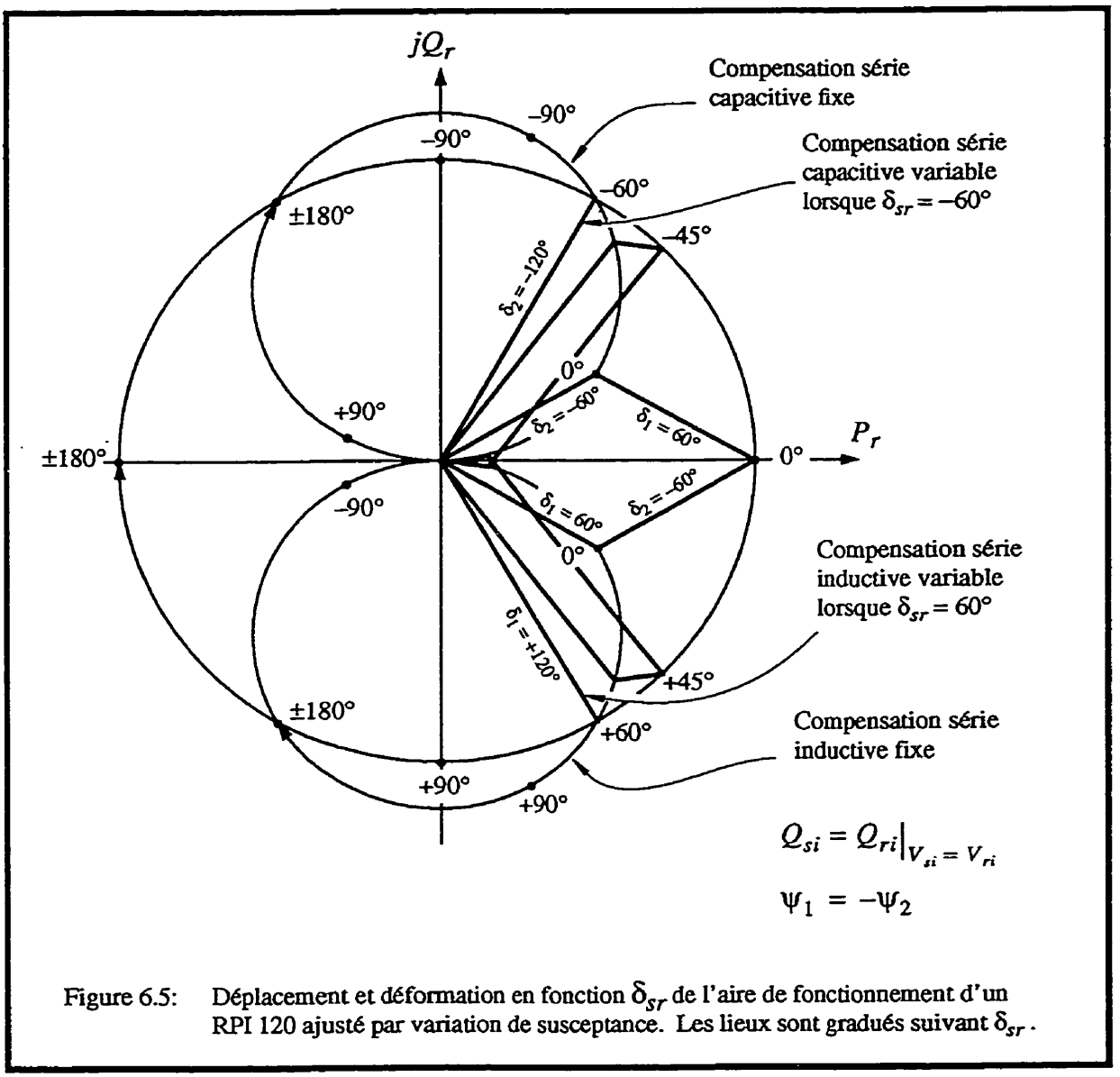


Figure 6.5: Déplacement et déformation en fonction δ_{sr} de l'aire de fonctionnement d'un RPI 120 ajusté par variation de susceptance. Les lieux sont gradués suivant δ_{sr}.

Les aires de fonctionnement montrent que:

- pour des susceptances données, la puissance active est maximale à $\delta_{sr} = 0°$ et diminue avec δ_{sr}. La capacité de régulariser P_r à une valeur constante n'est donc possible que pour des puissances inférieures à $P_{r\,max}$. Ainsi, plus la plage angulaire de δ_{sr} est large, plus la consigne de P_r doit diminuer par rapport à $P_{r\,max}$;
- pour aménager une plage angulaire où P_r est constant, il faut donc surdimensionner le RPI à $\delta_{sr} = 0°$;
- plus δ_{sr} s'éloigne de 0°, moins large est l'aire de fonctionnement et moins le RPI offre de latitude pour ajuster les puissances;
- à $\delta_{sr} = \pm 60°$, le RPI perd un degré de liberté. Il devient alors équivalent à un système de compensation série capacitive ou inductive, suivant le cas, puisqu'il n'y a alors plus de tensions aux bornes de l'un des éléments réactifs.

Les aires de fonctionnement permettent également de savoir si les tensions appliquées aux bornes des éléments réactifs sont inférieures à leur tension nominale. Par exemple, si on suppose que les tensions nominales des deux branches sont obtenues lorsque $\delta_{i\,max} = 120°$ et $\delta_{i\,min} = -120°$, l'aire de fonctionnement du RPI doit alors nécessairement se situer entre les limites notées $\delta_1 = 120°$ et $\delta_2 = -120°$ pour que les tensions nominales ne soient pas dépassées. Un fonctionnement à l'intérieur de ces limites assure effectivement que $\delta_{i\,min} \leq \delta_i \leq \delta_{i\,max}$.

Du point de vue des aires de fonctionnement, le dimensionnement d'un RPI affecté à la commande de P_r et Q_r se traduit par la préparation d'un ensemble d'aires de fonctionnement (une aire pour chaque angle δ_{sr} représentatif) et le report sur celles-ci de tous les points (P_r, Q_r, δ_{sr}) obtenus en régime normal et en contingence. Les susceptances B_1 et B_2 requises par le RPI sont celles qui permettent de circonscrire tous les points (P_r, Q_r) à l'intérieur de chacune des aires de fonctionnement.

6.4.2 Réglage par variation de déphasage

L'aire de fonctionnement d'un RPI ajusté par variation de déphasage est un peu plus délicate à visualiser. La difficulté par rapport à la variation de susceptance provient du fait que les zéros à l'origine des lieux de puissance se déplacent tout dépendant de ψ_1 et ψ_2. Pour cette raison, il est préférable de revenir, comme à la figure 6.2, à une graduation des lieux $\underline{S}_{r1}$ et $\underline{S}_{r2}$ suivant δ_1 et δ_2 respectivement. C'est ce qui est fait à la figure 6.6 pour le RPI 120 ajusté par variation de déphasage.

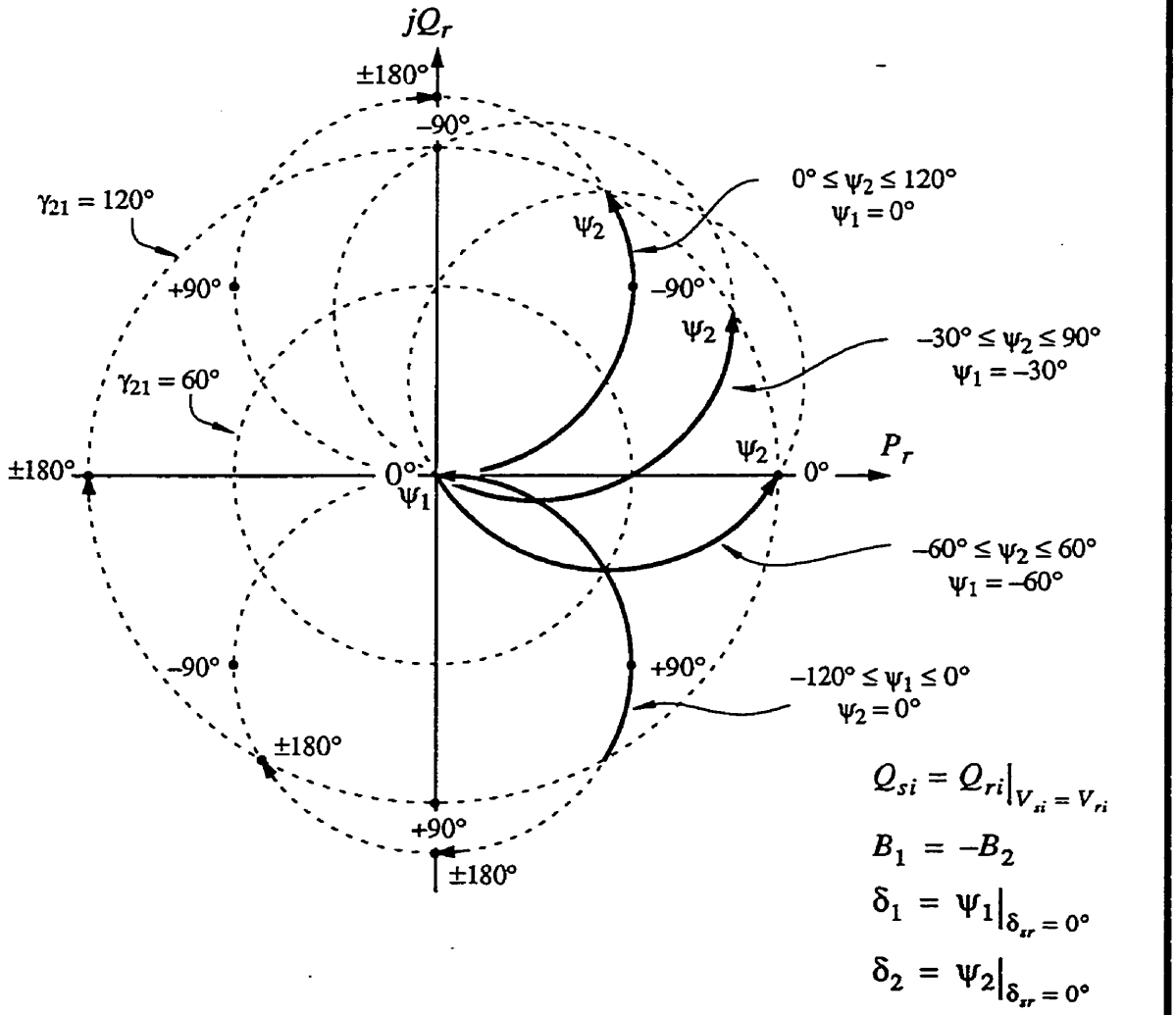


Figure 6.6: Lieu à ψ_i constant d'un RPI 120 ajusté par variation de déphasage lorsque $\delta_{sr} = 0°$. Les lieux $\underline{S}_{ri}$ sont gradués suivant δ_i ; le lieu $\underline{S}_r$ est gradué suivant δ_{sr} ($\psi_1 = -\psi_2$).

Le lieu de puissance $\underline{S}_r$ peut, quant à lui, resté gradué en fonction de $\delta_{sr} - \beta$. Il faut pour cela que son zéro à l'origine soit établi pour des valeurs de ψ_1 et ψ_2 qui présente un intérêt particulier comme, dans le cas présent, les déphasages extrêmes produits par les éléments déphaseurs. Dans le cas où ces déphasages sont de même valeur mais de signes opposés ($\psi_{1\,min} = -\psi_{2\,max}$), $\beta = 0°$ et le zéro à l'origine de $\underline{S}_r$ se trouve à $Q_r = 0$ et $P_r > 0$, comme c'est le cas à la figure 6.4 pour le RPI ajusté par variation de susceptance.

Pour illustrer le déplacement du point de fonctionnement d'un RPI ajusté par variation de déphasage, le lieu à $\psi_2 = 0°$ est tracé à la figure 6.6 lorsque ψ_1 varie de $-120°$ à $0°$ et que $\delta_{sr} = 0°$. De plus, pour trois valeurs différentes de ψ_1 , on montre les lieux à $\psi_1 =$ cte lorsque ψ_2 varie. Les flèches sur les lieux à ψ_i constants indiquent le sens croissant des déphasages.

De manière similaire, d'autres lieux peuvent encore être tracés en permutant les rôles de ψ_1 et ψ_2 comme à la figure 6.7.

On constate qu'en procédant de cette façon, on délimite l'aire de fonctionnement d'un RPI ajusté par variation de déphasage. L'aire tracée couvre tous les couples (P_r , Q_r) qui peuvent êtres obtenues lorsque les déphasages sont limitées à une plage de $\pm 60°$ et que $\delta_{sr} = 0°$.

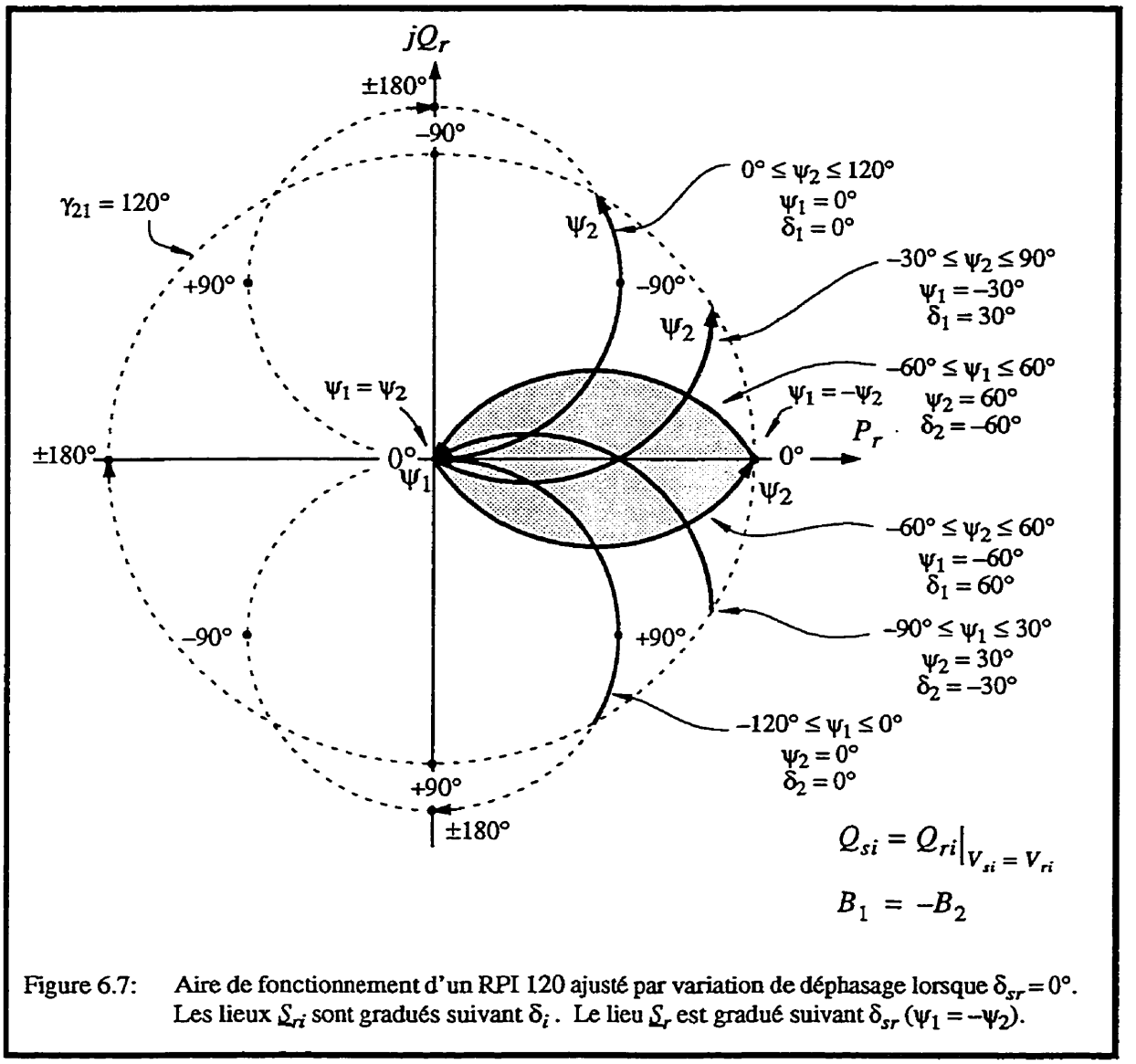
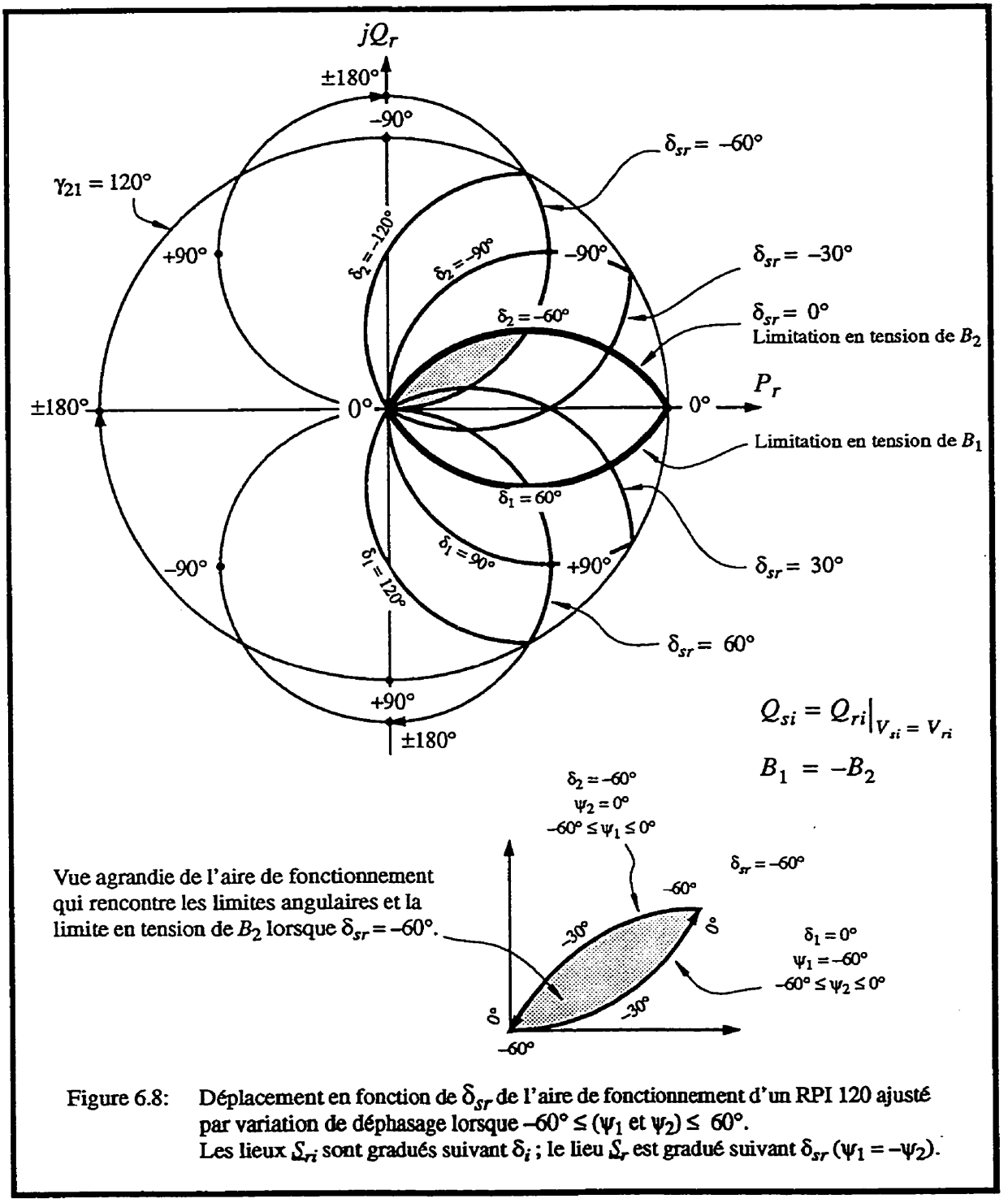


Figure 6.7: Aire de fonctionnement d'un RPI 120 ajusté par variation de déphasage lorsque $\delta_{sr} = 0°$. Les lieux $\mathcal{L}_{ri}$ sont gradués suivant δ_i. Le lieu $\mathcal{L}_r$ est gradué suivant δ_{sr} ($\psi_1 = -\psi_2$).

La figure 6.8 montre que lorsque δ_{sr} varie, le comportement d'un RPI ajusté par variation de déphasage est très différent de celui d'un RPI ajusté par variation de susceptance.



Vue agrandie de l'aire de fonctionnement qui rencontre les limites angulaires et la limite en tension de B_2 lorsque $\delta_{sr} = -60°$.

Figure 6.8: Déplacement en fonction de δ_{sr} de l'aire de fonctionnement d'un RPI 120 ajusté par variation de déphasage lorsque $-60° \leq (\psi_1$ et $\psi_2) \leq 60°$.
Les lieux $\mathcal{L}_{ri}$ sont gradués suivant δ_i ; le lieu $\mathcal{L}_r$ est gradué suivant δ_{sr} ($\psi_1 = -\psi_2$).

L'aire de fonctionnement du RPI 120 de la figure 6.7 tourne maintenant sans se déformer. Il est important de noter que toutes les aires de fonctionnement illustrées sont obtenues avec des déphasages ψ_1 et ψ_2 qui demeurent toujours à l'intérieur d'une plage de $\pm 60°$.

On constate donc que ce type de RPI offre toujours deux degrés de liberté. Ce seul avantage ne lui permet toutefois pas de fonctionner entre deux barres asynchrones. Pour cela, il faut de plus qu'il n'y ait pas de limite sur les déphasages ψ_1 et ψ_2. En effet, si l'on veut maintenir l'aire de fonctionnement stationnaire, il faut toujours être en mesure de pouvoir compenser les variations de δ_{sr} au moyen des éléments déphaseurs du RPI. Cela revient à maintenir les écarts angulaires δ_1 et δ_2 constants. Par exemple, si $\psi_1 = -60°$ et $\psi_2 = 60°$ permettent d'obtenir la puissance active maximale et la puissance réactive nulle à $\delta_{sr} = 0°$, il faut disposer de $\psi_1 = -180°$ et $\psi_2 = -60°$ à $\delta_{sr} = -120°$ pour maintenir $\delta_1 = 60°$ et $\delta_2 = -60°$ de sorte que les puissances soient inchangées.

Lorsque l'on maintient l'aire de fonctionnement stationnaire, on maintient également les tensions aux bornes des éléments réactifs à des valeurs constates. Ainsi, si on suppose que les limites en tension des éléments réactifs sont obtenus à $\delta_{i\,min} = -60°$ et $\delta_{i\,max} = 60°$, on constate que l'aire de fonctionnement qui prévaut à $\delta_{sr} = 0°$ délimite l'aire de fonctionnement du RPI et ce, quel que soit δ_{sr}. En effet, les limites de cette aire sont tracées en maintenant $\delta_{i\,min} \leq \delta_i \leq \delta_{i\,max}$. Ainsi, lorsque δ_{sr} s'écarte de 0° et que l'aire tourne, seule l'intersection de cette aire avec celle tracée à 0° est accessible au RPI tout en respectant les limites angulaires de ses éléments déphaseurs et les limites en tension de ses éléments réactifs. L'aire de fonctionnement effectivement disponible garde la même forme mais tourne et devient de plus en plus petite tel qu'illustré pour $\delta_{sr} = -60°$.

Pour maintenir la puissance active constante lorsque δ_{sr} varie, il faut donc surdimensionner le RPI par rapport au fonctionnement à $\delta_{sr} = 0°$. Tout comme pour le réglage par variation de susceptance, plus la plage δ_{sr} à couvrir est large et plus la taille du RPI augmente[1].

6.4.3 Réglage par variation de rapport de transformation

L'effet de l'ajustement par rapport de transformation sur l'aire de fonctionnement d'un RPI 120 réglé par variation de susceptance est tracée à la figure 6.9. Les rapports de transformation n_{si} de ce RPI à caractéristiques centrées sont tels que les ratios de tension n_i augmentent de 10 %.

Conformément à la condition de dépendance linéaire (4.33), c'est maintenant à $\delta_{sr} = 56.6°$ que le RPI perd un degré de liberté. On remarque sur cette figure que d'agir sur les rapports de transformation pour briser l'égalité $V_{si} = V_{ri}$ n'offre pas beaucoup de marge de manoeuvre pour contourner la perte d'un degré de liberté. Ainsi, seul un déplacement de ψ_1 et ψ_2 permet vraiment d'éviter la perte d'un degré de liberté.

Lorsque $\delta_{sr} = 0°$, l'effet des rapports de transformation sur l'aire de fonctionnement d'un RPI 120 ajusté par variation de déphasage est très similaire à ce que l'on observe ici pour le RPI 120 ajusté par variation de susceptance.

---

1. Les études faites au CITEQ (Beauregard, Brochu, Morin et Pelletier, 1994) démontrent toutefois que l'approche par variation de déphasage est nettement plus intéressante aussi bien sur le plan des performances que des coûts.

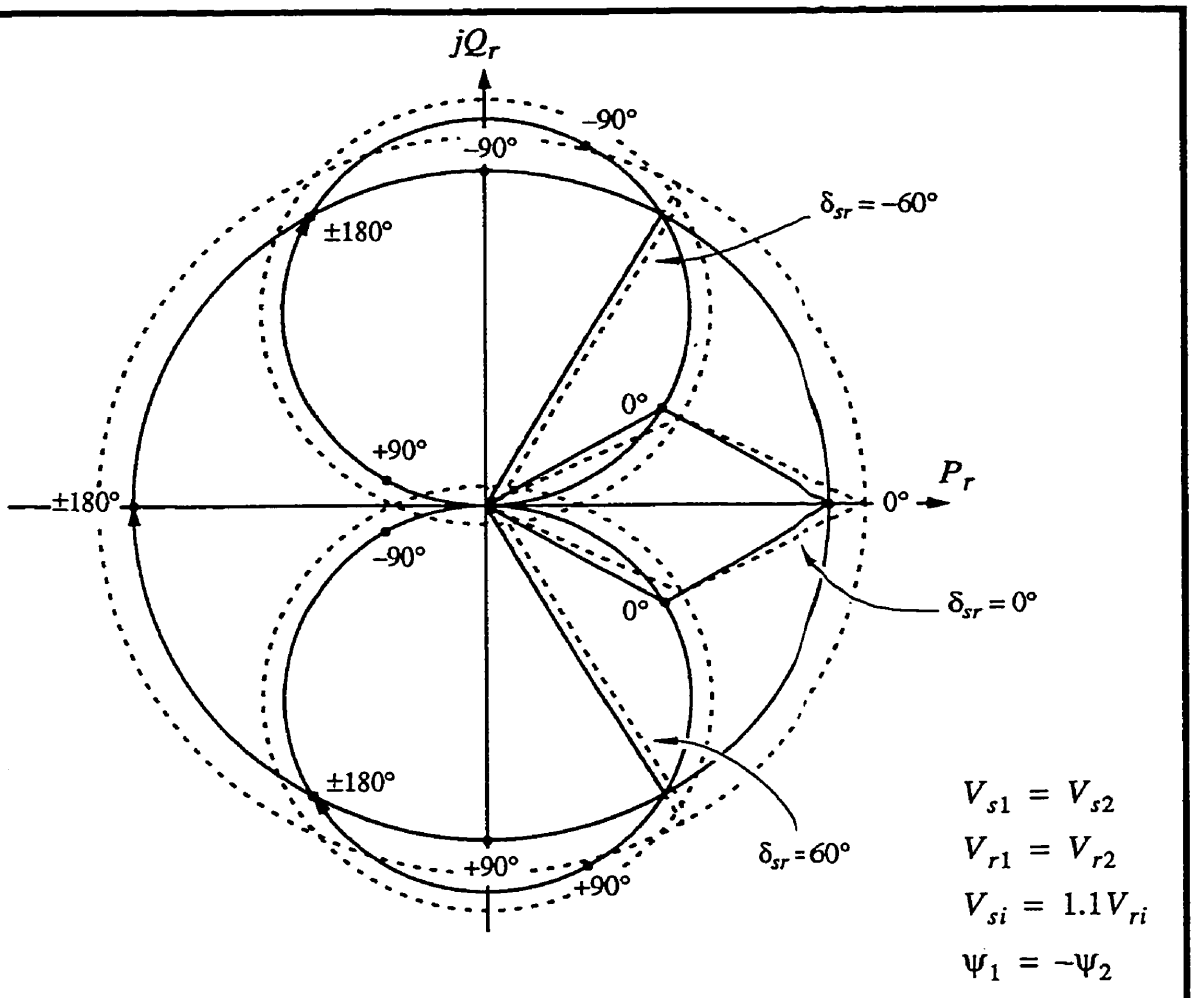
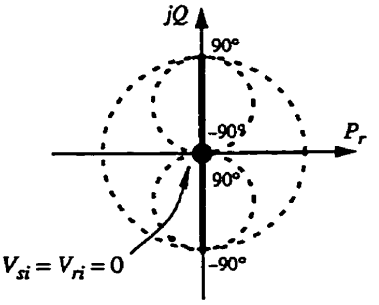


Figure 6.9: Déformation de l'aire de fonctionnement d'un RPI 120 suite à une variation de tension du côté S. Les lieux sont gradués suivant δ_{sr}.

6.5 Perte d'un degré de liberté

La figure 6.10 résume les conditions de fonctionnement pouvant amener un RPI à deux branches ajusté par variation de susceptance à perdre un degré de liberté. L'aire de fonctionnement se résume alors à une droite ou un point. Pour préparer cette figure, on a utilisé un RPI idéal à caractéristiques centrées ($V_{s1} = V_{s2}$, $V_{r1} = V_{r2}$, $B_1 = -B_2$ et $\psi_1 = -\psi_2$).

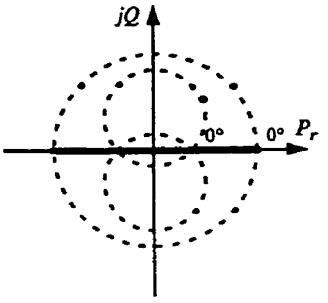
$P_r = 0$
(Ligne 1 de $[A] = 0$)



RPI 180 pour tout V_{si} et V_{ri} lorsque:
$\delta_{sr} = \pm \pi/2$

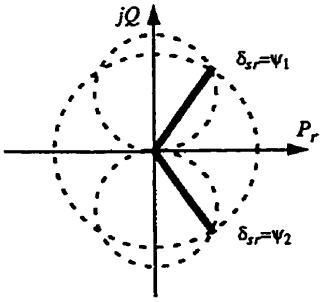
$Q_s = 0$
(Ligne 2 de $[A] = 0$)

$Q_r = 0$
(Ligne 3 de $[A] = 0$)



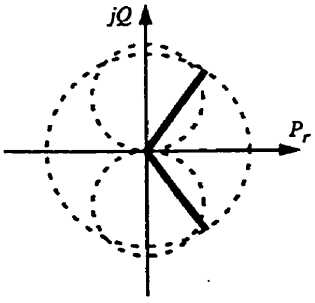
Tous les RPI (sauf le RPI 180) lorsque:
$Q_s = 0 \rightarrow n_1 = \cos(\gamma_{21}/2)$
$Q_r = 0 \rightarrow 1/n_1 = \cos(\gamma_{21}/2)$

Pas de tension aux bornes d'une susceptance.
(Colonne i de $[A] = 0$)



Tous les RPI lorsque:
$\delta_{sr} = \psi_i$
$n_1 = 1$

Les deux branches produisent les mêmes puissances P_i et Q_i.



Tous les RPI lorsque:
$\cos\delta_{sr} = n_1 \cos\psi_i$

Figure 6.10: Conditions entraînant la perte d'un degré de liberté illustrées avec un RPI à deux branches ajusté par variation de susceptance et caractéristiques centrées.

Étant donné (4.33), il est possible pour un RPI à deux branches ajusté par variation de susceptance de conserver ses deux degrés de liberté sur 360°, c'est à dire, de présenter une aire de fonctionnement non nulle sur 360°. La figure 6.11 illustre, à titre d'exemple, le comportement des aires de fonctionnement d'un RPI 240. Ce RPI conserve ses deux degrés de liberté pour tout δ_{sr} si $n_1 > 2$. Dans le cas présent, la tension $n_1 = 2.5$ ce qui permet effectivement à l'aire de fonctionnement de ne jamais devenir nulle. Par ailleurs, il est intéressant de mentionner que ce RPI peut assurer la commande de P_r et Q_r à condition que ses branches puissent être de nature inductive ou capacitive indépendamment l'une de l'autre.

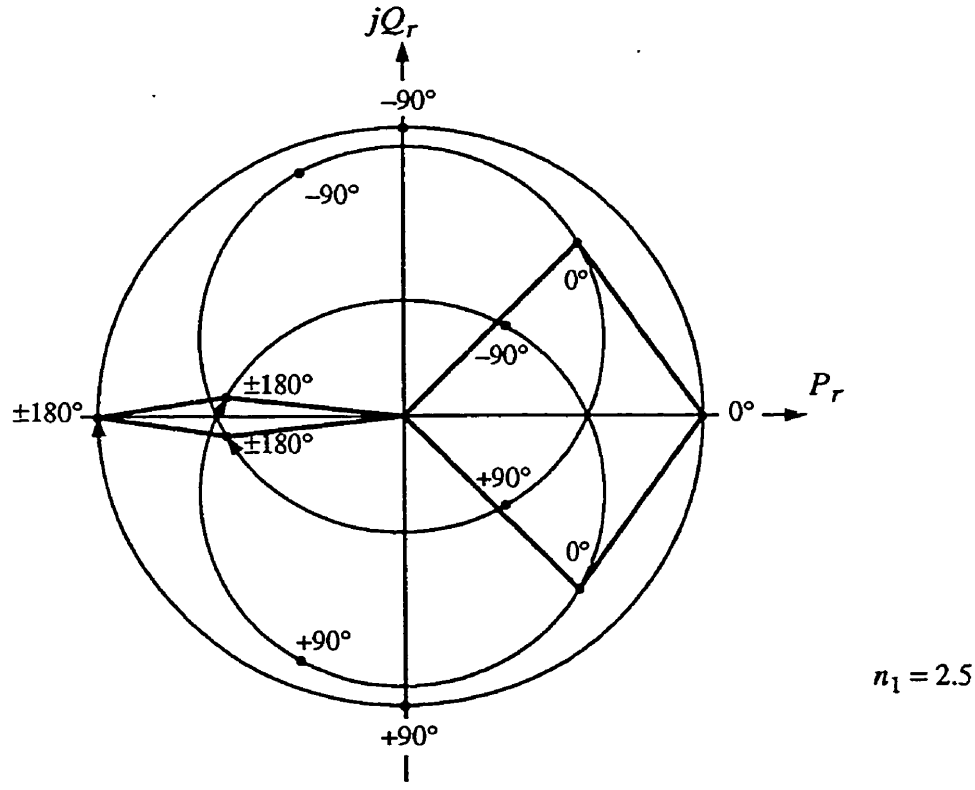


Figure 6.11: RPI 240 permettant de couvrir δ_{sr} sur 360° tout en conservant deux degrés de liberté. Les lieux sont gradués suivant δ_{sr}.

Il ressort toutefois qu'à $\delta_{sr} = 180°$, l'aire de fonctionnement devient très mince. Dans ces conditions, l'accès à une valeur de Q_r qui se trouve à l'extérieur de l'aire de fonctionne-

ment se traduit par une augmentation très rapide du volume du RPI. Ceci, même si le Q_r est relativement près de l'aire de fonctionnement. De plus, lorsque les susceptances ne sont pas conjuguées, les puissances réactives Q_s et Q_r aux bornes du RPI seront très différentes l'une de l'autre. En fait, la puissance réactive Q_s devient alors hors de contrôle et peut même devenir supérieure à P_r. Ce mode de fonctionnement ne présente donc pas d'intérêt.

6.6 Conclusion

Ce chapitre a présenté le comportement des RPI à deux branches du point de vue des aires de fonctionnement délimitées dans un plan de puissance active et réactive. Pour illustrer l'intérêt de celles-ci, quelques exemples de RPI ajustés par variation de susceptance, de déphasage et de rapport de transformation ont été montrés. On a pu voir comment les caractéristiques de l'appareillage utilisé par un RPI (susceptance, déphasage et tension) dictent la capacité de réglage de l'appareil. De plus, les conditions entraînant la perte d'un degré de liberté, introduites mathématiquement au chapitre 4, ont été revues graphiquement pour un RPI à deux branches ajusté par variation de susceptance et caractéristiques centrées.

Les aires de fonctionnement présentées ici ont été obtenues lorsque le RPI est raccordé entre deux barres infinies. Toutefois, cette approche ne permet pas de prévoir le comportement du RPI lorsque les barres auxquelles il est raccordé ne sont pas infinies. Pour cette raison, les aires de fonctionnement dans un plan de puissance active et réactive servent essentiellement à caractériser les RPI mais ne permettent pas d'évaluer leur performance en réseau.

La prise en compte du réseau pour dimensionner les RPI en régime établi fait donc l'objet du chapitre suivant.

CHAPITRE 7
PLAN P-δ_{sr}

7.1 Introduction

Ce chapitre présente une méthode d'analyse qui a été mise au point pour faciliter le calcul en régime établi des contraintes d'appareillages imposées par les réseaux sur leurs régulateurs de puissance, quels qu'ils soient. L'intérêt de cette méthode déborde toutefois l'aspect strictement appareillage puisque celle-ci conduit à une nouvelle perception du comportement des réseaux.

Essentiellement, on trace dans le plan P-δ_{sr} (puissance commandée - angle aux bornes du régulateur de puissance) les différentes caractéristiques de fonctionnement du réseau, d'une part, et du régulateur de puissance, d'autre part. Les cas extrêmes de ces deux ensembles de caractéristiques permettent de définir une aire de fonctionnement à l'intérieur de laquelle on est assuré de retrouver, pour tout régime établi, le point de fonctionnement de l'ensemble réseau-régulateur de puissance.

À notre connaissance, l'utilisation que l'on présente ici du plan P-δ_{sr} n'a jamais été documentée auparavant. De fait, il semble bien que la pratique dans le domaine pour dimensionner un régulateur de puissance consiste essentiellement à retenir un ensemble de cas de réseaux à partir desquels les calculs d'écoulements de puissance permettent de tabuler les tensions et les courants les plus élevés que doit porter l'appareil. Cependant, ces résultats ne sont apparemment jamais mis en contexte comme on le fait ici de manière à faire ressortir l'interaction qui existe entre les caractéristiques qui sont propres au réseau et celles qui sont propres au régulateur de puissance.

On expose ici les fondements de cette méthode d'analyse et le mode d'utilisation du plan P-δ_{sr}. Ce faisant, on montre comment cette approche permet à son utilisateur de développer une compréhension intuitive de l'ensemble réseau-régulateur de puissance.

7.2 Intérêt du plan P-δ_{sr}

Une ligne de transport élémentaire est généralement représentée par une inductance raccordée entre une source et une barre infinie comme la figure 7.1 a). D'après (1.23), la puissance active de cette ligne est donnée par:

$$P = \frac{1}{X}\sin\delta \tag{7.1}$$

La puissance active P injectée par la source est toujours tracée en fonction de l'angle δ qui apparaît aux bornes de la ligne.

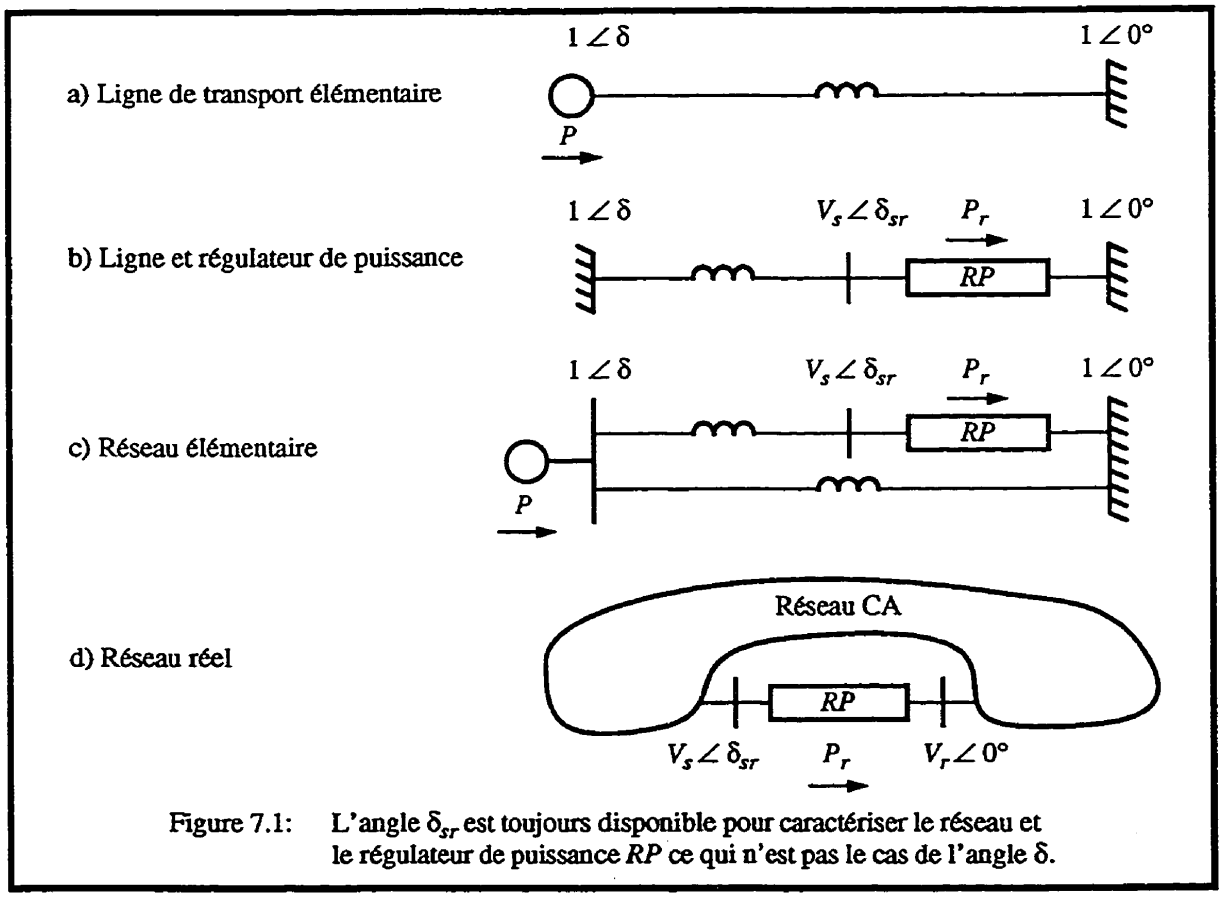


Figure 7.1: L'angle δ_{sr} est toujours disponible pour caractériser le réseau et le régulateur de puissance RP ce qui n'est pas le cas de l'angle δ.

Lorsque cet un régulateur de puissance qui impose la puissance active transportée par une ligne, il faut alors représenter la ligne et son régulateur raccordés entre deux barres infinies comme à la figure 7.1 b). La puissance active est alors donnée par:

$$P = \frac{V_s}{X}\sin(\delta - \delta_{sr}) \tag{7.2}$$

Encore ici, les caractéristiques de puissance de ce type de circuit sont habituellement tracées en fonction de l'écart angulaire δ aux bornes de la ligne (Gyugyi, 1990; CIGRÉ, 1996)

Sans compliquer beaucoup l'analyse, on peut également étudier l'impact du régulateur de puissance sur un réseau élémentaire au moyen du circuit équivalent de la figure 7.1 c). Et ce, toujours en traçant la puissance transitée dans la ligne où se trouve le régulateur de puissance en fonction de l'angle aux bornes de la ligne.

Cependant, dès que le réseau compte plus de quelques barres, il n'est plus possible d'étudier celui-ci autrement qu'avec des outils de calculs numériques. De plus, il peut devenir difficile de localiser un angle δ pour représenter le comportement combiné du réseau et du régulateur de puissance. Tel que montré à la figure 7.1 d), seuls les tensions V_s et V_r et l'angle δ_{sr} peuvent être facilement mesurées ou calculées. Si on désire ramener l'analyse en terrain connu et tracer des graphiques de la puissance transitée en fonction d'un angle δ, il faut procéder à une analyse du réseau puis à une de réduction de sa taille pour, finalement, définir un réseau équivalent de petite taille comme en c).

Puisque l'angle δ_{sr} est toujours facilement disponible, quelle que soit la taille réseau, on constate à l'usage que cet angle conduit à une compréhension générale et polyvalente de l'interaction qui existe entre un régulateur de puissance et le réseau où il se trouve.

7.3 Relation P-δ_{sr} d'un réseau

Cette section montre que:

- dans le plan P-δ_{sr} un réseau radial, un réseau maillé et deux réseaux interconnectés se comportent de manière très similaire et que leur caractéristique de puissance active nous renseigne sur leur topologie et leur mode d'exploitation;
- à la limite, toutes les conditions d'exploitation d'un réseau peuvent être cernées à l'intérieur de deux cas limites;

Bien que cette démonstration soit faite dans un contexte très simplifié, les conclusions présentées s'appliquent aussi à de vrais réseaux.

7.3.1 Réseau radial

Les écoulements de puissance active des deux branches du réseau radial de la figure 7.2 sont données par:

$$\begin{aligned} P &= \frac{V_s}{X_1}\sin(\delta - \delta_{sr}) \\ P - P_r &= \frac{1}{X_2}\sin\delta \end{aligned} \tag{7.3}$$

Puisque pour de petits écarts angulaires on peut poser $\sin\delta \approx \delta$, (7.3) devient:

$$\begin{aligned} P &\approx \frac{V_s}{X_1}(\delta - \delta_{sr}) \\ P - P_r &\approx \frac{V_s}{X_2}\delta \end{aligned} \tag{7.4}$$

ce qui permet d'exprimer la puissance active P_r comme suit:

$$P_r \approx \frac{-\delta_{sr}V_s}{X_1 + X_2V_s} + \frac{PX_2V_s}{X_1 + X_2V_s} \tag{7.5}$$

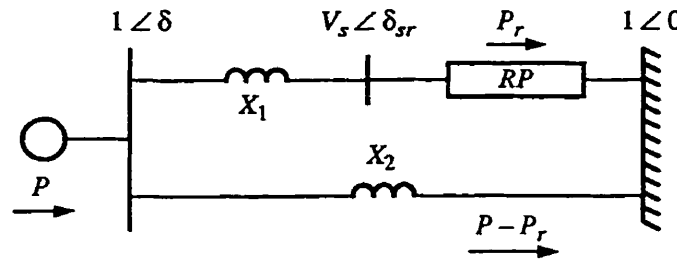


Figure 7.2: Réseau radial

Il s'agit d'une droite dont la pente m, l'ordonnée à l'origine P_{r0} et l'abscisse à l'origine δ_{sr0} sont:

$$m \approx \frac{-V_s}{X_1 + X_2 V_s} \qquad P_{r0} \approx \frac{P X_2 V_s}{X_1 + X_2 V_s} \qquad \delta_{sr0} \approx P X_2 \tag{7.6}$$

Dans le cas où la tension V_s est près de sa valeur nominale, on trouve alors:

$$P_r \approx \frac{-\delta_{sr}}{X_{boucle}} + \frac{\delta_{sr0}}{X_{boucle}}\bigg|_{V_s \approx 1} \tag{7.7}$$

où:

$$X_{boucle} = X_1 + X_2 \tag{7.8}$$

La réactance X_{boucle} est donc égale à la somme des impédances X_1 et X_2 de la boucle où se trouve le régulateur de puissance. La figure 7.3 montre les caractéristiques de puissance active P_r linéarisées pour différents niveaux de puissance P produit par la source. On remarque ici que la source dicte la position (l'abscisse à l'origine) des caractéristiques de P_r tandis que la topologie du réseau fixe leur pente. C'est donc le réseau qui détermine la position et la pente de ces lieux à puissance de source P constante, alors que, pour sa part, le régulateur de puissance permet de se déplacer le long de ceux-ci en imposant P_r. Pour cette raison, on appelle ces lieux les caractéristiques du réseau.

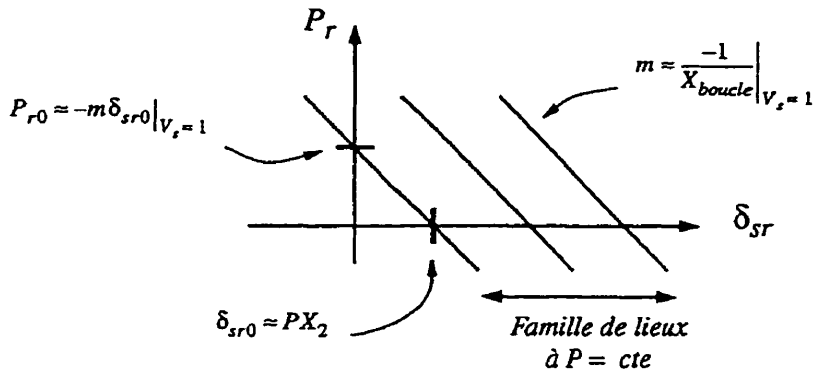


Figure 7.3: Caractéristiques de puissance du réseau radial tracées en fonction de δ_{sr} pour différents niveaux de génération.

La figure 7.4 montre de quelle manière une contingence dans le réseau vient affecter les caractéristiques du réseau. On suppose ici que la puissance de la source est constante et que la réactance X_2 représente plusieurs lignes en parallèle avec la ligne où se trouve le régulateur. Advenant la perte de l'une de ces lignes, la réactance X_2 augmente à une valeur X_2' ce qui déplace l'abscisse à l'origine et réduit la pente de la caractéristique du réseau.

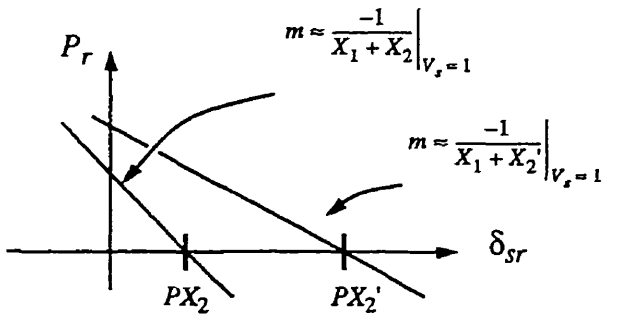


Figure 7.4: Effet d'une contingence dans le réseau sur la caractéristique de puissance du régulateur.

Il est donc possible de définir deux limites à l'intérieur desquelles se trouvent toutes les caractéristiques du réseau. C'est ce qui est illustré à la figure 7.5 où la limite la plus à gauche est obtenue lorsque la génération est minimale et qu'il n'y a pas de contingence alors

que la limite la plus à droite correspond au cas où la génération est maximale et que le réseau subit sa pire contingence du point de vue du régulateur de puissance.

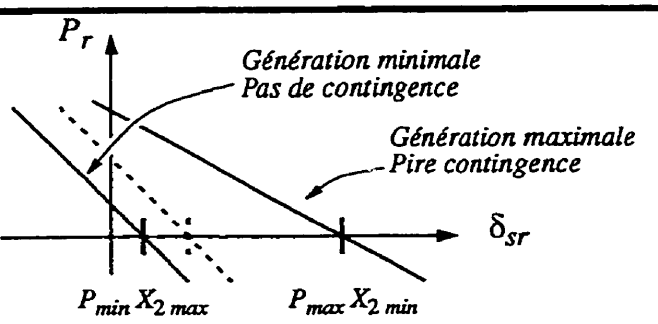


Figure 7.5: Les caractéristiques de puissance du réseau radial sont circonscrites entre deux cas limites.

7.3.2 Réseau maillé

Le réseau de la figure 7.6 compte une barre et deux sources de plus que précédemment. Bien qu'élémentaire, il permet d'illustrer comment les échanges d'énergie entre plusieurs sources sont couplés les uns aux autres Les sources imposent ici des tensions unitaires en chacune des barres.

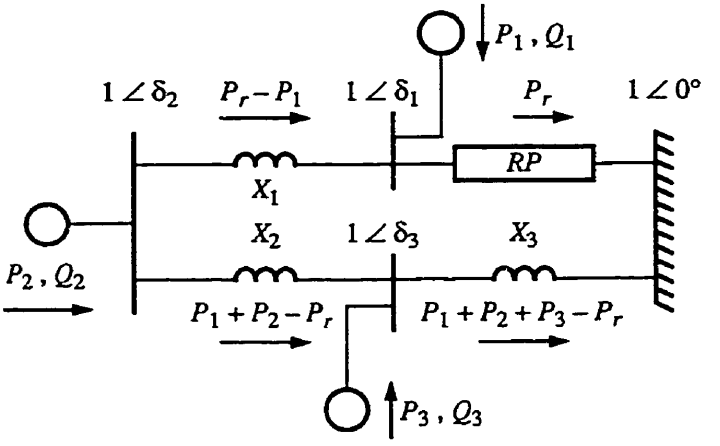


Figure 7.6: Réseau maillé.

Les puissances actives dans les trois lignes de ce réseau sont données par:

$$\begin{aligned} P_1 - P_r &\approx \frac{\delta_1 - \delta_2}{X_1} \\ P_1 + P_2 - P_r &\approx \frac{\delta_2 - \delta_3}{X_2} \\ P_1 + P_2 + P_3 - P_r &\approx \frac{\delta_3}{X_3} \end{aligned} \tag{7.9}$$

ce qui permet de trouver pour le régulateur de puissance:

$$P_r \approx \frac{-\delta_1}{X_1 + X_2 + X_3} + P_1 + \frac{P_2(X_2 + X_3)}{X_1 + X_2 + X_3} + \frac{P_3 X_3}{X_1 + X_2 + X_3} \tag{7.10}$$

Lorsque le régulateur de puissance est en circuit ouvert, l'angle à ses bornes est donné par:

$$\delta_{10} \approx P_1(X_1 + X_2 + X_3) + P_2(X_2 + X_3) + P_3 X_3 \tag{7.11}$$

Ce qui conduit à une équation de la même forme que (7.7) puisque l'angle δ_1 correspond à l'angle δ_{sr} de la figure 7.2:

$$P_r \approx \frac{-\delta_{sr}}{X_{boucle}} + \frac{\delta_{sr0}}{X_{boucle}} \tag{7.12}$$

où, cette fois:

$$\begin{aligned} X_{boucle} &= X_1 + X_2 + X_3 \\ \delta_{sr0} &\approx \delta_{sr0\ radial} + \Delta\delta_{sr0} \\ \delta_{sr0\ radial} &= \delta_{sr0}\Big|_{\substack{P_1 = 0 \\ P_3 = 0}} \approx P_2(X_2 + X_3) \\ \Delta\delta_{sr0} &\approx P_1 X_{boucle} + P_3 X_3 \end{aligned} \tag{7.13}$$

L'abscisse à l'origine δ_{sr0} est composé de deux termes. L'angle $\delta_{sr0\ radial}$ apparaît aux bornes du régulateur de puissance lorsque celui-ci ne transite pas de puissance et que les sources 1 et 3 sont nulles. À ce moment, ce réseau est exploité en mode radial; toute la puissance produite par la source 2 est transmise au réseau infini. Cependant, si le régula-

teur de puissance est à puissance nulle mais que les sources ne sont pas nulles, l'abscisse à l'origine est décalée d'un angle $\Delta\delta_{sr0}$.

L'effet des sources 1 et 3 sur la caractéristique du réseau peut être abordé suivant deux perspectives: production ou consommation à l'intérieur d'un même réseau, écoulement parasite provenant de réseaux voisins.

Réseau à trois sources

Lorsque les sources 1 et 3 ne produisent ou ne consomment aucune puissance, le réseau est exploité en mode radial et sa caractéristique croise l'abscisse à $\delta_{sr0\ radial}$. D'après (7.13) le décalage $\Delta\delta_{sr0}$ de la caractéristique du réseau par rapport à $\delta_{sr0\ radial}$ dépend du niveau de production des sources 1 et 3.

La figure 7.7 montre que ce décalage se fera vers la droite ou vers la gauche lorsque, par exemple, les deux sources injectent ou extraient en même temps de la puissance active du réseau.

Écoulement parasite

Les sources de puissance P_1 et P_3 permettent de montrer l'effet des écoulements parasites (*Loop Flow*) dans un réseau maillé. Supposons que les trois sources et le réseau infini de la figure 7.6 représentent quatre compagnies d'électricité raccordées à un réseau principalement utilisé pour le transport d'énergie de la source 1 vers le réseau infini. On obtient alors un réseau maillé typique où chacune des compagnies d'électricité bénéficient de la présence de ses voisines pour améliorer sa stabilité. Advenant que les sources 1 et 3 créent des écoulements parasites entre elles et le réseau infini, la caractéristique du réseau est susceptible d'être décalée. Tel que montré à la figure 7.7, le décalage se fera vers la droite ou vers la gauche suivant que, par exemple, les écoulements parasites des sources 1 et 3 vont vers le réseau infini ou proviennent de celui-ci.

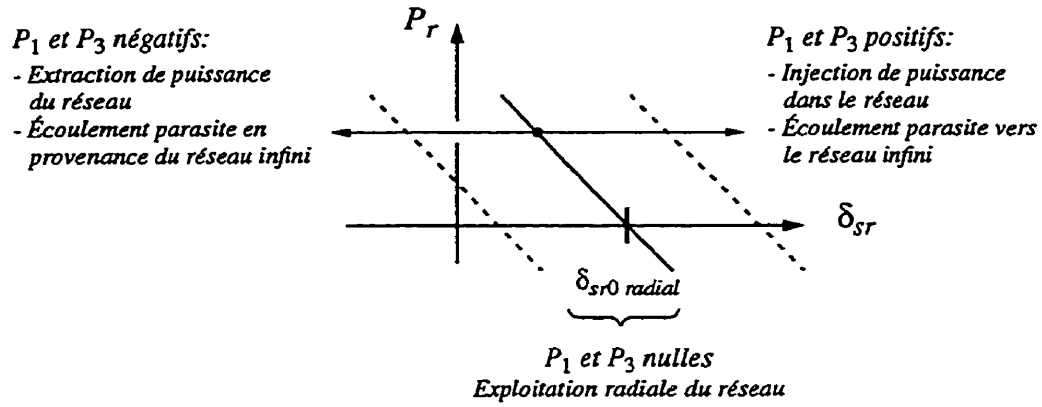


Figure 7.7: Effet des sources P_1 et P_2 sur la caractéristique de puissance du réseau maillé.

On montre à la section 7.6 que les déplacements de la caractéristique du réseau peuvent modifier considérablement les conditions d'exploitation du régulateur de puissance.

7.3.3 Réseaux synchrones interconnectés

Le troisième exemple de la figure 7.8 permet d'illustrer les conditions de fonctionnement d'un régulateur de puissance utilisé pour interconnecter deux réseaux synchrones à une certaine distance du point d'interconnexion principal.

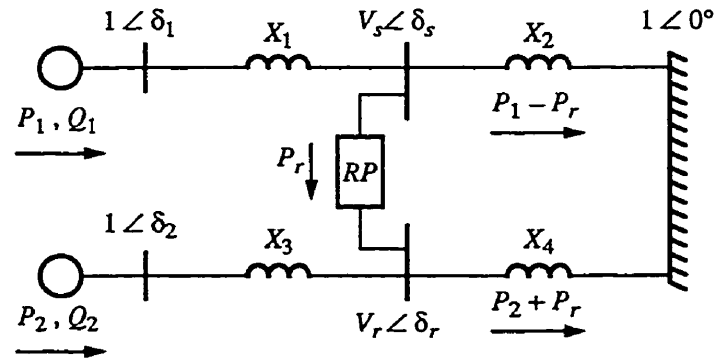


Figure 7.8: Réseaux synchrones interconnectés.

Les puissances actives dans les lignes X_2 et X_4 sont données par:

$$\begin{aligned} P_1 - P_r &\approx \frac{V_s \delta_s}{X_2} \\ P_2 + P_r &\approx \frac{V_r \delta_r}{X_4} \end{aligned} \tag{7.14}$$

En considérant que les tensions de part et d'autre du régulateur de puissance sont pratiquement unitaires, on obtient:

$$P_r \approx \frac{-\delta_{sr}}{X_2 + X_4} + \left. \frac{P_1 X_2 - P_2 X_4}{X_2 + X_4} \right|_{V_s \approx V_r \approx 1} \tag{7.15}$$

ce qui donne, encore ici, une équation de la même forme que (7.7) et (7.12):

$$P_r \approx \frac{-\delta_{sr}}{X_{boucle}} + \left. \frac{\delta_{sr0}}{X_{boucle}} \right|_{V_s \approx V_r \approx 1} \tag{7.16}$$

où cette fois:

$$\begin{aligned} X_{boucle} &= X_2 + X_4 \\ \delta_{sr0} &\approx P_1 X_2 - P_2 X_4 \end{aligned} \tag{7.17}$$

On constate à la figure 7.9 que la caractéristique de réseau vue par le régulateur de puissance est maintenant beaucoup plus susceptible d'être décalée vers la gauche que dans le cas des réseaux radial et maillé. En effet, l'abscisse à l'origine δ_{sr0} dépend des différences entre les niveaux de production des sources d'une part, et des impédances des lignes d'autre part. Si on pose $X_2 \approx X_4$, il suffit que P_1 soit plus petit que P_2 pour que δ_{sr0} soit négatif.

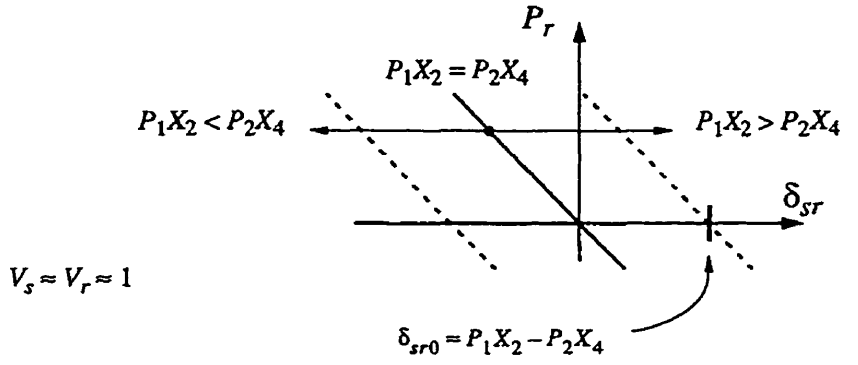


Figure 7.9: Effets des sources P_1 et P_2 sur la caractéristique de réseau vue par le régulateur de puissance.

7.4 Relation P-δ_{sr} d'un régulateur de puissance

Cette section présente dans le plan P-δ_{sr} les caractéristiques de puissance active de quelques régulateurs de puissance qui ont un impact direct ou indirect sur la puissance active. Ces caractéristiques sont fonction de l'angle aux bornes des appareils et de leur paramètre de réglage. Pour cette raison, ces caractéristiques sont appelées des caractéristiques de régulateur de puissance.

Transformateur-déphaseur

La puissance active d'un transformateur-déphaseur est donnée par:

$$P_r = \frac{V_s V_r}{X_f}\sin(\delta_{sr} - \alpha) \approx \frac{\delta_{sr}}{X_f} - \frac{\alpha}{X_f}\bigg|_{V_s = V_r = 1} \tag{7.18}$$

où X_f est l'impédance de fuite de l'appareil et α est le décalage angulaire qu'il produit. La caractéristique de puissance linéarisée est tracée à la figure 7.10 a).

Compensation série

Pour la compensation série on trouve:

$$P_r = \frac{V_s V_r}{-sX_L}\sin\delta_{sr} \approx \frac{\delta_{sr}}{-sX_L}\bigg|_{V_s = V_r = 1} \tag{7.19}$$

où le degré de compensation série s est donné par:

$$s = \frac{-X_{série}}{X_L} \tag{7.20}$$

tandis que $X_{série}$ et X_L sont les réactances du condensateur série et de la ligne respectivement.

La caractéristique de puissance linéarisée de la compensation série est montrée à la figure 7.10 b).

Dans la perspective de représenter de manière distincte les effets de la compensation série et d'un régulateur de puissance utilisés conjointement sur une même ligne de transport (Brochu, Beauregard, Lemay, Morin, Pelletier et Thallam, 1996), on peut inclure la compensation série avec la ligne. La pente de la caractéristique du réseau peut donc être ajustée par la compensation série tandis que le régulateur de puissance permet de se déplacer le long de celle-ci. Les caractéristiques de réseau (7.7) et (7.13) deviennent:

$$P_r \approx \frac{-\delta_{sr}}{X_{boucle} - X_{série}} + \frac{\delta_{sr0}}{X_{boucle} - X_{série}}\bigg|_{V_s = V_r = 1} \tag{7.21}$$

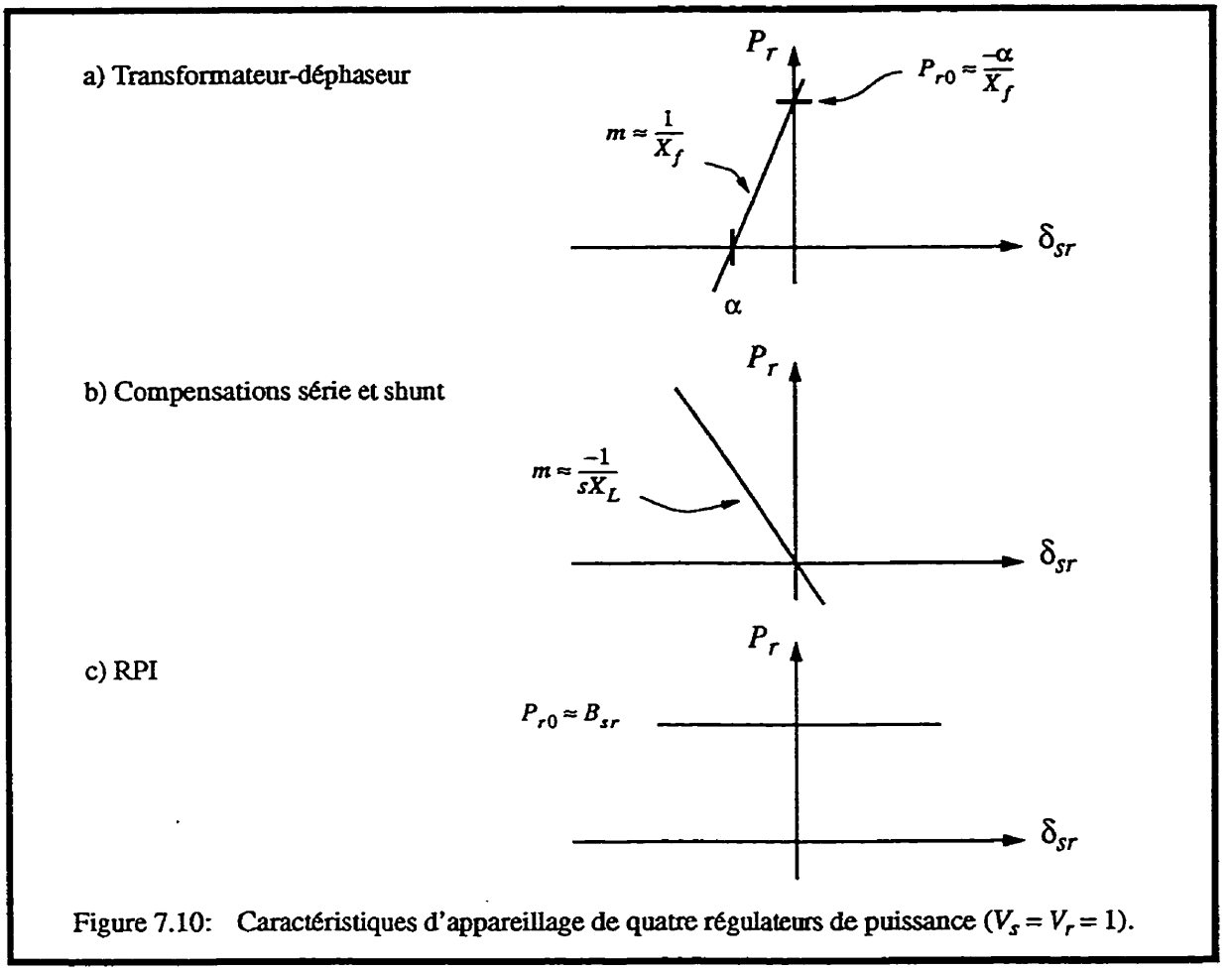


Figure 7.10: Caractéristiques d'appareillage de quatre régulateurs de puissance ($V_s = V_r = 1$).

Compensation shunt

La compensation shunt agit indirectement sur le transit en supportant la tension en un point intermédiaire de la ligne. L'angle à ses bornes est nul et on ne peut définir en fonction de δ_{sr} une caractéristique de régulateur qui lui soit propre. Pour faire ressortir son effet sur la puissance transitée on peut toutefois procéder comme suit.

On associe à la compensation shunt une partie de la ligne de transport de manière à former un circuit en T. Par la suite on converti ce circuit en T en un circuit en Pi. On obtient alors pour la partie série du circuit en Pi:

$$X_{série} = X_{Ls} + X_{Lr} - X_{Ls}X_{Lr}B_{shunt} \tag{7.22}$$

où les réactances X_{Ls} et X_{Lr} sont les réactances de la ligne des côtés S et R tandis que B_{shunt} est la susceptance de la compensation shunt. Ainsi, on peut tenir compte de la compensation shunt en utilisant les mêmes équations que pour la compensation série.

Régulateur de puissance interphase

Le modèle équivalent en Pi de la figure 3.15 permet d'écrire pour un RPI:

$$P_r = -B_{sr} V_s V_r \sin(\delta_{sr} - \Psi) \tag{7.23}$$

Dans le cas d'un RPI à deux branches et caractéristiques décentrées de puissance on trouve d'après (3.29) et (4.18) que $\Psi = \beta \pm \pi/2$. En prenant parmi ces deux possibilités celle qui conduit à un B_{sr} positif on trouve:

$$P_r = B_{sr} V_s V_r \cos(\delta_{sr} - \beta) \tag{7.24}$$

où, d'après (3.29), B_{sr} est donné par:

$$B_{sr} = -\frac{2B_1}{n_{s1} n_{r1}} \sin\frac{\gamma_{21}}{2} \tag{7.25}$$

ce qui est conforme avec (4.20).

Dans le cas où $\cos(\delta_{sr} - \beta) \approx 1$, (7.24) devient simplement:

$$P_r \approx B_{sr}\Big|_{V_s = V_r = 1} \tag{7.26}$$

et on obtient la droite de pente nulle de la figure 7.10 c).

7.5 Aires de fonctionnement P-δ_{sr}

Les réseaux présentés à la section 7.3 possèdent des caractéristiques très semblables. À de multiples reprises, on a également observé avec de grands réseaux le même genre de caractéristiques de réseau (Brochu, Lemay, Beauregard, Morin et Pelletier, 1993; Beauregard, Brochu, Lemay, Menzies, Morin et Pelletier, 1994; Brochu, Beauregard, Lemay,

Morin, Pelletier et Thallam, 1996; Lemay, Bérubé, Beauregard, Brochu et Pelletier, 1996; Beauregard, Brochu, Lombard, Kheir, Trinh et Pelletier, 1997). De fait, ce sont les études d'écoulement de puissance faites sur ces réseaux qui ont suggéré les réseaux de la section 7.3. On présente au chapitre 9 les résultats de l'une de ces études faites avec un réseau réel.

Autre aspect intéressant, les caractéristiques des réseaux de la section 7.3 sont dérivées sans faire d'hypothèse sur leur régulateur de puissance tandis que les caractéristiques des régulateurs de puissance sont présentées sans faire d'hypothèse sur le réseau où il se trouve. Ceci suggère que, pour une puissance active donnée, tous les régulateurs de puissance installés dans un réseau vont retrouver le même angle à leurs bornes et que tous les réseaux vont produire le même angle aux bornes d'un régulateur de puissance. C'est observations ne sont toutefois valides que dans la mesure où on néglige le comportement des puissances réactives et des tensions aussi bien du côté des réseaux que du côté des régulateurs de puissance. Bien que cette approche soit cavalière, il ressort que ces observations sont d'un grand intérêt en pratique puisque, dans une large mesure, c'est ce que l'on observe effectivement en réseau. De ramener la question de la puissance transitée à une stricte affaire de décalage angulaire permet de dégager très rapidement les tendances lourdes avec un degré de justesse relativement élevé. Ceci n'est pas surprenant pour deux raisons. De par la nature même des réseaux, les transits sont liés aux écarts angulaires alors que les puissances réactives sont plutôt couplées aux tensions. D'autre part, on retrouve en de multiples points du réseau des dispositifs permettant de maintenir les tensions à l'intérieur de minces fourchettes autour de leur valeur nominale.

Fort de ces observations, on peut maintenant utiliser ces caractéristiques linéarisées pour définir des aires de fonctionnements. D'entrée de jeu, il est toutefois important de préciser que l'emploi de caractéristiques linéarisées ne sert qu'à faciliter la présentation du concept. Les aires de fonctionnement peuvent être tracées avec des données numériques provenant d'études d'écoulement de puissance.

Lorsqu'on suppose que les tensions sont unitaires, les caractéristiques de réseau et de régulateur de puissance ne possèdent plus chacune qu'une seule inconnue: l'angle δ_{sr}. Il suffit donc de tracer les caractéristiques d'un réseau et d'un régulateur en particulier pour obtenir leur point de fonctionnement. L'intersection des droites donne le seul angle δ_{sr} qui puisse satisfaire simultanément les caractéristiques du réseau et du régulateur de puissance. La figure 7.11 illustre ceci pour le transformateur-déphaseur, les compensations série et shunt et le RPI.

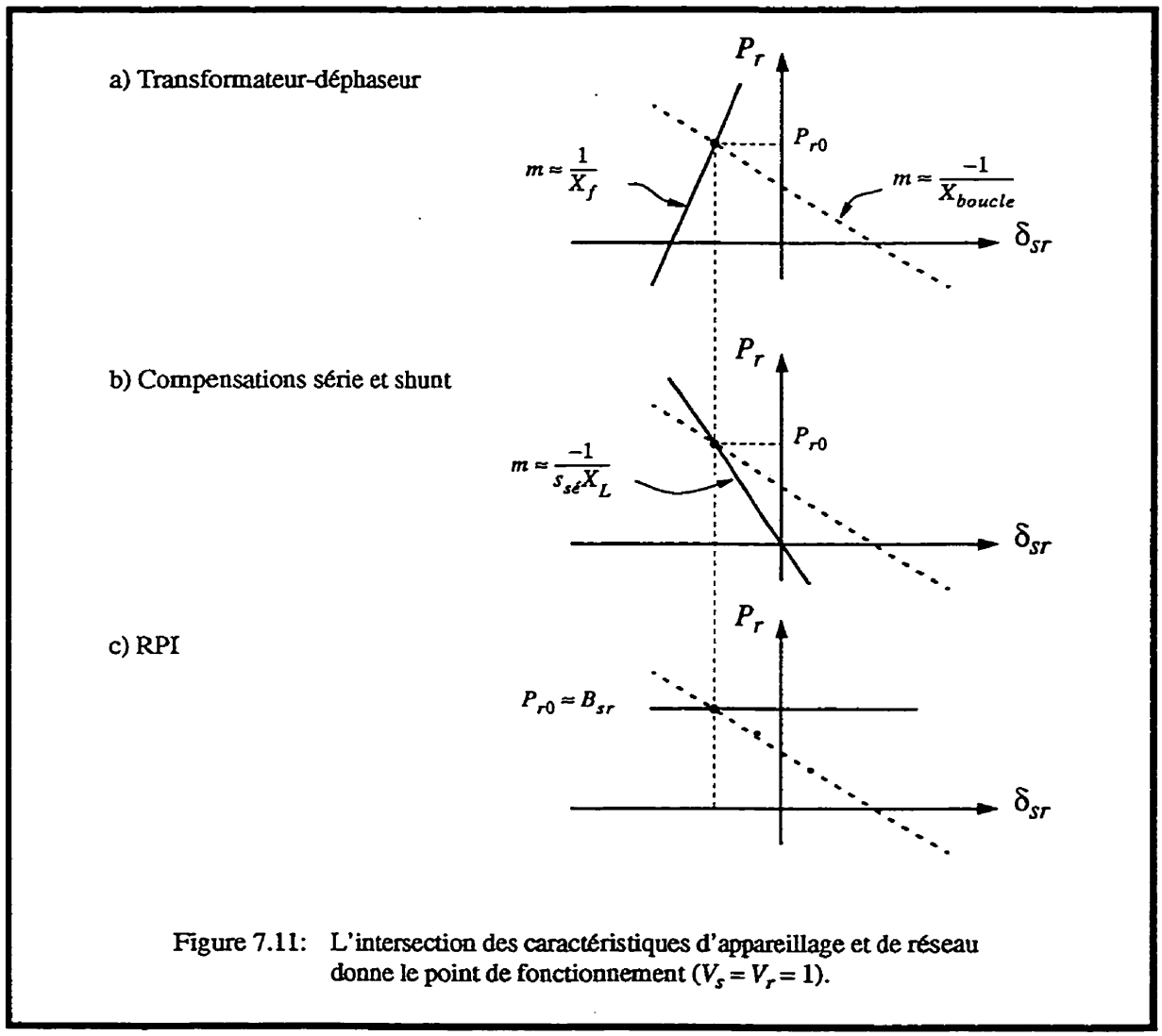


Figure 7.11: L'intersection des caractéristiques d'appareillage et de réseau donne le point de fonctionnement ($V_s = V_r = 1$).

En prenant le cas du transformateur-déphaseur on peut délimiter très simplement une aire de fonctionnement dans le plan P-δ_{sr} en procédant comme à la figure 7.12. Cette aire est obtenue en établissant pour le réseau et pour le régulateur de puissance les limites extrêmes de fonctionnement. Tel que montré à la figure 7.5, les études d'écoulement de puissance permettent de trouver δ_{min} et δ_{max} . Pour ce qui est du transformateur-déphaseur, lorsque son changeur de prise est en bout de course, on obtient les déphasages α_{min} et α_{max} . Tous les points de fonctionnement de l'ensemble réseau-régulateur de puissance sont nécessairement à l'intérieur de l'aire de fonctionnement délimitée par les caractéristiques, du réseau et du régulateur, dont les abscisses à l'origine sont données par ces quatre conditions limites.

Il est donc possible avec seulement deux bases de réseau, une pour δ_{min} et l'autre pour δ_{max} , de faire le choix des principaux paramètres d'un régulateur de puissance, en l'occurrence, l'impédance de fuite et la plage angulaire du transformateur-déphaseur.

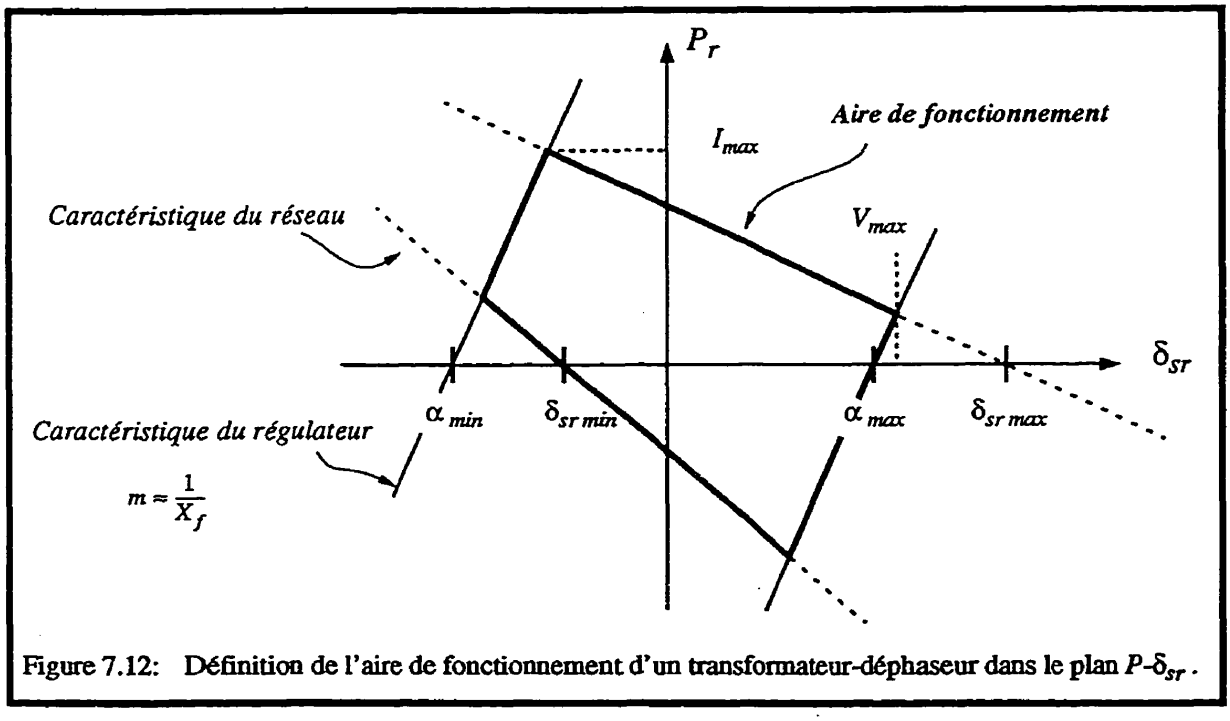


Figure 7.12: Définition de l'aire de fonctionnement d'un transformateur-déphaseur dans le plan P-δ_{sr} .

Le plan P-δ_{sr} est particulièrement intéressant pour le concepteur du régulateur de puissance puisqu'il permet de faire ressortir les contraintes en courant et en tension que doit rencontrer l'appareil. En effet, le courant de ligne que doit porter le régulateur de puissance est proportionnel à la puissance P_r alors que et la tension à ses bornes est presque proportionnelle à l'angle δ_{sr}. On peut ainsi apprécier d'un coup d'oeil l'effet des conditions d'exploitation et des paramètres de construction sur les dimensions de l'appareil. On revient au chapitre 11 sur l'utilisation du plan P-δ_{sr} pour comparer entre elles les capacités de réglage de différentes topologies de RPI.

7.6 Exemples d'aires de fonctionnement

Cette section présente les comportements du transformateur-déphaseur de la compensation série et du RPI en fonction de l'angle δ_{sr} au moyen du réseau-test présenté à la figure 7.13. Cet exercice fait ressortir les limites imposées par les caractéristiques du réseau de même que les différences entre les caractéristiques des régulateurs. Outre la puissance active P_r transitée par le lien, on montre également les puissances réactives Q_s et Q_r ainsi que les tensions V_s et V_r.

Les paramètres du réseau test et des régulateurs de puissance sont reportés à la figure 7.13. La tension et la puissance naturelle de la ligne servent de base. Afin de bien faire ressortir le comportement de la ligne et des régulateurs de puissance sans introduire des effets propres au réseau CA, on suppose que l'impédance parallèle présentée par le réseau CA est très faible, que le transit dans celle-ci est tel que $-10° \leq \delta \leq +10°$ et que, finalement, l'angle δ est insensible à P_r. Étant donné ces hypothèses, on peut représenter ce réseau par deux barres infinies.

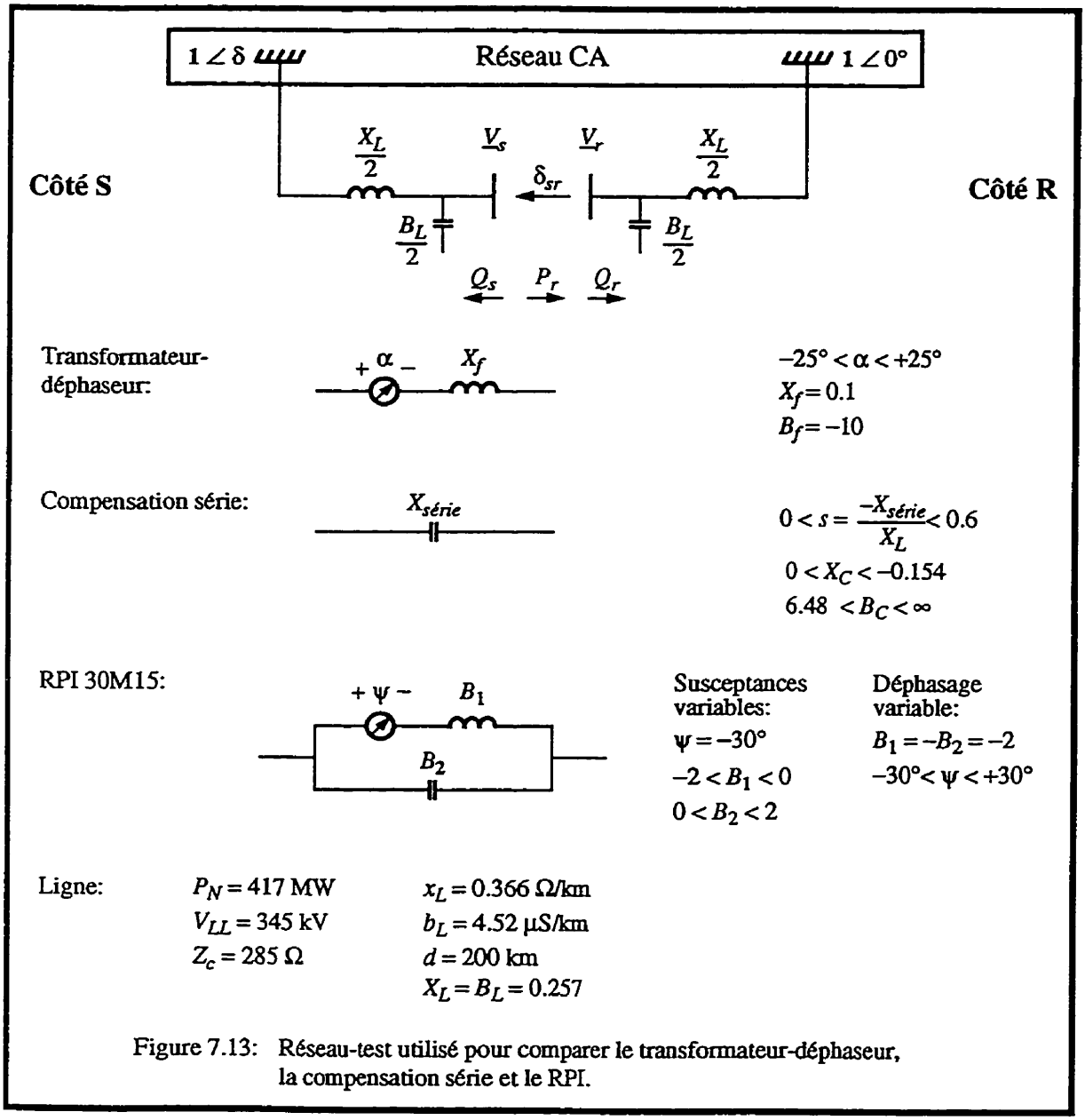


Figure 7.13: Réseau-test utilisé pour comparer le transformateur-déphaseur, la compensation série et le RPI.

Transformateur-déphaseur

Le comportement du transformateur-déphaseur est montré à la figure 7.14. On reconnaît l'aire de fonctionnement délimitée par les caractéristiques du réseau et du régulateur de puissance. Puisque le transformateur-déphaseur est purement inductif, il consomme toujours de la puissance réactive. Plus la puissance transitée est grande et plus cette consom-

mation augmente. Étant donné que la susceptance de la ligne est modélisée, les tensions à faible charge sont supérieures à 1 pu. Elles chutent rapidement au fur et à mesure que la puissance transitée augmente.

Compensation série

La compensation série, figure 7.15, présente une aire de fonctionnement très différente. Pour fin de comparaison, on y a reporté l'aire de fonctionnement du transformateur-déphaseur. Le réseau impose les mêmes limites sur δ qui sont toutefois légèrement décalées. Ce décalage s'explique par le fait que la compensation série produit de la puissance réactive ce qui maintient les tensions toujours supérieures à 1 pu. Pour un angle δ_{sr} donné, la puissance active transitée est un peu supérieure à ce que le transformateur-déphaseur peut donner.

La différence la plus importante avec le transformateur-déphaseur vient de la pente négative de la compensation série. On constate que l'aire de fonctionnement est par conséquent très restreinte.

Lorsque l'angle δ_{sr} est nul, il n'est pas possible avec la compensation série de forcer un transit de la ligne. La compensation série est donc dédiée à des applications où le transport est radial. En réseau maillé, il arrive en effet que l'angle δ imposé par le réseau soit petit de sorte que seuls des appareils comme un transformateur-déphaseur ou un RPI peuvent rétablir le transit et l'amener à la valeur souhaitée.

Un autre aspect important est mis en lumière lorsque l'on compare le transformateur-déphaseur et la compensation série. Alors que le réseau impose une relation P-δ_{sr} pratiquement la même dans les deux cas, on observe aucune relation évidente imposée par le réseau dans les plans Q-δ_{sr} ou V-δ_{sr}. Les comportements des puissances réactives et des tensions sont très différents suivants le régulateur de puissance utilisé. Ceci illustre bien le caractère local des effets de la puissance réactive par rapport à l'effet à longue portée

(régional) de la commande de la puissance active.

On a également étudié le réseau-test dans les plans $P(V)$ et $Q(V)$ mais les familles de courbes obtenues ne permettent pas non plus de faire ressortir des limites qui soient propres à la topologie du réseau. C'est donc sur une autre base que l'analyse du comportement des puissances réactives et des tensions doit être abordée. Ce travail reste à faire.

RPI à susceptances variables

Il s'agit d'un RPI 30M15 à caractéristiques décentrées de puissance. Tel que montré à la figure 7.16, l'aire de fonctionnement de ce RPI s'apparente davantage à celle du transformateur-déphaseur qu'à celle de la compensation série. Étant donné son transformateur-déphaseur, le RPI bénéficie de la capacité de commander la puissance active quel que soit l'angle δ_{sr}. L'utilisation du transformateur-déphaseur, de pente positive, en parallèle avec le condensateur, de pente négative, donne la caractéristique de pente nulle du RPI.

Sur le plan de la puissance réactive, le comportement du RPI est plus complexe que le transformateur-déphaseur ou la compensation série. Sa production ou consommation de puissance réactive dépend fortement de l'angle δ imposé par le réseau. De manière générale, plus l'angle δ_{sr} s'éloigne de 0° et plus la production de puissance réactive est grande puisqu'alors la tension augmente aux bornes du condensateur.

Les repères *a* et *b* sur les caractéristiques de tensions ont déjà été introduits à la sous-section 5.2.7 portant sur le découplage des tensions.

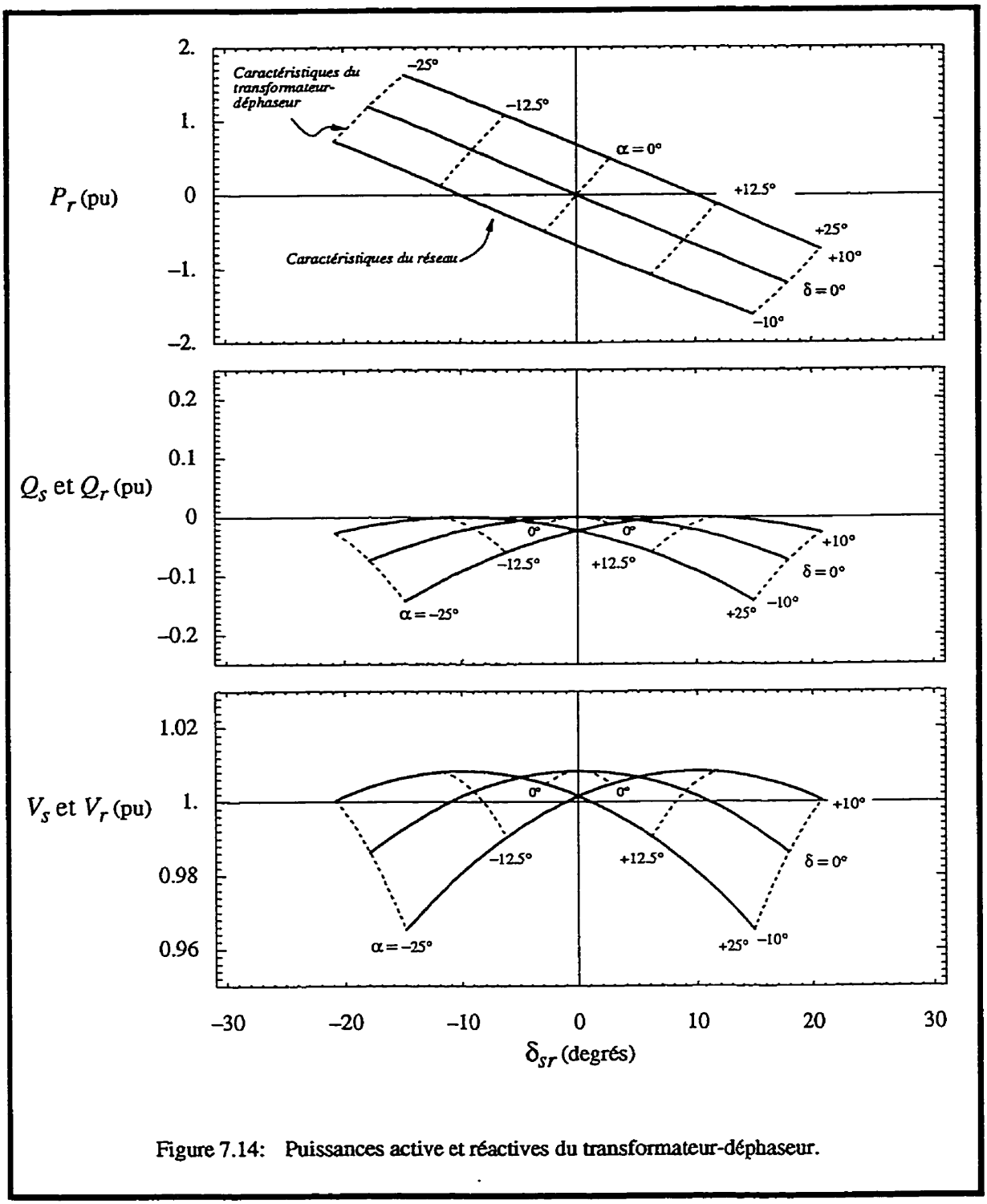


Figure 7.14: Puissances active et réactives du transformateur-déphaseur.

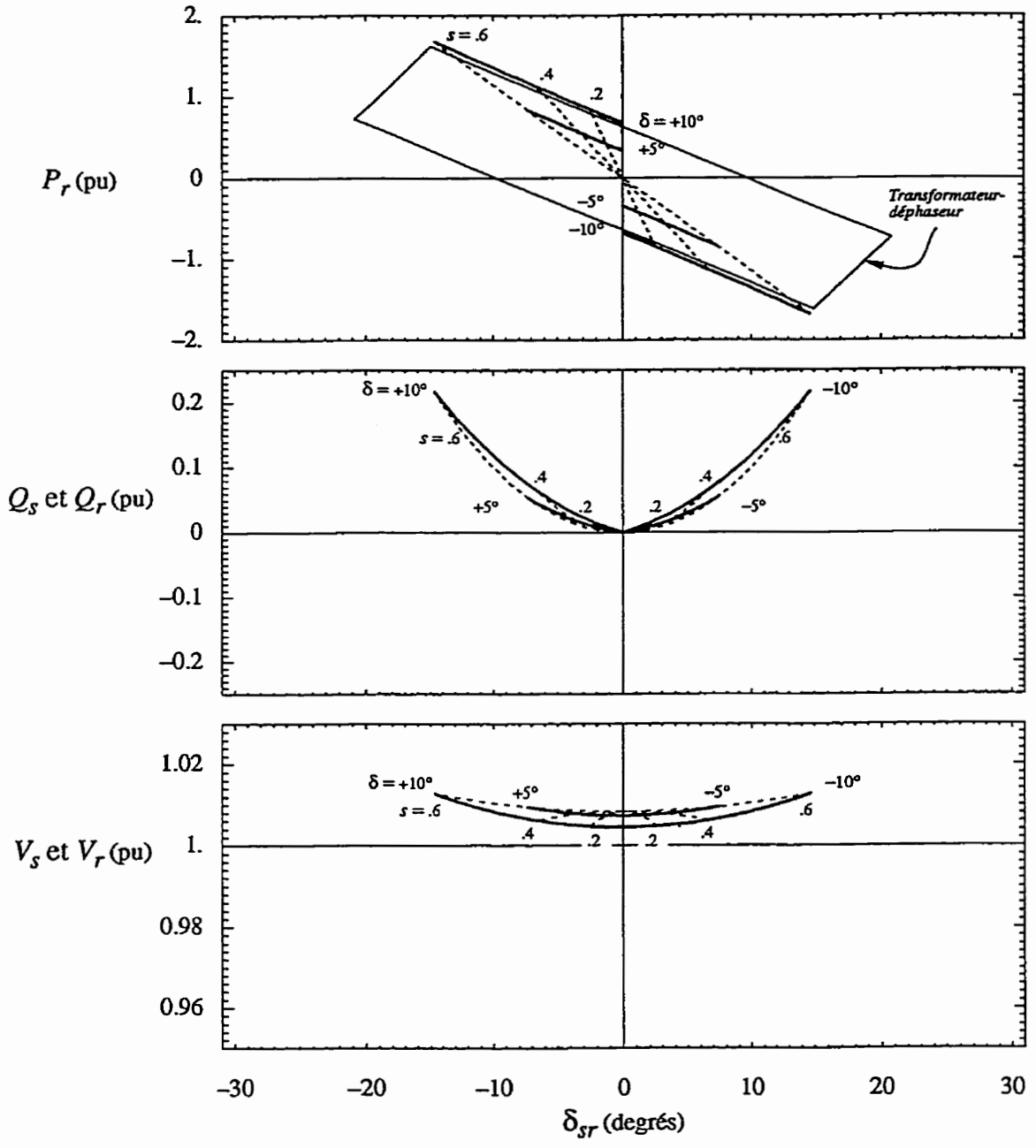


Figure 7.15: Puissances active et réactives de la compensation série.

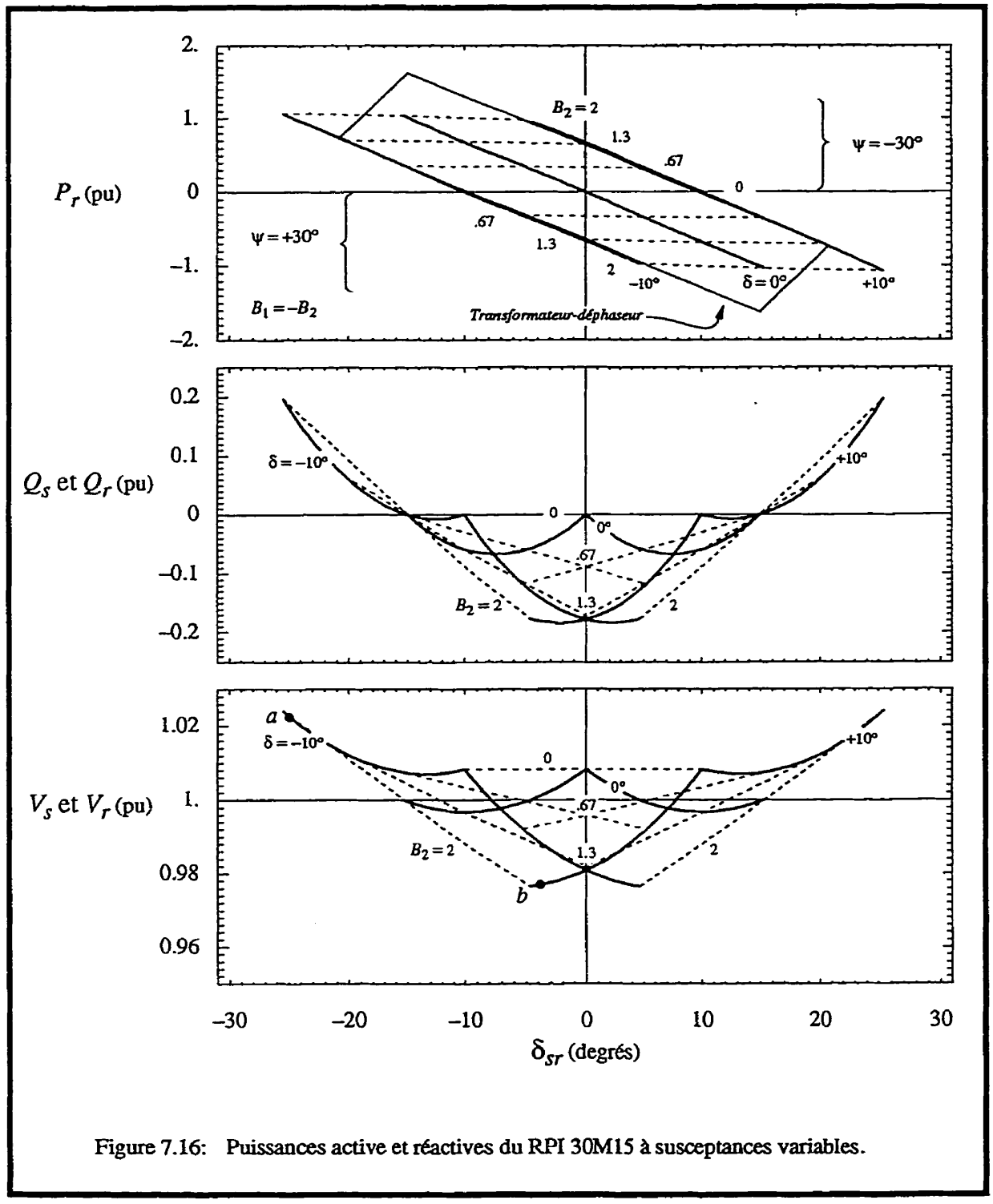


Figure 7.16: Puissances active et réactives du RPI 30M15 à susceptances variables.

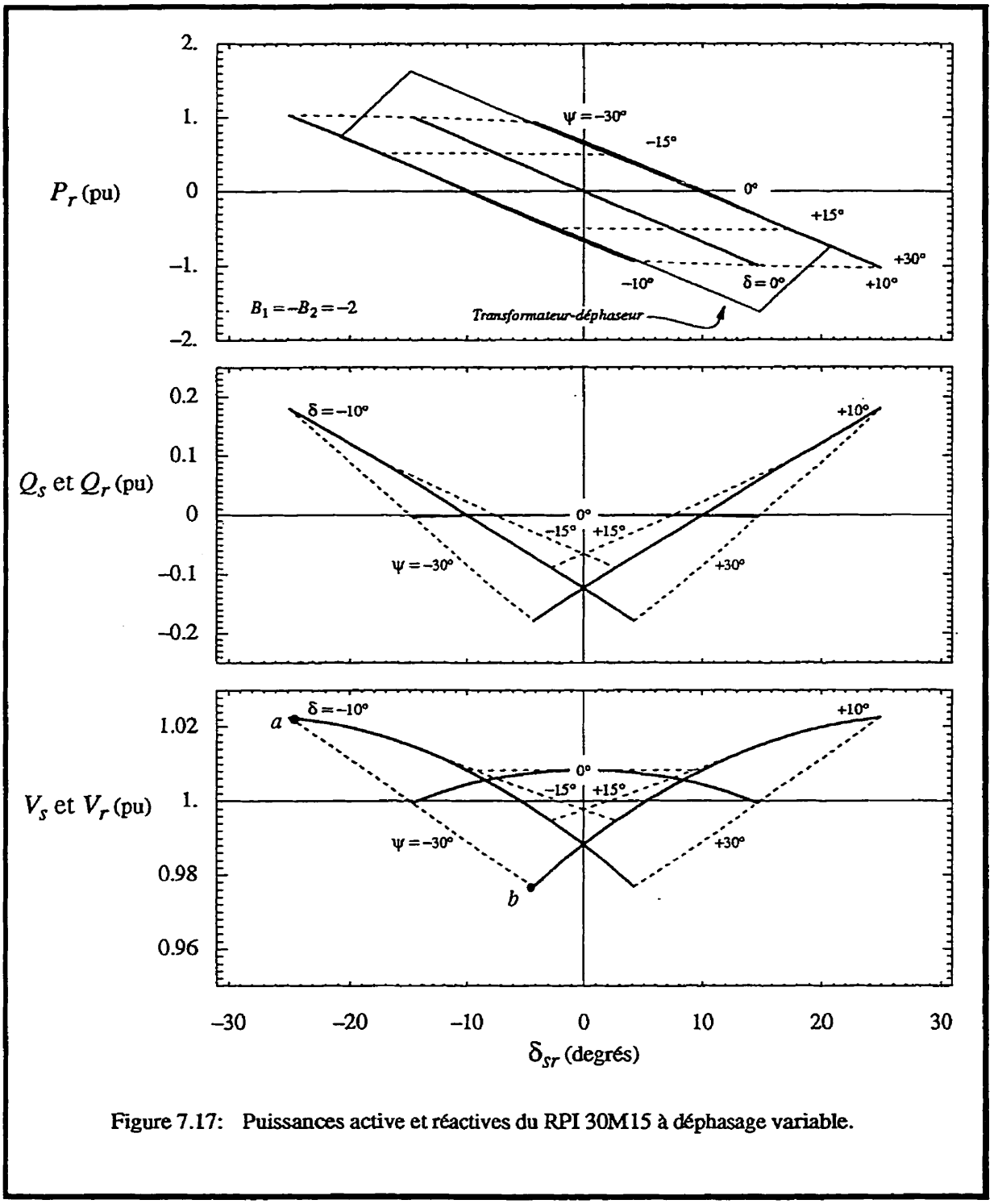


Figure 7.17: Puissances active et réactives du RPI 30M15 à déphasage variable.

RPI à déphasage variable

Il s'agit d'un RPI 30M15 très semblable au précédent puisque les susceptances et les déphasages ont les mêmes valeurs maximales. L'aire de fonctionnement de ce RPI, figure 7.17, est effectivement très semblable à celles du RPI à susceptances variables. Il y a cependant une différence importante sur le plan du coût de l'appareil puisqu'ici un seul élément de l'appareil est variable plutôt que deux. De plus, l'élément de réglage, le changeur de prise, peut être installé à basse-tension.

Les puissances réactives des deux RPI sont assez semblables. Il est intéressant de remarquer le fonctionnement à facteur de puissance presqu'unitaire qu'offre ce RPI lorsque $\delta = 0°$. Le déplacement du centre de la plage γ_{21} coïncide alors avec celui de δ_{sr} ($\delta_{sr} \approx \beta$).

7.7 Coefficient de synchronisation

La puissance active d'un RPI à caractéristiques centrées ou décentrées présente une pente nulle qui lui permet de réaliser une interconnexion découplante entre deux réseaux. Dans le cas où on veut commander la puissance d'une ligne de transport, cette pente nulle devient toutefois inacceptable pour des raisons de stabilité. Il faut alors déconjuguer les susceptances du RPI de manière à ce que le lien où il se trouve soit naturellement synchronisant.

De manière générale on évalue la raideur d'un lien en calculant son coefficient de synchronisation lequel est défini en fonction de l'angle δ aux bornes du lien (Elgerd, 1982):

$$T = \frac{\Delta P_r}{\Delta \delta} \tag{7.27}$$

Il s'agit d'une propriété de première importance que l'on peut transposer dans le plan P-δ_{sr}. La figure 7.18 montre l'effet d'une perturbation angulaire $\Delta\delta$ appliquée aux bornes d'un lien muni d'un régulateur de puissance. On a tracé ici les réponses obtenues lorsque le régulateur de puissance est un transformateur-déphaseur ou un système de compensa-

tion série. La puissance du lien est initialement imposée au même niveau dans les ceux cas. Par la suite, les régulateurs de puissance sont supposés en boucle ouverte de sorte qu'ils ne réagissent pas durant la perturbation. Comme on peut le voir, la variation de la puissance transitée par le lien dépend grandement du régulateur de puissance utilisé.

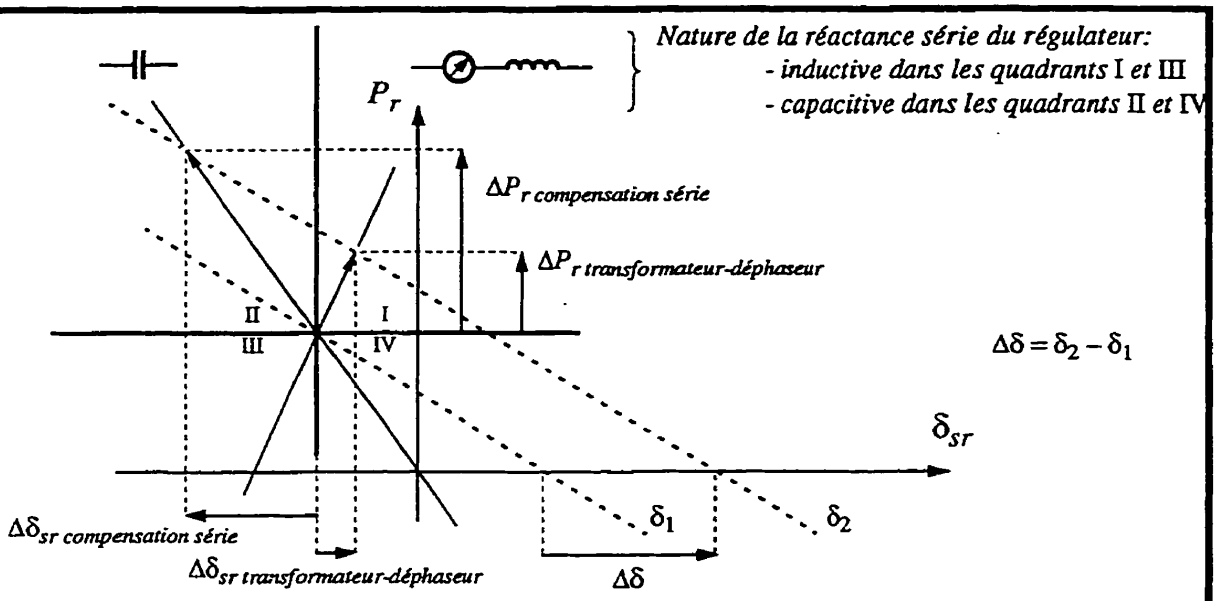


Figure 7.18: Effet d'une perturbation angulaire $\Delta\delta$ appliquée aux bornes d'un lien muni d'un régulateur de puissance.

La perturbation angulaire $\Delta\delta$ aux bornes du lien produit un décalage $\Delta\delta_{sr}$ aux bornes du régulateur de puissance. Il est à noter que les impédances de ligne de part et d'autre du régulateur de puissance font que $\Delta\delta \neq \Delta\delta_{sr}$. Cette perturbation angulaire produit ainsi un déplacement du point de fonctionnement le long de la caractéristique du régulateur de puissance. Étant donné la nature inductive ou capacitive de la réactance série présentée par celui-ci, on constate que l'accroissement de la puissance transitée ΔP_r est beaucoup moins important avec le transformateur-déphaseur qu'avec la compensation série puisque l'un augmente l'impédance du lien tandis que l'autre la réduit.

Le déplacement du point de fonctionnement se fait respectivement dans les régions I et III ou II et IV suivant que la nature de la réactance série présentée par le régulateur de puis-

sance est inductive ou capacitive. Dans les régions I et III, le lien est synchronisant si la pente du régulateur de puissance est positive. Dans les régions II et IV, le lien est synchronisant si, en valeur absolue, la pente du régulateur est plus grande que celle du réseau.

Tout comme dans le plan P-δ , il est ainsi possible d'apprécier dans le plan P-δ_{sr} l'effet des paramètres d'un régulateur de puissance sur le coefficient de synchronisation du lien.

7.8 Définition d'un réseau équivalent

À la lumière des résultats présentés jusqu'à maintenant, il est possible de définir un réseau élémentaire dont le comportement dans le plan P-δ_{sr} est très similaire à celui d'un réseau réel. Suivant le degré de sophistication employé, ce circuit peut avoir un comportement qui représente plus ou moins fidèlement le réseau. Dans tous les cas cependant, il ne s'agit pas d'un réseau équivalent au sens employé au chapitre 3 pour modéliser les RPI mais plutôt d'un réseau dont le comportement de la puissance active est suffisamment prêt de la réalité pour permettre une représentation adéquate d'un grand réseau dans le plan P-δ_{sr} .

Cette section propose un circuit équivalent qui a été retenu parmi plusieurs pour sa très grande simplicité. La précision obtenue est satisfaisante compte tenu de la facilité avec laquelle ses paramètres sont calculés. On a en effet constaté que le calcul des paramètres d'un circuit plus fidèle demande beaucoup d'effort tout en n'offrant qu'un gain marginal en précision. De plus, l'intérêt de reproduire un grand réseau est en soi discutable puisque, d'une part, on a démontré que l'utilisation de seulement deux réseaux de base permet de couvrir les cas intermédiaires et que, d'autre part, les outils de calculs peuvent traiter ces deux bases de données sans difficulté. En fait, le véritable intérêt d'un tel circuit équivalent est de proposer un vision simple de la commande de la puissance active par un régulateur de puissance. Avec un tel modèle à l'esprit, on développe une compréhension des phénomènes en régime établi qui est suffisamment juste pour nous guider lors des calculs d'écoulement de puissance faits avec le vrai réseau.

Le réseau équivalent de la figure 7.19 permet de reproduire raisonnablement bien le comportement d'un réseau et de son régulateur de puissance.

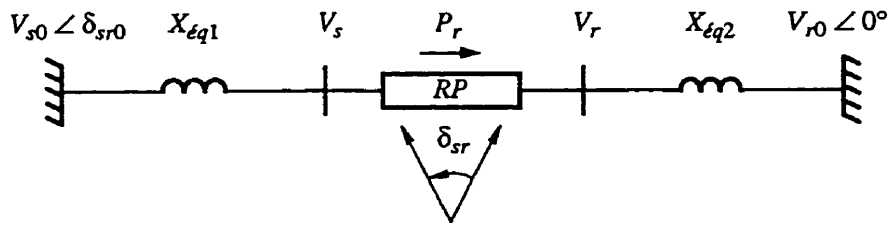


Figure 7.19: Réseau équivalent.

Les paramètres de ce circuit sont obtenus au moyen de deux calculs d'écoulements de puissance fait avec le réseau que l'on cherche à modéliser.

Dans un premier temps, le régulateur de puissance est mis en circuit ouvert de sorte que les grandeurs V_s' , V_r' et δ_{sr}' calculées permettent de poser:

$$V_{s0} = V_s' \qquad V_{r0} = V_r' \qquad \delta_{sr0} = \delta_{sr}' \tag{7.28}$$

Par la suite, on ajuste le régulateur de puissance à la valeur maximale P_r'' projetée pour le lien, on calcule avec le réseau à modéliser l'angle δ_{sr}'' correspondant, puis, on trouve la réactance $X_{éq}$ comme suit en assumant que $V_s'' \approx V_r''$:

$$X_{éq} = \left.\frac{V_{s0}V_{r0}}{P_r''}\sin(\delta_{sr0} - \delta_{sr}'')\right|_{V_s'' \approx V_r''} \tag{7.29}$$

La réactance $X_{éq}$ est finalement répartie de part et d'autre du régulateur de puissance au prorata des réactances des lignes immédiatement aux bornes du régulateur de puissance tout en respectant $X_{éq} = X_{éq1} + X_{éq2}$.

C'est ce qui est fait à la figure 7.20 où la réactance $X_{éq}$ est entièrement installée du côté S de manière à reproduire le comportement du réseau radial de la figure 7.2.

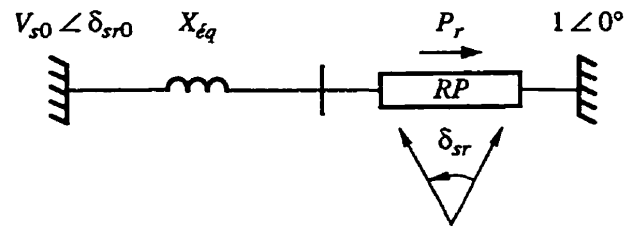


Figure 7.20: Réseau équivalent particularisé pour le réseau radial de la figure 7.2.

De fait, la caractéristique de ce réseau équivalent est très similaire à l'équation (7.7) du réseau radial:

$$P_r = \frac{-\delta_{sr} V_s}{X_{éq}} + \frac{\delta_{sr0} V_s}{X_{éq}}\bigg|_{V_{s0}=1} \tag{7.30}$$

Il est intéressant de noter que la réactance $X_{éq}$ n'est pas égale à l'impédance Thévenin présentée par le réseau radial au régulateur puisque $X_{éq} = X_{boucle} = X_1 + X_2 V_S$ alors que l'impédance Thévenin du côté S est égale à X_1 .

Pour donner une idée de la précision avec laquelle le réseau équivalent de la figure 7.20 permet de représenter le réseau radial de la figure 7.2, on a tracé en trait plein à la figure 7.21 la puissance active P_r et la tension V_s du réseau radial de même que le paramètre de réglage ψ du transformateur-déphaseur utilisé ici comme régulateur de puissance. Par la suite, on a reporté en trait pointillé les résultats obtenus avec le même transformateur-déphaseur installé, cette fois, dans le réseau équivalent. Les paramètres du transformateur-déphaseur sont les mêmes que ceux indiqués à la figure 7.13. La réactance X_1 est égale à la réactance X_L de cette même figure tandis que la réactance X_2 est deux fois moins grande que X_1 . Finalement, la source est maintenue à une puissance P telle que les deux branches portent leur puissance naturelle lorsque le transformateur-déphaseur est court-circuité.

La puissance P de la source est donnée par:

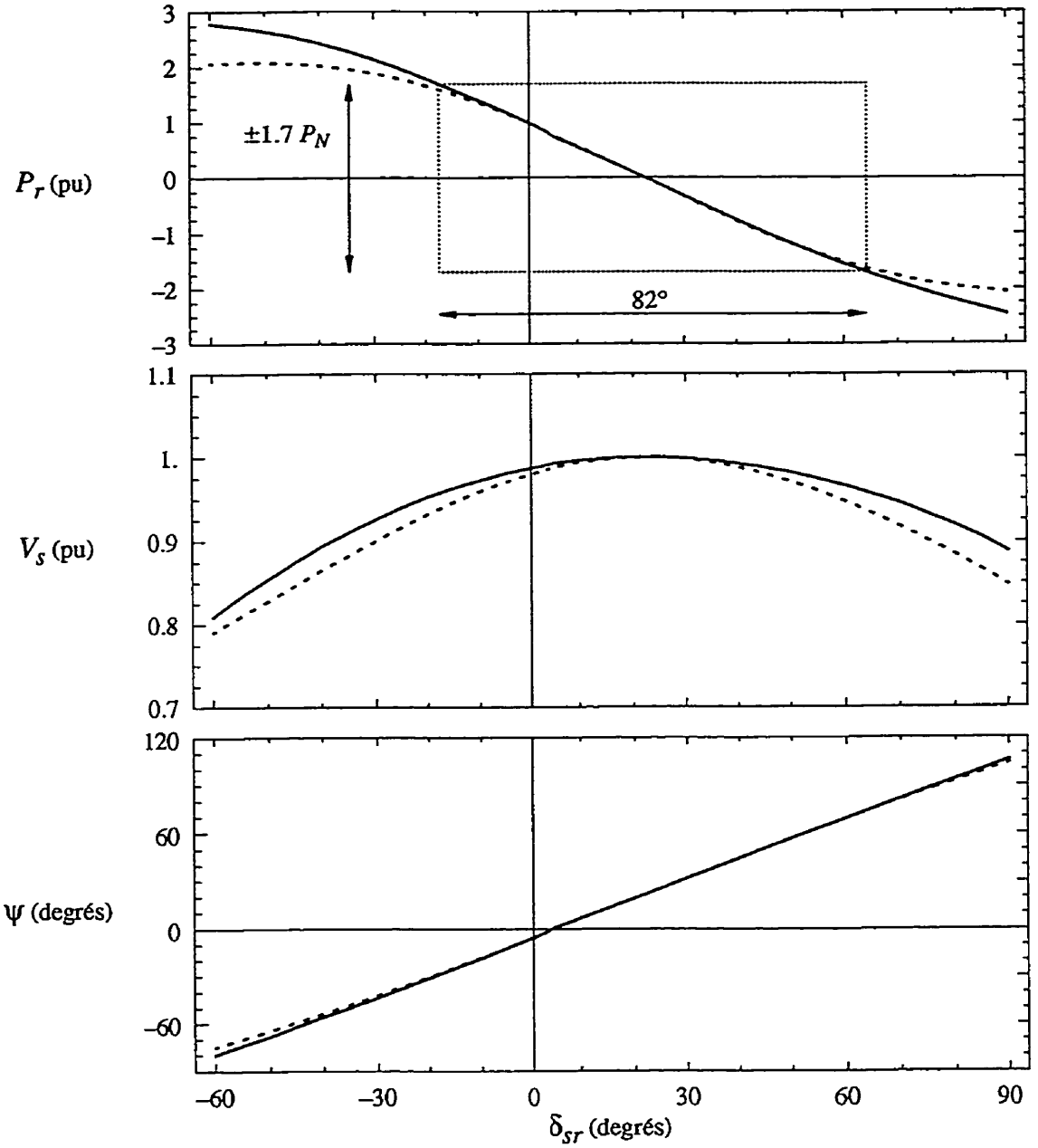
$$P = P_N\left(\frac{X_1}{X_2} + 1\right) \tag{7.31}$$

Les résultats de la figure 7.21 montre qu'effectivement la réponse du réseau équivalent est très près de celle du réseau de base lorsque la puissance active se trouve à l'intérieur de la fourchette de puissance pour laquelle le réseau équivalent a été calculé. Cette fourchette est arbitrairement établie à $\pm 1.7\ P_N$, ce qui est beaucoup plus que la puissance pour laquelle la ligne est normalement conçue. D'après la figure 7.22, l'écart de la puissance active ΔP_r reste à l'intérieur de ±6% de 1.7 pu sur une plage angulaire allant de –17.5° à 64.3°. Sur cette même plage angulaire, l'écart de tension ΔV_s varie entre –2.3 et 0% tandis que l'écart $\Delta\psi$ du transformateur-déphaseur reste inférieur à 0.44°.

L'importance relative du corridor parallèle par rapport à celui où se trouve le régulateur de puissance influence beaucoup la précision obtenue avec le réseau équivalent. Ceci est mis en évidence à la figure 7.22 où sont tracés les écarts de puissance ΔP_r et de tension ΔV_s entre le réseau équivalent et le réseau de base pour trois ratios X_1 / X_2 différents. On constate que, de manière générale, la précision s'améliore rapidement lorsque X_1 / X_2 est supérieur à deux.

Ainsi, ce circuit équivalent très simple possède l'essentiel de ce qu'il faut pour représenter, de manière approximative, le comportement d'un régulateur de puissance active en réseau.

Tel que mentionné au début de ce chapitre, il n'est pas dans notre intention de pousser plus avant l'élaboration de ce réseau équivalent pour en améliorer la précision. Ceci est en soi un sujet complexe qui déborde du contexte de cette thèse. En effet, on peut vouloir utiliser cette approche pour faire d'autres types d'études de réseau pour lesquels il faudra établir des critères de performance et des réseaux-tests adaptés à chaque situation. Par la suite, ce ne sera qu'après de multiples validations que l'on pourra sélectionner le modèle, ou une gamme de modèles, présentant un bon compromis entre précision et facilité d'utilisation.



$\delta_{sr}' = 22.67°$
$V_s' = V_r' = 1$

$\delta_{sr}'' = -17.52°$
$V_s'' = 0.96$
$V_r'' = 1$
$P_r'' = 1.7$

$X_{éq} = 0.38$
$\frac{X_1}{X_2} = 2$

Réseau de base (Fig. 7.2) ——————

Réseau équivalent - - - - - - - -

Figure 7.21: Comparaison des résultats obtenus avec le réseau de base et le réseau équivalent.

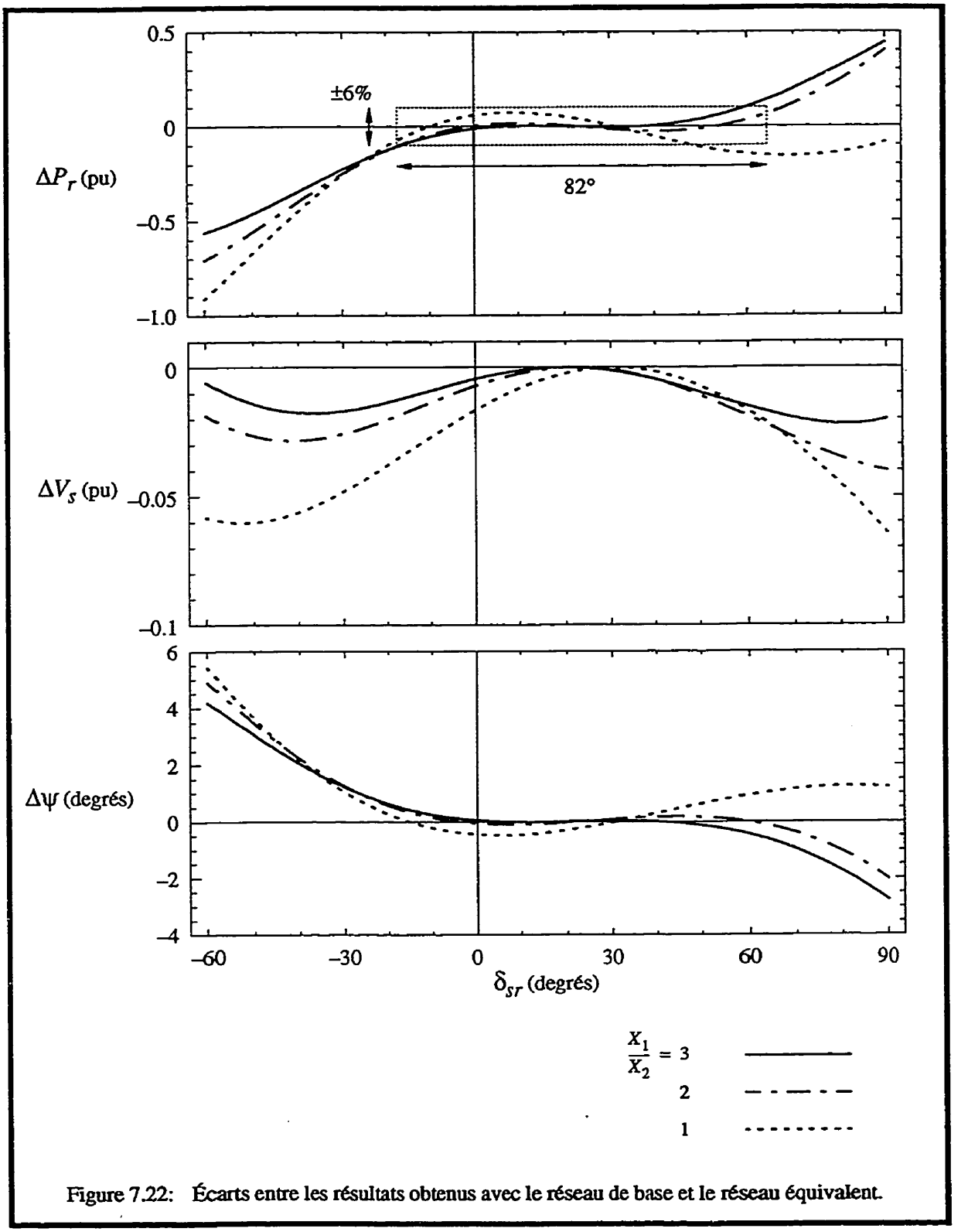


Figure 7.22: Écarts entre les résultats obtenus avec le réseau de base et le réseau équivalent.

On peut toutefois formuler deux observations qui permettent de tirer le maximum de bénéfices de ce modèle.

Dans bien des cas, le régulateur de puissance est raccordé d'un côté, ou même des deux, à des lignes de transport dont les réactances séries représentent un pourcentage important de la réactance $X_{éq}$. Puisque ces réactances de lignes sont nécessairement inférieures à la réactance $X_{éq}$, il est alors facile d'utiliser directement les modèles en Pi de ces lignes auxquelles on ajoute un réactance série telle que la somme des réactances séries donne $X_{éq}$. On a eu l'occasion de constater que la précision obtenue est alors grandement améliorée sans que l'on ait à recourir à une équation plus complexe de $X_{éq}$ basée sur un réseau équivalent plus élaboré que celui qui est proposé ici.

Dans la perspective où l'on voudrait faire le dimensionnement d'un régulateur de puissance en ne travaillant qu'avec un circuit équivalent plutôt qu'avec le réseau complet, il est possible qu'il faille modifier les paramètres du circuit équivalent en fonction des conditions d'exploitation pour assurer une précision raisonnable des calculs. Ceci est particulièrement vrai:

- si les conditions d'exploitation du réseau changent beaucoup;
- le ratio X_1 / X_2 est petit;
- la puissance imposée par le régulateur est beaucoup plus grande que la puissance naturelle de la ligne;
- les résultats recherchés sont sensibles aux tensions;
- les écarts angulaires aux bornes du régulateur de puissance dépassent ±60°.

7.9 Conclusion

Ce chapitre présente les fondements d'un outil de calcul que l'on a mis au point pour étudier les régulateurs de puissance en régime établi.

On montre ici qu'il est possible de définir dans le plan P-δ_{sr} des aires de fonctionnement

qui incluent tous les points de fonctionnement de l'ensemble réseau-régulateur de puissance. Les aires de fonctionnement sont délimitées par les caractéristiques du réseau et du régulateur de puissance. Deux réseaux de base suffisent dans bien des cas pour faire la conception du régulateur de puissance.

Cette méthode n'impose pas de contrainte particulière sur la nature du régulateur de puissance. Bien que non-montré, le régime établi des dispositifs FACTS électroniques peut également être étudié dans le plan P-δ_{sr}.

L'analyse des caractéristiques de réseau dans le plan P-δ_{sr} permet d'illustrer comment certaines contraintes d'exploitation, notamment les écoulements parasites, peuvent influencer un régulateur de puissance.

Cette approche conduit à la définition d'un réseau équivalent qui permet de reproduire dans une bonne mesure le comportement d'un vrai réseau. De par sa simplicité, ce modèle constitue une référence très utile pour prédire les conditions d'exploitation d'un régulateur de puissance et développer une compréhension intuitive du réseau à l'étude. D'autres modèles plus élaborés pourraient être proposés pour améliorer la précision des résultats obtenus avec cette approche.

Cette méthode a été employée dans nombre d'études de RPI réalisées ces dernières années. Elle s'est avérée extrêmement pratique et il est vraisemblable que son utilisation pourra apporter dans le futur de nouveaux éclairages sur le comportement des écoulements de puissance en réseau.

Le contenu de ce chapitre fait l'objet de l'article de l'annexe H (Brochu, Beauregard, Lemay, Pelletier et Marceau, 1997).

CHAPITRE 8
INTERCONNEXION SYNCHRONE

8.1 Introduction

La technologie des régulateurs de puissance interphases a vu le jour vers la fin de 1974 à Hydro-Québec. Depuis ses balbutiements jusqu'aux essais au TNA de l'IREQ, publié en 1987 par Gavrilovic, Roberge, Pelletier et Soumagne, les premiers RPI étaient destinés à la commande de l'écoulement de la puissance active entre des réseaux asynchrones.

Ce n'est qu'à partir de 1988 qu'a véritablement débuté le développement des RPI dédiés à l'interconnexion de réseaux synchrones. Les années 1988 et 1989 furent en quelque sorte des années de transition puisqu'en 1990, dès le début des activités au CITEQ[1], le développement de la technologie avait été entièrement recentré sur les applications en mode synchrone.

Au CITEQ, très tôt, on s'est donné pour objectif d'exploiter les propriétés très particulières des RPI dont les caractéristiques de puissance sont centrées et décentrées. Ces RPI permettent en effet de découpler les réseaux à leurs bornes de manière passive ce qui, autrement, est obtenu en utilisant les compensations d'amplitude et angulaire conjointement avec des systèmes de réglage (intelligence et actionneur).

8.2 Propriétés des RPI à caractéristiques centrées et décentrées

On a mentionné à la section 4.4 que l'effet découplage des résaux se traduit par les contraintes de construction (4.23) et (4.21) qui ont respectivement pour effet de donner des caractéristiques centrées et décentrées. On indique aussi, que dans un cas comme dans

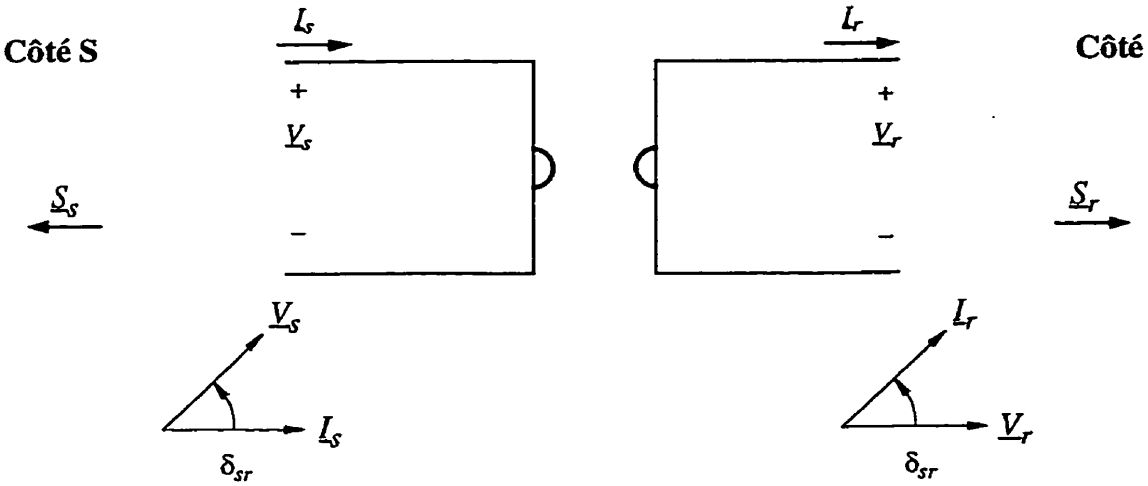
1. Le centre d'innovation sur le transport d'énergie du Québec (CITEQ) est une entreprise de recherche et développement qui concentre ses efforts dans le développement d'équipement et de systèmes de transport et de distribution d'énergie électrique. Elle est financièrement autonome et appartient à parts égales à Hydro-Québec et Asea Brown Bovery (ABB). Les activités de recherche et développement de la technologie des RPI ont été transférées de l'Institut de recherche d'Hyrdo-Québec (IREQ) au CITEQ en octobre 1990.

l'autre, la relation (3.33) est satisfaite de sorte que le RPI fonctionne en mode gyrateur, c'est-à-dire, qu'il est syntonisé. La présente section fait le point sur les propriétés de ce type de RPI et la validation de ces propriétés est présentée à la section 8.4.

Découplage angulaire

Tel que montré à la figure 8.1, l'angle δ_{sr} entre les tensions aux bornes d'un RPI syntonisé impose, de part et d'autre, l'angle entre la tension et le courant. Ainsi, lorsque l'angle δ_{sr} varie, la puissance active varie comme le cosinus de cet angle. De manière générale, si on varie les déphasages ψ_1 et ψ_2 en maintenant l'écart entre ces derniers constant, la puissance active P_r et les puissances réactives Q_s et Q_r conservent leur amplitude mais subissent un décalage horizontal tel que le sommet du cosinus de la puissance active se trouve à $\delta_{sr} = (\psi_1 + \psi_2) / 2$. Le RPI est à caractéristiques centrées si la somme des déphasages ψ_1 et ψ_2 est nulle. Il est à caractéristiques décentrées autrement.

Grâce à ce comportement, le RPI permet de régulariser le transit dans une ligne de transport de manière passive. Dans le cas où la plage angulaire de δ_{sr} imposée par le réseau restent à l'intérieur d'une plage relativement étroite ($\pm 30°$) centrée à $(\psi_1 + \psi_2) / 2$, le transit reste à peu près inchangé. Il est alors possible de réaliser une interconnexion à puissance constante qui ne transmettra pas une perturbation angulaire d'un réseau à l'autre. Conséquemment, si le RPI est en série avec une ligne, celle-ci peut être amenée à sa limite thermique de manière sécuritaire.



$$\underline{V}_s = \underline{I}_r \qquad \underline{I}_s = \underline{V}_r$$

lorsque $B_1 = -B_2$, $\psi_1 = -\psi_2$, $n_{s1} = n_{s2}$, $n_{r1} = n_{r2}$

et que $P_r = 1$, $V_s = 1$, $V_r = 1$

$$P_r = 2B_i \frac{1}{n_{s1} n_{r1}} \sin\psi_i \cos\delta_{sr}$$

$$Q_s = Q_r = -2B_i \frac{1}{n_{s1} n_{r1}} \sin\psi_i \sin\delta_{sr}$$

où $\operatorname{sgn} B_i = \operatorname{sgn} \psi_i$

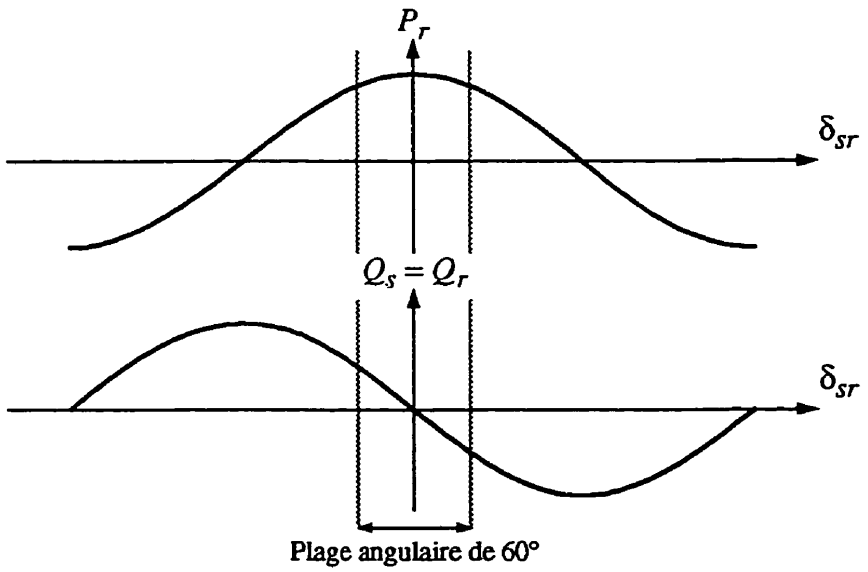


Figure 8.1: RPI à deux branches et caractéristiques centrées (mode gyrateur).

Blocage des écoulements de puissance réactive

Les puissances réactives de part et d'autre du RPI syntonisé varient pour leur part avec le sinus de l'angle δ_{sr} ; elles sont, soit produites, soit absorbées des deux côtés en même temps: $Q_s = Q_r$. Pour de petits angles, les puissances réactives sont donc faibles et presque indépendantes du module des tensions aux bornes du RPI. Tant que l'angle δ_{sr} s'éloigne peu de $(\psi_1 + \psi_2) / 2$, il est ainsi possible de bloquer de manière passive les écoulements de puissance réactive entre deux réseaux.

Limitation des courants de court-circuit

De ce fonctionnement en gyrateur découle une autre propriété obtenue, encore là, de manière passive. Lorsque survient un défaut dans le réseau et que la tension de l'une des bornes s'effondre, le courant du réseau sain devient nul alors que dans le défaut le courant reste pratiquement égal à sa valeur pré-contingence. Ce comportement est particulièrement intéressant pour les interconnexions où l'on recherche un découplage entre les réseaux advenant des perturbations majeures.

Impédances internes relativement élevées

Typiquement, les impédances d'un RPI syntonisé sont plus grandes que les impédances de la compensation série ou les impédances Thévenin présentées par le réseau. Deux raisons expliquent ceci.

Que l'on utilise un RPI ou un système de compensation série variable, on a vu au chapitre 7 que l'angle aux bornes du régulateur de puissance est à peu près le même pour un transit de puissance donné. Il faut donc que les impédances d'un RPI à plusieurs branches soient plus grandes que celle de la compensation série puisque chaque branche ne doit porter qu'une partie du courant de ligne.

Par ailleurs, dans le cas de certains RPI, le transformateur-déphaseur en série avec un élément réactif augmente considérablement la tension aux bornes de l'élément réactif de cette branche. L'impédance doit alors être fixée à une valeur plus élevée pour un transit de puissance donné.

Découplage des tensions

Cet effet est illustré à la figure 8.2 en supposant qu'un RPI en mode gyrateur relie le réseau R à un réseau S dont le niveau de court-circuit est très élevé.

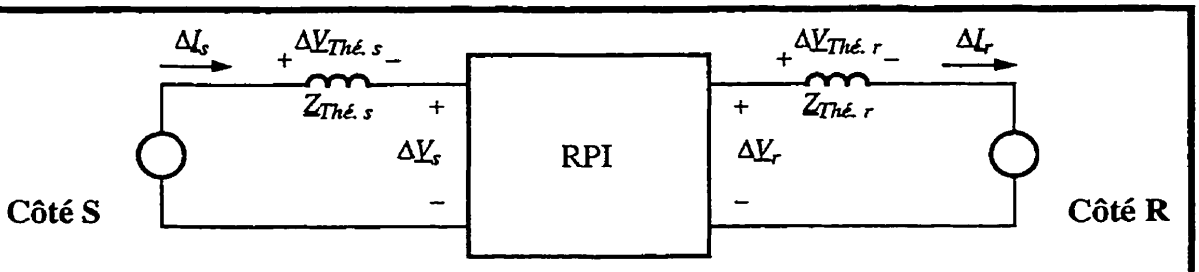


Figure 8.2: Découplage des tensions par un RPI en mode gyrateur.

Si le réseau S impose une variation de tension $\Delta \underline{V}_s$ au RPI, il impose du même coup une variation de courant de ligne $\Delta \underline{I}_r$ du côté R. Dans le cas fréquent où le niveau de court-circuit du réseau R est au moins cinq fois plus grand que la puissance nominale du RPI, cette variation de courant se traduit par une légère variation de tension $\Delta \underline{V}_{Thé\ r}$ aux bornes de l'impédance Thévenin $\underline{Z}_{Thé\ r}$. On observe alors une légère variation de tension $\Delta \underline{V}_r$ du réseau R qui, à son tour, produit une faible variation de courant de ligne $\Delta \underline{I}_s$ du côté S. Cette perturbation du courant de ligne du côté S dans l'impédance Thévenin très faible $\underline{Z}_{Thé\ s}$ n'a cependant aucun effet significatif sur $\Delta \underline{V}_s$. Ainsi, une variation de tension $\Delta \underline{V}_s$ produit une variation de tension $\Delta \underline{V}_r$ d'autant plus faible que l'impédance $\underline{Z}_{Thé\ r}$ est faible.

De manière générale, la transmission d'une perturbation de tension d'un réseau vers l'autre est d'autant plus faible que les niveaux de court-circuit des deux réseaux en présence sont élevés.

Compensation de séquences

Il est possible de compenser les tensions et les courants de séquence. Bien que ce sujet déborde du cadre de la thèse, il est important de souligner cette possibilité au passage. La compensation de séquence s'explique par un processus similaire à celui décrit ci-dessus. Des déséquilibres dans les impédances Thévenins triphasés $\underline{Z}_{Thé\,r}$ du réseau R ne déséquilibrent que légèrement les tensions $\underline{V}_{Thé\,r}$ apparaissant à leurs bornes de même que les tensions phase-terre $\underline{V}_r$. Ces déséquilibres de tensions phase-terre se traduisent à leur tour du côté S du RPI par des déséquilibres des courants de ligne $\underline{I}_s$ qui, cette fois n'affectent pratiquement pas les tensions phase-terre $\underline{V}_s$ de ce côté. Les faibles déséquilibres de tensions $\underline{V}_s$ ne produisent, pour leur part, que des déséquilibrent négligeables dans les courants de ligne $\underline{I}_r$ du côté R. Ainsi, un déséquilibre des tensions $\underline{V}_r$ produit un déséquilibre des tensions $\underline{V}_s$ d'autant plus faible que l'impédance Thévenin $\underline{Z}_{Thé\,s}$ est faible.

De manière générale, la transmission des déséquilibres de tension et de courant est d'autant plus faible que les niveaux de court-circuit des deux réseaux en présence sont élevés. En ce sens, le RPI produit un effet de compensation de séquence tel que mentionné par Sybille, Haj-maharsi, Morin, Beauregard, Brochu, Lemay et Pelletier (1996) à la sous-section 8.4.4.

8.3 Applications

Dans les trois applications décrites ci-dessous la technologie de RPI est utilisée pour découpler des réseaux ou des sous-réseaux. Bien que les trois problématiques de réseaux présentées sont voisines l'une de l'autre dans leur essence, les contextes et les justifications pouvant motiver l'emploi de RPI sont très différents.

8.3.1 Interconnexion de réseaux synchrones

Lorsque deux réseaux synchrones comme ceux de la figure 8.3 possèdent entre eux un point d'attache très fort, il peut devenir difficile d'ajouter loin de celui-ci d'autres interconnexions synchrones. En effet, plus on s'éloigne du point d'interconnexion principal, plus les différences de topologie et de transit entre les réseaux peuvent occasionner de grands écarts angulaires entre eux et empêcher le raccord de barres pourtant géographiquement proche l'une de l'autre. Tout dépendant des conditions d'exploitation et des contingences, l'angle entre les barres à relier peut varier considérablement et conduire à des inversions de transit ou à des surcharges.

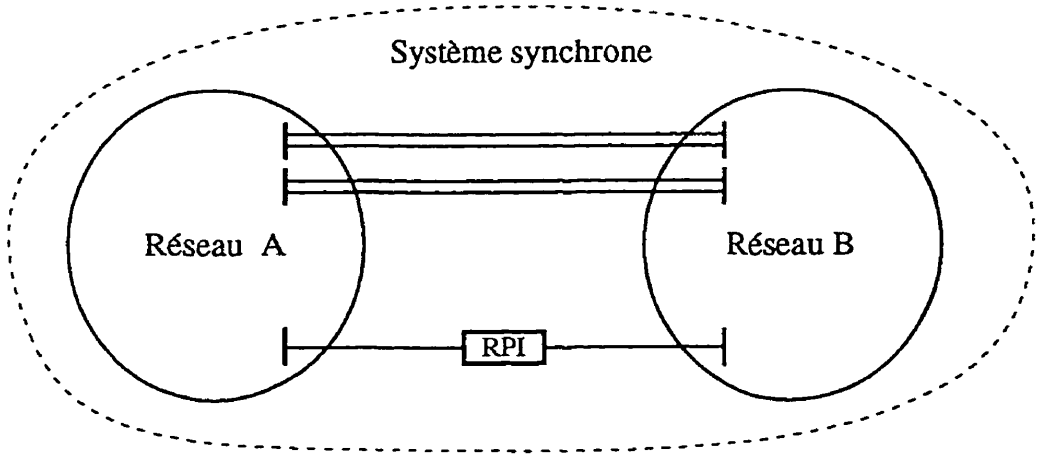


Figure 8.3: Interconnexion de réseaux synchrones.

Un transformateur-déphaseur peut compenser des fluctuations angulaires en régime permanent. Toutefois, durant les contingences, les perturbations sont transmises d'un réseau à l'autre en raison de la lenteur de son changeur de prise mécanique. Par ailleurs, pour des raisons techniques et économiques, il se peut que pour limiter les courants de défauts il faille non seulement augmenter l'impédance de fuite du transformateur-déphaseur mais, également, procéder à certains sectionnements à l'intérieur des réseaux. Dans ces conditions, la flexibilité d'exploitation et la fiabilité du réseau sont réduites tandis que le transformateur-déphaseur consomme un surplus de puissance réactive. Un RPI syntonisé

constitue une interconnexion découplante tout à fait appropriée à cette situation où toutes les propriétés mentionnées à la section précédente sont mises à profit.

Mentionnons, à titre indicatif, que si l'on désire que le RPI exerce un effet synchronisant entre les réseaux lors de perturbations de faibles amplitudes ou à basses fréquences (≈1 Hz), il faudra lui adjoindre de l'électronique de puissance pour varier le transit de manière à stabiliser les oscillations de puissance entre les réseaux. Deux approches sont alors possibles: ajuster la valeur des éléments réactifs du RPI en procédant comme pour le TSSC ou le TCSC ou bien ajuster les déphasages internes du RPI. Concernant cette deuxième approche, différentes méthodes de réalisation sont possibles (Iravani et Maratukulam, 1994) toutefois aucun transformateur-déphaseur électronique n'a encore été mis en service dans un réseau.

8.3.2 Interconnexion de sous-réseaux

À l'intérieur d'un réseau maillé comme ceux que l'on retrouve en milieu urbain, il arrive que l'ajout de nouveaux équipements élève la puissance de court-circuit à des niveaux inacceptables pour l'appareillage existant. La solution la plus fréquemment employée pour remédier à ce problème consiste à exploiter le réseau en mode radial. La figure 8.4 illustre bien cette situation; il s'agit d'un sous-ensemble du réseau d'Hydro-Québec situé sur l'île de Montréal.

Initialement, la ligne entre les postes FLE1 et RED1 était normalement fermée de sorte que les charges en aval de ces postes bénéficiaient d'une alimentation très fiable en raison de la présence des deux sources. Cependant, les équipements installés avec le temps pour suivre la demande ont forcé l'ouverture de cette ligne pour éviter, notamment, des courants de court-circuits trop élevés dans les disjoncteurs 120 kV des postes FLE1 et RED1. Ceci occasionne non seulement une perte de flexibilité d'exploitation et de fiabilité mais également une baisse du facteur d'utilisation des équipements. En effet, conformément aux critères ce conception du réseau, chaque poche de charge raccordée à la barre 315 kV

doit garantir une alimentation ferme advenant l'indisponibilité prolongée de l'un de ses équipements. On peut donc être amené à installer un transformateur de relève dans chacune des poches de charge alors qu'un seul aurait suffit pour les deux.

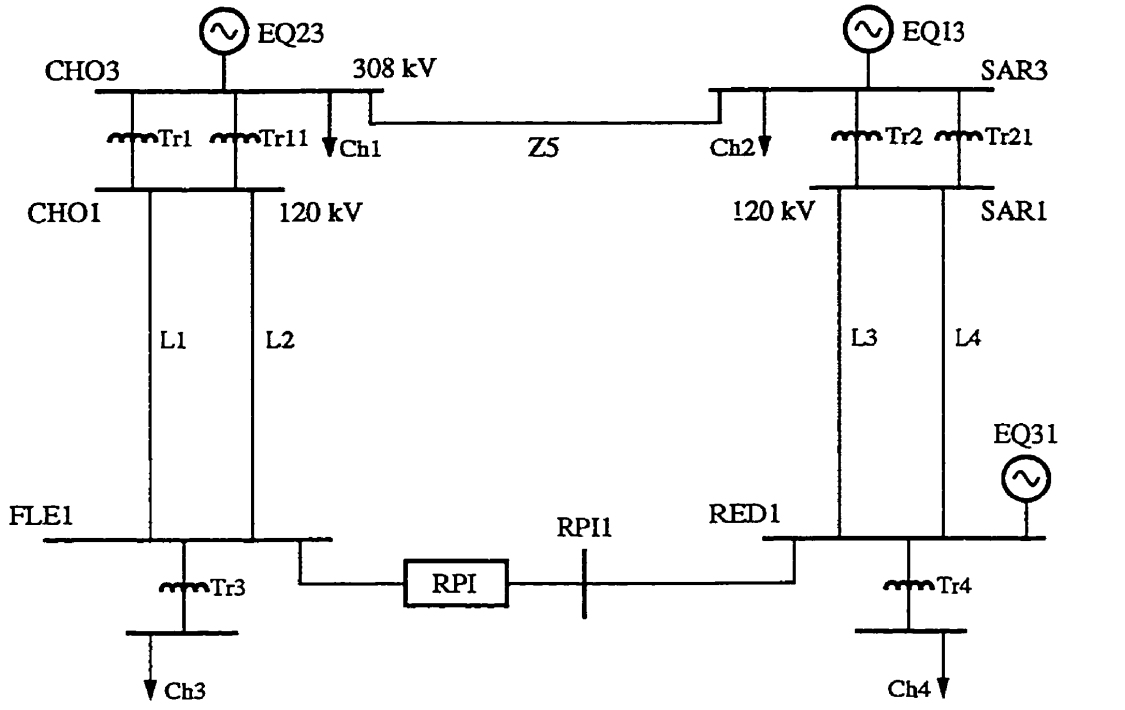


Figure 8.4: Interconnexion de sous-réseaux

Il est à noter que, outre les niveaux de court-circuits trop élevés, il arrive à l'occasion qu'un écart angulaire trop important entre les postes vienne compliquer encore un peu plus la fermeture de la ligne.

Un RPI installé en série avec la ligne permet d'effectuer des échanges d'énergies entre les poches de charge sans augmenter leur puissance de court-circuit. Les inconvénients mentionnés ci-dessus peuvent donc être évités . Encore ici, toutes les propriétés mentionnées à la section 8.2 sont mises à profit.

Les cinq publications présentées à la section 8.4 proposent des RPI destinés aux deux applications que l'on vient de décrire. Mentionnons toutefois que l'interconnexion de

sous-réseaux illustrée à la figure 8.4 a servi plus particulièrement de cas de référence à trois de ces articles: (Brochu, Pelletier, Beauregard et Morin, 1994), (Habashi, Lombard, Mourad, Pelletier, Morin, Beauregard et Brochu, 1994) et (Sybille, Haj-maharsi, Morin, Beauregard, Brochu, Lemay et Pelletier, 1996)

8.3.3 Interconnexion d'artères

Dans les réseaux de distribution fortement maillés, il faut régulièrement relier des artères entre elles pour permettre certaines manoeuvres d'entretien. Tant que les artères à relier sont alimentées par un même poste cette opération ne présente pas de difficultés particulières. Cependant si, tel que montré à la figure 8.5, on veut raccorder entre elles deux artères provenant de deux postes différents, il se peut que l'écart angulaire soit trop important pour permettre ce raccordement. En effet, un écart angulaire trop grand peut entraîner des surintensités dans le réseau de distribution et occasionner le déclenchement des protections de surintensité.

La solution traditionnelle à ce problème consiste à moduler les écarts angulaires par la mise en parallèle du nombre approprié de transformateurs dans chacun des postes de manière à ramener le courant de circulation entre les postes à un niveau acceptable. Cette approche présente deux inconvénients. Le premier est que la mise en parallèle des transformateurs impliquent l'emploi d'inductance en série avec chacun des départs d'artère de manière à limiter les courants de court-circuit. Le second inconvénient provient du fait que la mise en parallèle des transformateurs ne permet pas toujours de ramener les courants de circulation à un niveau acceptable de sorte qu'il faut, à l'occasion, procéder à une interruption de service.

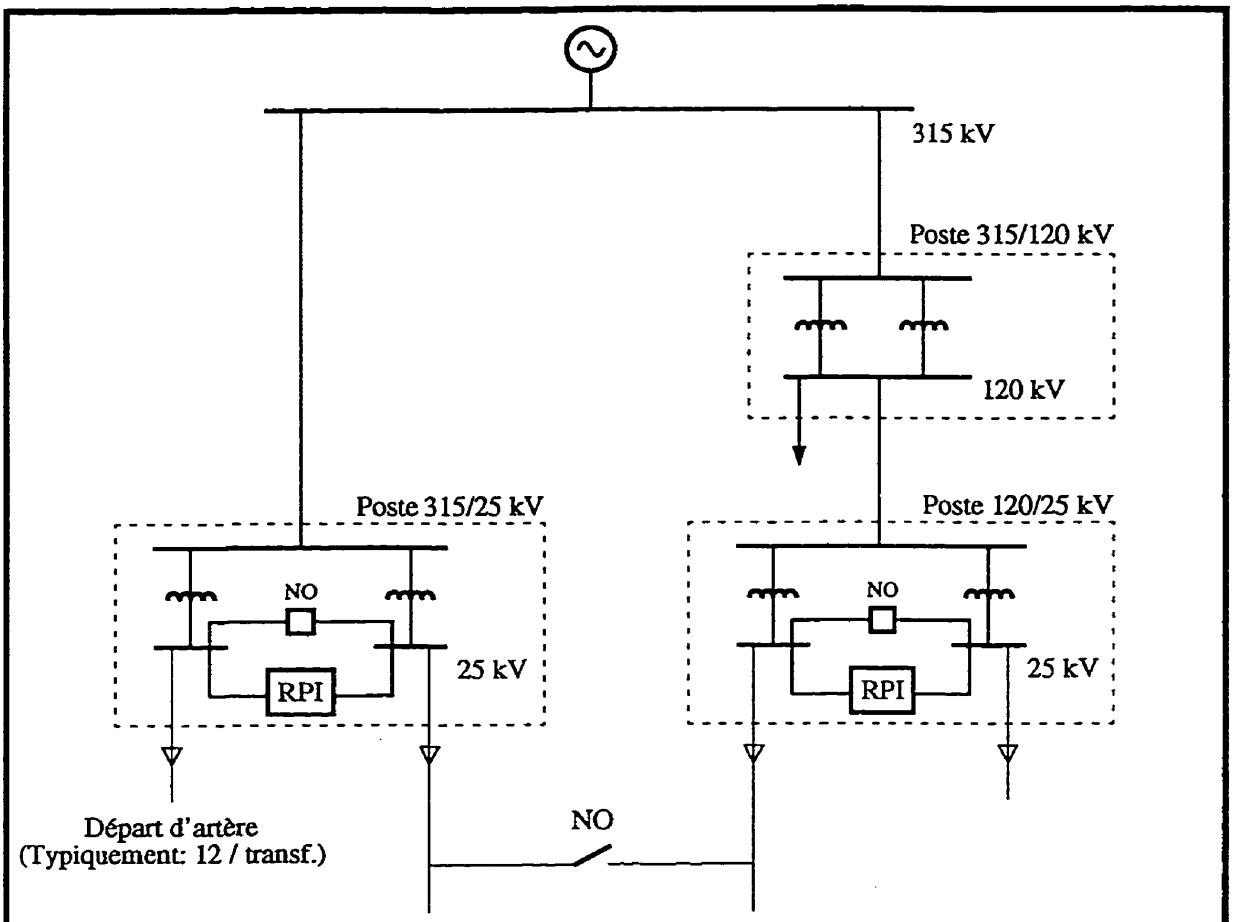


Figure 8.5: Interconnexion d'artères.

On retrouve donc au niveau de la distribution le même genre de problématique angulaire que l'on vient de décrire entre deux réseaux synchrones. Une solution à ce problème consiste à installer des RPI dans les postes de répartition tel que montré à la figure 8.5. Toutefois, on remarque qu'ici le RPI n'est pas en série avec l'interconnexion contrairement aux deux applications précédentes.

En fonctionnement normal, les RPI équilibrent les courants dans les transformateurs lesquels sont exploités en mode radial. Le mode radial peut être utilisé en distribution puisque la charge raccordée à un transformateur est beaucoup plus petite qu'au niveau de la répartition et qu'une interruption de service de faible impact devient acceptable. Ainsi, les

RPI permettent aux transformateurs de travailler dans les mêmes conditions que s'ils étaient en parallèle ce qui est avantageux du point de vue des pertes actives et réactives.

En situation de défaut, les courants de court-circuits restent suffisamment faibles pour permettre le retrait des inductances d'artère.

Finalement, l'interconnexion des artères peut être effectuée en tout temps, et en souplesse, par le réglage avec les RPI des écarts angulaires entre celles-ci. En effet, en ajustant les courants transités par les RPI on se trouve à augmenter ou réduire les courants dans les transformateurs dont on veut raccorder les artères. Cette modulation des courants des transformateurs se traduit par des variations des angles aux bornes de leur impédance de fuite et, conséquemment, de l'angle entre les artères.

Bien qu'à la figure 8.5 on retrouve un RPI dans chacun des postes, il s'avère qu'un RPI dans un des postes peut suffire tout dépendant du contexte. Le développement de cette nouvelle application est prévue pour l'année 1997.

8.4 Publications

On indique ici les points marquants de cinq publications portant sur l'utilisation des RPI comme interconnexion découplante. Suivant le cas, on précise également en quoi les résultats reportés dans ces articles viennent compléter ceux présentés dans la thèse.

Ces articles décrivent des RPI à deux branches ajustés au moyen de disjoncteurs (variation de susceptance) ou de changeur de prise (variations de déphasage et de rapport de transformation). Leurs caractéristiques de puissance sont centrées ou décentrées.

L'ajustement rapide du point de fonctionnement au moyen d'interrupteurs électroniques n'est qu'évoqué dans ces articles. Ceci provient du fait que les applications présentées ont été volontairement choisies pour mettre à profit les propriétés de découplage intrinsèquement passives de ce type de RPI et, ainsi, éviter l'emploi d'interrupteurs électronique.

8.4.1 Annexes A et B

Les articles des annexes A et B, publiés à l'été 1993, présentent la première application développées au CITEQ: l'interconnexion découplante. La technologie y est présentée sous le nom de régulateur de puissance interphase pour la première fois.

L'article de l'annexe A (Brochu, Pelletier, Beauregard et Morin, 1994) introduit les fondements de la technologie des RPI. On y décrit principalement le RPI 120 à déphasage par transformation et variation de susceptance pour lequel une étude de sensibilité est présentée. Les caractéristiques de puissances active et réactive des figures 6 à 10 viennent compléter l'ensemble de caractéristiques présenté dans cette thèse au chapitre 5. On aborde notamment les effets de l'impédance de fuite, des tensions phase-terres, des susceptances et des niveaux de court-circuits des réseaux sur les puissances active et réactives du RPI.

L'article de l'annexe B (Habashi, Lombard, Mourad, Pelletier, Morin, Beauregard et Brochu, 1994) porte sur la conception d'un RPI 120 de 200 MW à 120 kV. On retrouve notamment, des simulations faites avec le programme EMTP (*Electromagnetic Transient Program*) montrant le fonctionnement du RPI en court-circuit et en circuit-ouvert. On démontre que des parafoudres permettent de garantir la protection de l'appareil advenant l'ouverture de l'un des deux côtés du RPI. Un schéma d'implantation est fourni.

8.4.2 Annexe C

L'article de l'annexe C (Beauregard, Brochu, Morin et Pelletier, 1994), présenté à l'hiver de 1994, marque un point tournant pour la technologie des RPI: l'utilisation des transformateurs-déphaseurs. Deux topologies sont présentées à titre d'exemple dont celle de la figure 2.5. Le réglage par variation de déphasage est abordé. Le tableau 1 de cet article compare les équipements de deux RPI à déphasage par transformation, les RPI 120 et 240, avec ce qu'il faut pour réaliser un RPI à injection de même capacité. On indique des réductions du volume total de l'appareil de 42 et 84% par rapport aux RPI 120 et 240 respectivement.

8.4.3 Annexe D

La méthode P-δ_{ST} a permis de démontrer que, dans certaines conditions d'exploitation, un seul élément-déphaseur suffit pour permettre à un RPI de commander adéquatement la puissance active. Cette démonstration est présentée dans l'article de l'annexe D publié à l'été 1994 (Brochu, Beauregard, Morin et Pelletier, 1995).

À l'occasion de cet article, on procède également à une comparaison des capacités de réglage d'un transformateur-déphaseur, de la compensation série et du RPI 30M15 dans les plans P-δ_{ST} et Q-P. Les résultats des figures 6 à 8 de l'article forment un sous-ensemble de ceux présentés au chapitre 7.

Le tableau 1 de l'article indique que la prise en compte des caractéristiques de réseau permet de prévoir les conditions d'exploitations extrêmes d'un RPI ce qui se traduit, dans un premier temps, par une réduction des exigences du cahier des charges de l'appareillage. Ainsi, dans le cas du RPI 60 avec injection à 90°, les éléments réactifs et le transformateur-déphaseur sont respectivement plus petits de 34 et 13% si on tient compte ou non des caractéristiques du réseaux. Dans un second temps, la connaissance accrue des conditions d'exploitation permet d'optimiser encore un peu plus la conception du RPI et de proposer une topologie de RPI taillé sur mesure. Ainsi, le RPI 30M15 permet de faire le même travail que le RPI 60 avec injection à 90° mais avec des éléments réactifs et un transformateur-déphaseur plus petits de 46 et 50% par rapport à ce dernier lorsque calculé sans utiliser l'approche P-δ_{ST}.

Mentionnons, à titre indicatif, que les RPI 60 avec injection à 90° et le RPI 30M15 avec injection à 90° du tableau 1 sont du même type que le RPI avec injection à 120° de la figure 5 de l'article de l'annexe C.

8.4.4 Annexe E

L'article de l'annexe E (Sybille, Haj-Maharsi, Morin, Beauregard, Brochu, Lemay et Pelletier), publié à l'hiver 1996, résume les études faites au simulateur de l'IREQ portant sur un RPI 18M9 de 225 MW à120 kV. Les résultats présentés confirment que le RPI:

- est un régulateur de puissance robuste dont les caractéristiques sont insensibles aux conditions d'exploitation;
- n'augmente pas les niveaux de court-circuits;
- découple les tensions à ses bornes réduisant ainsi les effets des court-circuits entre les réseaux interconnectés;
- ne produit pas d'harmoniques.

De plus les simulations ont montré:

- le faible impact des impédances de fuites sur les caractéristiques de puissance;
- la faible sensibilité aux variations de fréquence;
- la proportionnalité des puissances aux tensions aux bornes de l'appareil;
- l'atténuation d'un côté à l'autre du RPI des composantes inverses de tension;
- la capacité du RPI de raccorder un réseau triphasé à un autre réseau triphasé ayant perdu une ou deux phases;
- le transfert d'harmoniques, d'origines externes, d'un côté à l'autre du RPI sans amplification de celles-ci;
- la contribution par le RPI d'un courant de défaut égal au courant de charge pré-défaut.

Finalement, les essais ont permis d'établir que:

- les tensions maximales surviennent lors d'ouverture de l'un des côtés et qu'un dispositif de protection par parafoudres et éclateurs est adéquat;
- l'énergie dissipée dans les parafoudres durant les défauts externes est très inférieure au seuil de déclenchement des éclateurs de sorte que le RPI préserve sa capacité de découpler les réseaux à ses bornes;
- les disjoncteurs du RPI peuvent en tout temps couper les courants de branches.

8.5 Conclusion

Ce chapitre présente trois applications de RPI utilisés comme interconnexions découplantes. On met également en contexte les articles des annexes A à E où sont présentés quelques exemples de RPI, un schéma d'implantation, des résultats de simulation sur EMTP et la validation de la technologie au simulateur de réseau de l'IREQ.

Les conclusions de l'étude au simulateur de réseau, reportés ci-dessus à la sous-section 8.4.4, confirment les propriétés avancées par la théorie de même que la viabilité du concept aussi bien du point de vue réseau que du point de vue appareillage.

CHAPITRE 9
COMMANDE DU TRANSIT DE PUISSANCE DES LIGNES DE TRANSPORT

9.1 Introduction

Cette application est très différente de l'interconnexion découplante. Contrairement à celle-ci, il faut maintenant que le régulateur de puissance assure un bon couplage entre les barres auxquelles il est raccordé de manière à contribuer à la stabilité du réseau. De plus, la question des courants de court-circuit est beaucoup moins préoccupante en raison des distances entre les postes.

Il n'est donc plus avantageux de syntoniser les susceptances du RPI. Au contraire, on cherche maintenant à désyntoniser celles-ci au maximum de manière à maintenir le coefficient de synchronisation de la ligne le plus haut possible.

9.2 RPI désyntonisés

La figure 9.1 a) présente dans le plan P-δ_{sr} deux topologies de RPI désyntonisés. Ces RPI à injection et réglage par variation de déphasage ne disposent que d'un seul degré de liberté dédié à l'ajustement du transit de puissance active. Advenant que les dispositifs déjà en place dans le réseau pour ajuster les tensions soient insuffisants, on peut éventuellement ajouter un deuxième degré de liberté à ces RPI.

La caractéristique de puissance active du RPI du deuxième quadrant est tracée à la figure 9.1 b). La branche inductive ne se résume plus qu'à un transformateur-déphaseur présentant une impédance de fuite L_f. La branche capacitive ne compte, quant à elle, qu'un condensateur dont la susceptance est plusieurs fois plus petite que celle du transformateur-déphaseur. Pour cette raison, la somme des caractéristiques de puissance des deux

branches est principalement déterminée par le transformateur-déphaseur. De fait, ce RPI peut être vu comme un transformateur-déphaseur compensé.

La caractéristique de puissance tracée à la figure 9.1 b) est utilisée seulement sur une petite plage angulaire située près de l'ordonnée. Trois observations de première importance peuvent être formulées quant au comportement du RPI à l'intérieur de cette plage:

- le condensateur travaille de paire avec le transformateur-déphaseur de sorte que le RPI permet d'imposer un transit supérieur à celui du transformateur-déphaseur;
- un déphasage ψ du transformateur-déphaseur se traduit par un déphasage effectif ψ' légèrement plus grand;
- la pente de la caractéristique du RPI est un peu plus faible que celle du transformateur-déphaseur ce qui signifie une légère baisse du coefficient de synchronisation.

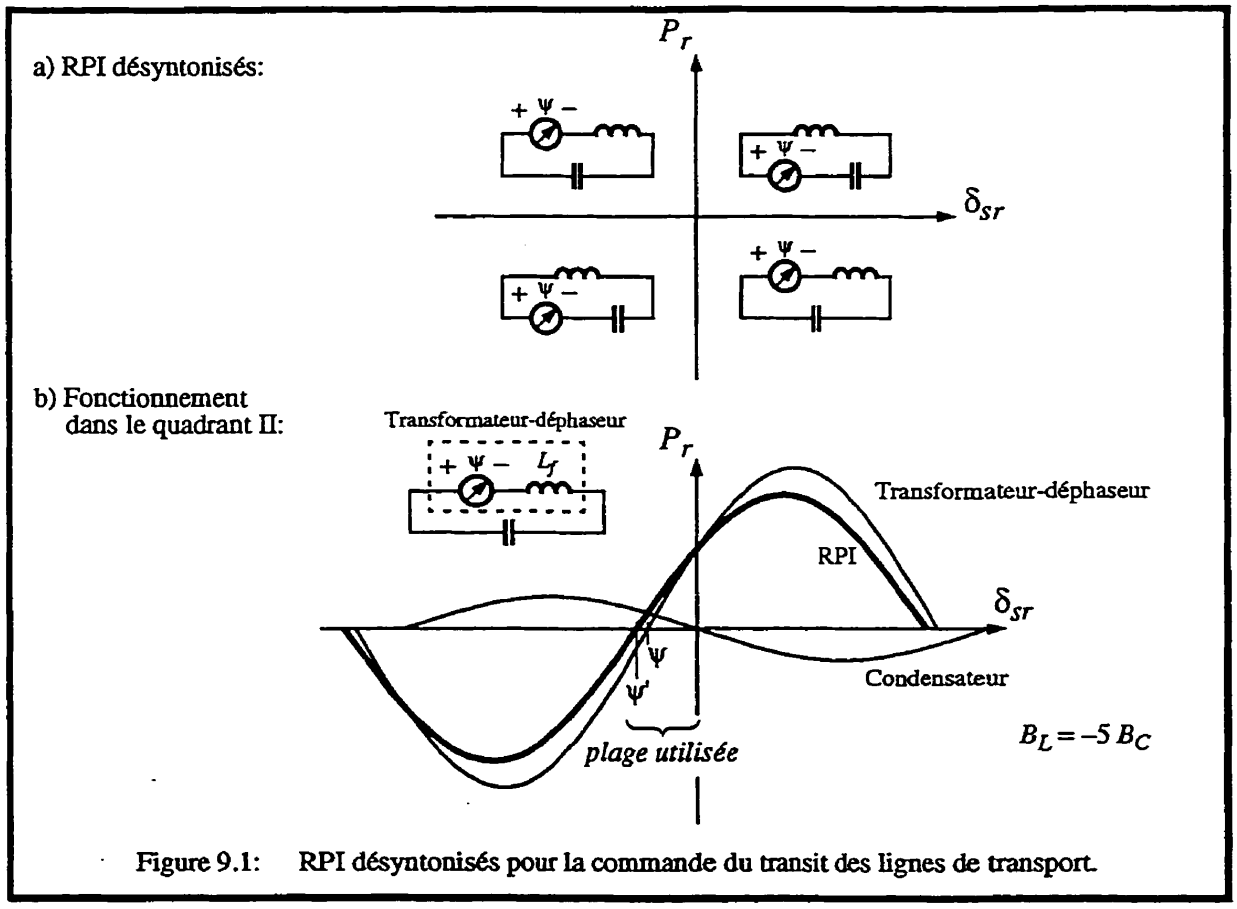


Figure 9.1: RPI désyntonisés pour la commande du transit des lignes de transport.

Même de quelques degrés, l'augmentation du déphasage effectif produit avec le condensateur n'est pas du tout négligeable. On montre en effet que les dimensions d'un transformateur-déphaseur à deux noyaux (excitation et série) augmentent avec $\sin(\psi_{max}/2)$ (IEEE, 1992). Une augmentation du déphasage maximum de 25 à 30 degrés, par exemple, donne un transformateur-déphaseur effectif 20% plus gros.

La topologie des quadrants II et IV ne compte donc que deux éléments en parallèle: un condensateur et un transformateur-déphaseur. Dans les quadrants I et III, il faut installer un condensateur en série avec le transformateur-déphaseur ce qui porte à trois le nombre d'éléments requis pour réaliser le RPI. On présente au chapitre 11 deux autres topologies de RPI désyntonisés dont une qui permet de couvrir les quadrants I et III en n'utilisant que deux éléments au total plutôt que trois.

9.3 Problématique

La ligne à 500 kV du projet MEAD-PHOENIX, située dans le réseau du sud-ouest américain, est un bon exemple d'application où un RPI désyntonisé peut être utilisé dans les meilleures conditions (Thallam, Lundquist, Gerlach, Atmuri et Selim, 1994; Lee, Beshir, Finley, Hayes, Hsu, Peterson, Deshazo et Gerlach, 1994; Thallam, Gerlach, Lundquist et Atmuri, 1995). La figure 9.2 présente le schéma unifilaire de cette ligne de même que celui de la ligne du projet MEAD-ADELANTO. Ces deux lignes, d'une longueur totale de 730 km, font partie d'un vaste réseau relativement bien maillé. Plusieurs autres lignes, à 230 et 500 kV sont en parallèle avec celles-ci pour alimenter la région de Los Angeles. Étant donné la sensibilité des tensions durant les régimes transitoires, ce sont les compensateurs statiques de 388 Mvar des postes ADELANTO et MARKETPLACE qui déterminent la limite de stabilité dynamique du réseau.

Le projet MEAD-PHOENIX est très particulier puisqu'on y retrouve deux transformateurs de 650 MVA installés au départ d'une ligne compensée à 70%. On est en présence ici d'un réseau où, normalement, l'utilisation de la compensation série devrait suffire à elle

seule pour amener le transit de la ligne au-delà de sa puissance naturelle. Cependant, même avec 70% de compensation série, le transit de puissance ne dépasse guère 800 MW ce qui est peu pour cette ligne dont la puissance naturelle est de 1000 MW. Les transformateurs-déphaseurs sont absolument nécessaires pour élever le transit à 1300 MW.

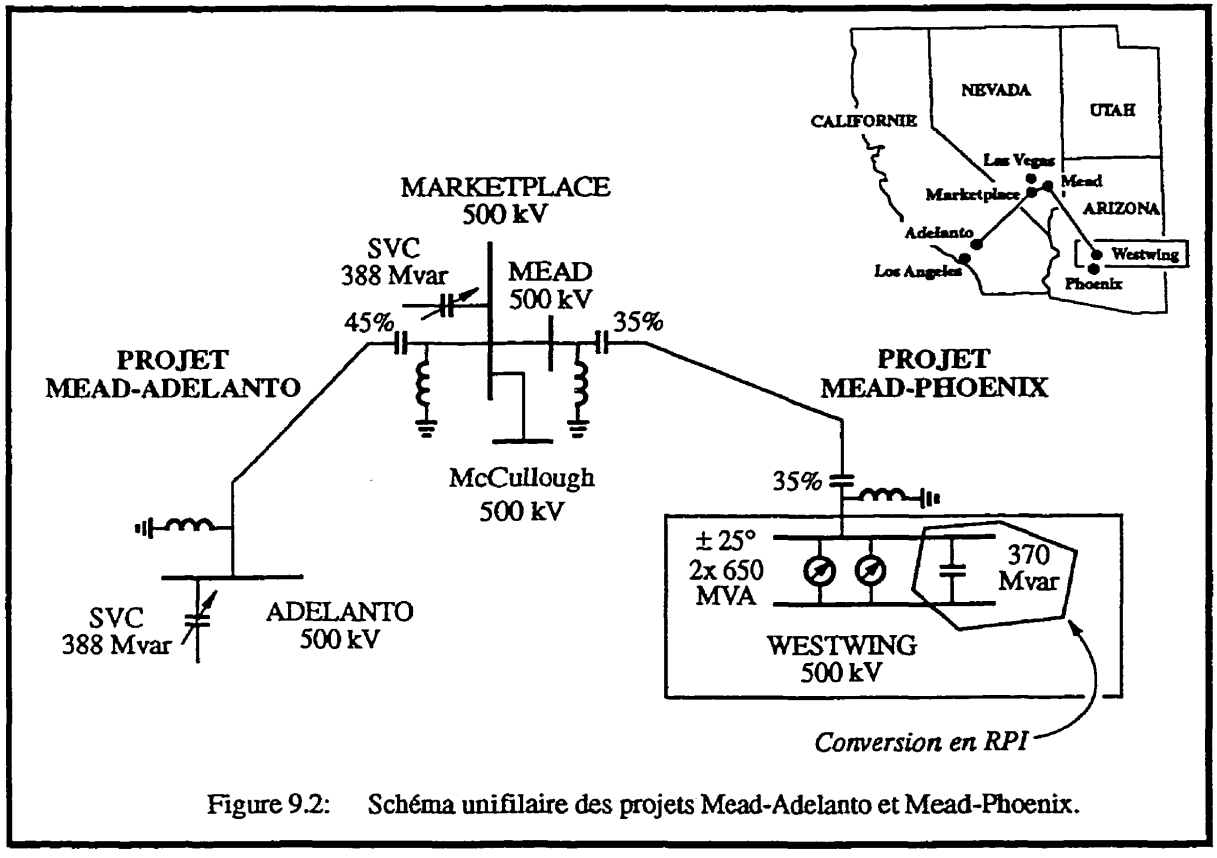


Figure 9.2: Schéma unifilaire des projets Mead-Adelanto et Mead-Phoenix.

Les conditions d'exploitation sont telles que l'angle aux bornes de la ligne est anormalement petit et que seul l'utilisation conjointe de la compensation série et de la compensation angulaire permet d'atteindre un transit acceptable. Il est intéressant de souligner que ces deux technologies sont utilisées ici à leur extrême limite. Les transformateurs-déphaseurs sont une première à ce niveau de tension tandis que l'on ne peut installer plus de 70% de compensation série sans risquer l'apparition du phénomène de résonance sous-synchrone.

L'aire de fonctionnement des transformateurs-déphaseurs est tracée à la figure 9.3. Cette figure est tirée de l'article présenté à la section suivante. Tel que décrit à la figure 7.12, on reconnaît sur cette figure les caractéristiques du réseau et du transformateur-déphaseur qui croisent l'abscisse à $\delta_{sr\ min}$ et $\delta_{sr\ max}$, d'une part, et ψ_{min} et ψ_{max} d'autre part. Dans sa partie supérieure, l'aire de fonctionnement est tronquée par la limite thermique des enroulements des transformateurs-déphaseurs. La difficulté d'exploitation de la ligne Westwing-Mead vient de ce que les caractéristiques de réseau sont trop décalées vers la gauche. Ce décalage angulaire est un problème de taille qui ne peut apparemment pas être corrigé entièrement avec les technologies propres aux réseaux CA. De fait, cette ligne est bâtie pour être ultérieurement raccordée à deux convertisseurs HTCC de manière à pouvoir atteindre des transits de 1600 ou même 2200 MW.

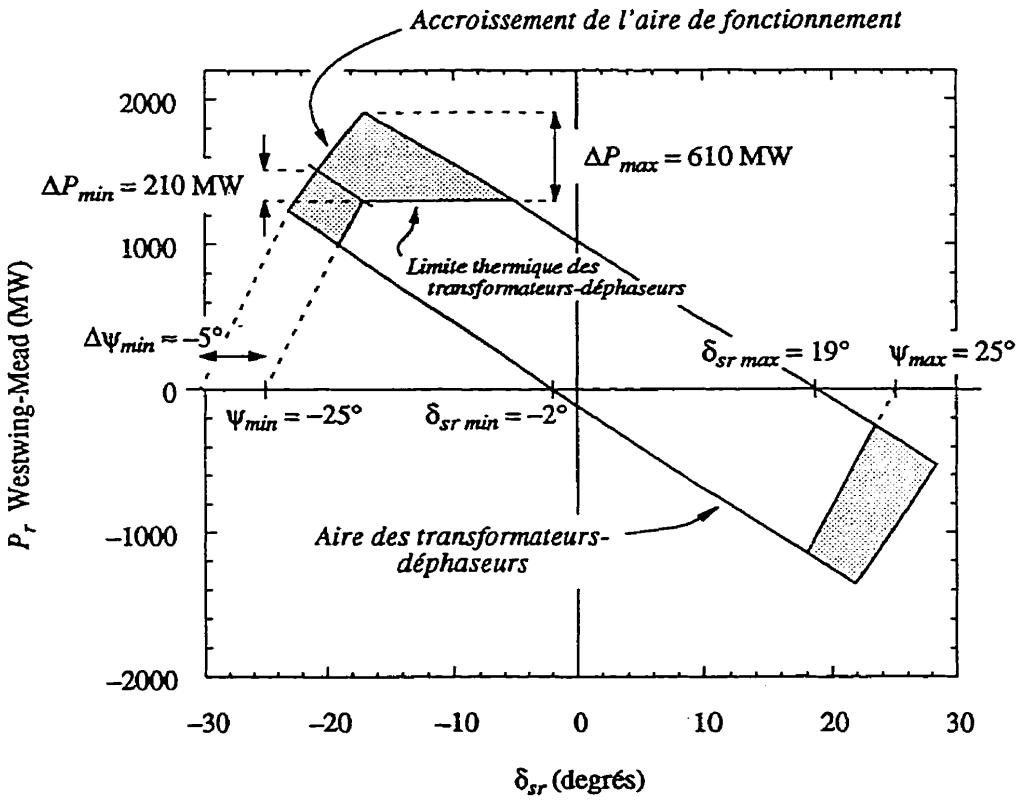


Figure 9.3: Aires de fonctionnement avant et après l'addition du condensateur de 370 Mvar en parallèle avec les deux transformateur-déphaseurs de 650 MVA.

La figure 9.3 illustre de manière très éloquente comment la conversion des transformateurs-déphaseurs de Westwing en RPI permet d'étendre leur capacité de réglage. Cette conversion est faite en ajoutant seulement un condensateur de 370 Mvar en parallèle avec eux. L'accroissement du transit de puissance dans le quadrant II varie entre 210 et 610 MW tout dépendant des conditions d'exploitation. Le condensateur permet de détourner vers celui-ci une partie du courant de ligne qui, autrement, circulerait entièrement dans les transformateurs-déphaseurs dont le coût par kA est plus élevé. La présence du condensateur ne nuit en rien à la plage de réglage des transformateurs-déphaseurs. Au contraire, elle élargit leur plage effective de réglage tout en évitant que ceux-ci n'atteignent leur limite thermique. Les quadrants I et IV ne sont normalement pas utilisés. Advenant que l'on veuille exploiter la ligne dans le quadrant I, le condensateur du RPI serait mis hors service parce qu'autrement il travaillerait contre les transformateurs-déphaseurs en forçant un transit négatif.

À l'opposé de projet MEAD-PHOENIX, il arrive que les caractéristiques du réseaux soient plutôt décalées vers la droite. Dans ce cas, c'est un RPI désyntonisé comme celui montré dans les quadrants I et III de la figure 9.1 a) qu'il faut utilisé. Les études faites au CITEQ indiquent que, tout comme pour les quadrants II et VI, l'installation d'une inductance en parallèle avec le transformateur déphaseur permet de réaliser une installation globalement plus économique parce qu'encore là le coût par kA de l'inductance est inférieur à celui du transformateur-déphaseur.

Il ne fait aucun doute que lorsque l'angle aux bornes de la ligne n'est pas trop petit, la compensation série, électronique ou non, est le moyen le plus approprié pour agir sur le transit de puissance. Toutefois, à la lumière des résultats présentés ici, la question suivante se pose: lorsque la compensation série ne peut être utilisée, est-ce que l'on devrait toujours faire appel au RPI ou existe-t-il certaines circonstances où l'emploi d'un transformateur-déphaseur est plus avantageux? On revient sur cette question à la section 11.5.

9.4 Publication

L'article de l'annexe F (Brochu, Beauregard, Lemay, Morin, Pelletier et Thallam, 1996) présente de manière détaillée les résultats de l'étude que l'on a faite conjointement avec la compagnie *Salt River Project* propriétaire des transformateurs-déphaseurs de Westwing. Tel qu'indiqué précédemment, cette étude porte sur la conversion des transformateurs-déphaseurs en RPI par l'addition en parallèle avec ceux-ci d'un condensateur. Ce RPI est essentiellement exploité dans le quadrant II.

Les principales conclusions sont les suivantes:

- le transit de la ligne peut être augmenté pour un coût marginal inférieur à celui des transformateurs-déphaseurs;
- le décalage angulaire maximum effectivement produit par le RPI augmente de 5° (20%) par rapport aux transformateurs-déphaseurs;
- les pertes Joule sont réduites;
- les tensions du réseau ont moins tendance à baisser en raison de la puissance réactive produite par le condensateur;
- le mode de résonance série de la ligne est peu affecté par l'addition du condensateur;
- le condensateur du RPI introduit un nouveau mode de résonance qui demeure toujours super-synchrone;
- en désyntonisant les susceptances, les surtensions en circuit ouvert sont beaucoup moins importantes que pour un RPI syntonisé;
- le coefficient de synchronisation de la ligne baisse de 10%;
- à 1300 MW, une augmentation de 7% du compensateur statique installé au poste Market Place permet de compenser la baisse du coefficient de synchronisation et, ainsi, d'assurer la stabilité du réseau;

- si le RPI avait été disponible au moment de la conception du projet Mead-Phoenix les transformateurs-déphaseurs auraient pu être choisis plus petits ou le degré de compensation série aurait pu être moins élevé.

Il est à peu près certain que si un RPI était utilisé à Westwing pour forcer plus de 1300 MW, celui-ci devrait faire appel à l'électronique de puissance pour assurer la stabilité du réseau. Tel quel, le réseau est déjà à la limite de sa stabilité lorsque les transformateurs-déphaseurs imposent 1300 MW. Mentionnons toutefois, que cette application démontre qu'un RPI ajusté au moyen de changeurs de prise mécanique peut trouver sa place même pour la commande du transit de puissance d'une ligne de transport. Un tel RPI de 1300 MW aurait effectivement pu être installé à Westwing avec de plus petits transformateurs-déphaseurs et un compensateur statique plus grand de 6%.

Des études préliminaires faites au CITEQ, mais non documentées, indiquent que la meilleure approche pour permettre à un RPI désyntonisé d'agir dynamiquement sur le transit de puissance consiste à moduler de manière électronique l'impédance de la branche où se trouve le transformateur-déphaseur. Il est intéressant de constater que la technologie permet d'offrir avec de l'équipement classique un ajustement lent de la puissance active et que, si besoin est, un module électronique peut être greffé pour donner de la rapidité à l'ensemble. Une démonstration, en bonne et due forme, du RPI électronique pour la commande du transit d'une ligne de transport reste toutefois encore à faire.

9.5 Conclusion

Deux principes fondamentaux permettent d'agir directement sur le transit de la puissance active; la compensation série et la compensation angulaire. Le RPI désyntonisé des quadrants II et IV utilise conjointement ces deux approches en tirant partie des avantages de chacun:

- il peut transférer de la puissance active même si l'angle à ses bornes est petit, ce que ne peut faire la compensation série;
- il concourt au support de la tension, contrairement au transformateur-déphaseur qui ne peut que consommer de la puissance réactive.

De plus, l'étude faite pour le poste Westwing indique que ce type de RPI permet de gérer le transit à un moindre coût et avec moins de pertes et ce, sans ajouter de modes de résonances sous-synchrones.

Le RPI désyntonisé des quadrants I et III devrait également permettre de gérer le transit à moindre coût. Toutefois, tout dépendant des conditions d'exploitation, ce RPI peut consommer davantage de puissance réactive qu'un transformateur-déphaseur soumis au même transit. Il se peut qu'il faille alors lui adjoindre de la compensation shunt. L'évaluation de ce type de RPI dans le contexte d'une étude de réseau détaillée reste à faire.

Les RPI désyntonisés, quel que soit le quadrant, peuvent bénéficier de tous les développements faits dans le domaine de l'électronique de puissance appliquée à la compensation série et au transformateur-déphaseur.

Certaines études restent encore à faire pour compléter l'évaluation des RPI désyntonisés, notamment, en régime transitoire. Ces études devraient démontrer, entre autres choses, que leur protection est facilitée par le fait que les susceptances sont désyntonisées.

CHAPITRE 10
ACCROISSEMENT DE LA CAPACITÉ DE TRANSFORMATION D'UN POSTE

10.1 Introduction

Dans les grands centres urbains, la demande en électricité peut croître au fil des ans de manière inattendue de sorte qu'il faut augmenter la capacité de transformation de certains postes. Tout dépendant des niveaux de tension et de la nature des charges, diverses possibilités peuvent alors être envisagées pour rehausser la capacité de transformation des postes surchargés.

Ce chapitre porte sur l'utilisation des RPI pour l'accroissement de la capacité de transformation des postes de répartition sans augmentation de leur niveau de court-circuit. Bien qu'une comparaison coût-bénéfice soit toujours délicate à faire, on montre ici que l'approche RPI apporte une solution nouvelle à ce problème et que le coût de cette solution se situe à l'intérieur des limites définies par les solutions classiques.

10.2 Problématique

La figure 10.1 présente un poste de répartition 315-120 kV prévu pour quatre transformateurs de 240 MVA chacun. Conformément aux normes d'exploitation d'Hydro-Québec, ce type de poste est conçu pour assurer une alimentation ferme de la charge; il peut perdre un de ses transformateurs sans que ceux qui restent soient surchargés et ce, même en période de pointe. Ce schéma est basé sur un poste réel où, par souci de simplicité, un départ de ligne et quelques disjoncteurs ont été ajoutés.

Trois approches sont possibles pour ajouter un cinquième transformateur:

- rehausser le niveau de court-circuit nominal du poste;
- sectionner le réseau basse-tension;
- exploiter le poste avec un transformateur de relève.

Que l'accroissement de la transformation soit fait suivant une de ces approches ou au moyen d'un RPI, dans tous les cas, les nouveaux équipements sont intégrés au poste tel que montré à la figure 10.1.

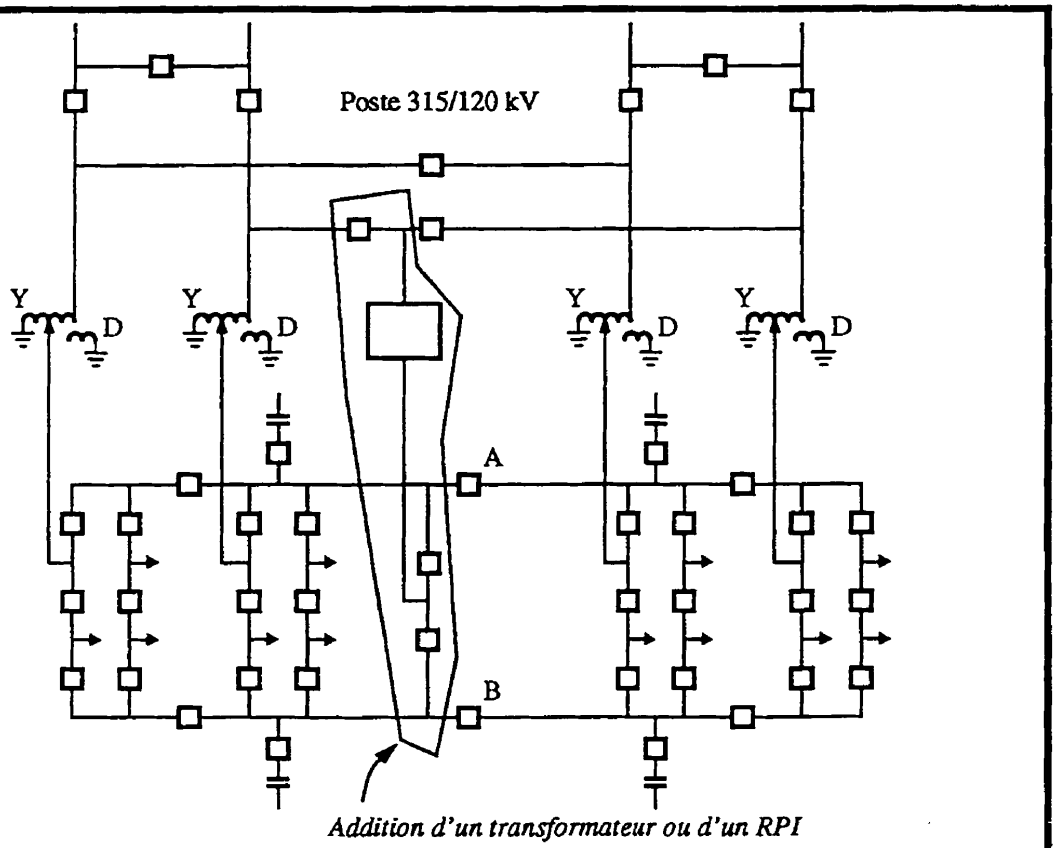


Figure 10.1: Augmentation de la capacité de transformation d'un poste de répartition 315/120 kV.

Révision à la hausse du niveau de court-circuit nominal du poste

Tout dépendant de l'impédance de source, l'ajout d'un cinquième transformateur en parallèle avec les transformateurs existants augmente le courant de court-circuit de 20 à 25% ce

qui est susceptible de dépasser le courant de court-circuit nominal du poste. Si tel est le cas, les 34 disjoncteurs 120 kV du poste devront tous être changés ce qui, en soi, représente un coût énorme. Mais, rehausser le critère de conception du poste peut présenter bien d'autres difficultés. L'augmentation récente du courant de court-circuit nominal de 50 à 63 kA dans une dizaine de postes à 500 kV au Japon révèle que de nombreux autres équipements doivent être modifiés et que des tests doivent être faits pour garantir le succès de l'opération (Kawamura, Kobayashi, Takagi, Aoshima, Sasaki, Ibuki et Murayama, 1996).

Cette option est la plus chère parmi les solutions classiques. Elle est toutefois justifiée lorsqu'on veut préserver tous les avantages apportés par le parallélisme des transformateurs:

- flexibilité d'exploitation;
- pertes active et réactive minimale;
- impédance de source minimale présentée à la charge;
- retrait d'un transformateur en défaut sans manoeuvre ultérieure;
- fiabilité du poste.

Sectionnement du réseau basse-tension

Pour éviter que l'ajout d'un cinquième transformateur n'augmente les courants de courts-circuits, on peut exploiter le poste en ouvrant les disjoncteurs A et B de la figure 10.1 ce qui a pour effet de sectionner la barre à 120 kV et le réseau en aval. Tout l'équipement existant est préservé; les courants de court-circuits sont maintenant 20% à 50% moins élevés. La flexibilité d'exploitation est réduite puisque la charge n'est plus raccordée à la source que par deux ou trois transformateurs plutôt que quatre ou cinq. La régulation de tension est également moins bonne parce que les deux poches de charge voient des impédances de source accrues. Autre inconvénient, le retrait d'un transformateur en défaut est susceptible d'être suivi d'une manoeuvre additionnelle: la fermeture des disjoncteurs A et B afin de rééquilibrer les charges des transformateurs et respecter leur puissance nominale.

Exploitation avec transformateur de relève

Dans ce cas-ci, le cinquième transformateur est mis sous tension d'un côté seulement. Ce n'est qu'après la perte d'un des quatre transformateurs que ce transformateur de relève est mis en service. Encore ici tout l'appareillage existant est préservé. Le coût d'installation de cette solution est le même que si on procède au sectionnement du réseau basse-tension. Cependant, le coût d'exploitation de cette solution est le plus élevé à comparer aux deux solutions précédentes puisque les pertes active et réactive sont plus importantes. Pour le cas où les quatre transformateurs délivrent chacun 0.75 I, les pertes sont plus élevées de 25% par rapport au fonctionnement à cinq transformateurs (cinq fois 0.6 I) et de 23% par rapport au sectionnement du réseau (trois fois 0.67 I et deux fois 0.5 I). Du point de vue régulation de tension, le transformateur de relève constitue un moyen terme entre les deux premières approches. Encore ici, le retrait d'un transformateur en défaut peut éventuellement être suivi d'une manoeuvre additionnelle: la mise en service du transformateur de relève afin de ne pas surcharger les transformateurs restants. Finalement, il est intéressant de souligner que cette approche ne peut être utilisée qu'une seule fois.

À l'Hydro-Québec, c'est cette dernière approche qui a été retenue et installée dans quelques postes du réseau. D'une part, les gains apportés par la mise en parallèle d'un cinquième transformateur sont insuffisants par rapport au coût et aux risques associés au rehaussement du niveau de court-circuit du poste. D'autre part, à comparer avec le sectionnement du réseau basse-tension, les pertes résultant de l'exploitation avec transformateur de relève sont plus que compensées par les gains en flexibilité d'exploitation et en régulation de tension.

Approche RPI

La figure 10.2 présente un RPI avec injection à 120° bien adapté pour l'augmentation de la capacité de transformation d'un poste. Ce RPI utilise un transformateur du même type que celui employé dans le poste afin d'offrir à l'exploitant un maximum de flexibilité. Ce transformateur peut en effet travailler en mode RPI, tel que montré, ou de manière auto-

nome en ouvrant le disjoncteur en série avec le condensateur et en court-circuitant l'inductance au moyen d'un cavalier. En mode RPI, le changeur de prise permet d'équilibrer le courant du RPI avec celui des autres transformateurs de manière à réduire les pertes d'exploitation. En mode transformateur, le changeur de prise travaille conjointement avec les autres changeurs de prise à la régulation de tension de la barre à 120 kV.

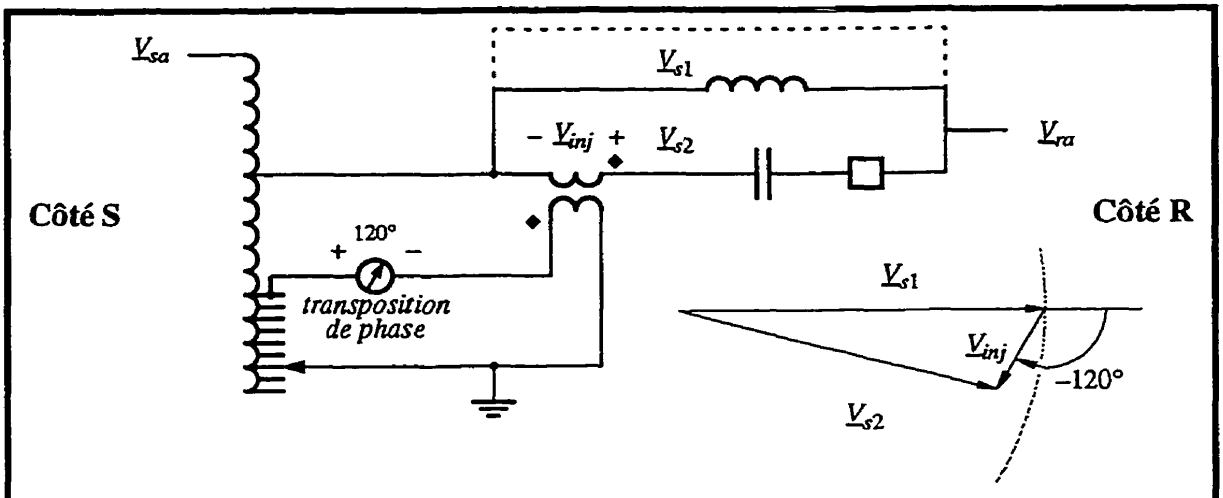


Figure 10.2: RPI avec injection à −120° pour l'accroissement de la capacité de transformation.

Les susceptances de ce RPI sont syntonisées ou près de l'être. Fondamentalement, il s'agit donc d'une interconnexion découplante raccordée en parallèle avec des transformateurs. Cependant, la présence de ces derniers et le mode de conduite du RPI font qu'en régime établi celui-ci est perçu par le réseau comme un transformateur classique.

Il est intéressant de mentionner que le RPI de la figure 2.6, proche parent du RPI de la figure 10.2, pourrait aussi être utilisé pour accroître la capacité de transformation. Il est muni de deux changeurs de prises ce qui lui permet de régler la puissance réactive d'un des deux côtés de l'appareil en plus d'effectuer l'équilibrage des courants. Les études faites au CITEQ indiquent que cette flexibilité additionnelle peut être intéressante dans le cas où on ne retrouve qu'un seul transformateur en parallèle avec le RPI et que l'on souhaite, par exemple, minimiser l'impact du RPI sur le système de régulation de tension de ce transformateur (Brochu, Beauregard, Lemay, Morin et Pelletier, 1996).

10.3 Publication

L'article de l'annexe G (Brochu, Beauregard, Morin, Lemay, Pelletier et Kheir, 1997) présente l'accroissement de capacité de transformation du poste de répartition 315-120 kV à quatre transformateurs de 240 MVA de la figure 10.1. Il s'agit d'une étude exploratoire basée sur le comportement de ce poste en régime établi et en régime de défaut triphasé. On cherche ici à démontrer la viabilité du concept sur le plan de l'appareillage et des coûts.

Cette publication aborde brièvement les performances à court et moyen termes des limiteurs de courant de défaut à supraconductivité, décrit les trois solutions classiques à ce problème, puis présente l'approche RPI en proposant la topologie de la figure 10.2.

Les principales conclusions de cette étude sont que le RPI:

- se comporte comme les autres transformateurs du poste en fonctionnement normal;
- peut offrir deux modes de fonctionnement: transformateur-régulateur de tension et RPI;
- utilise un changeur de prise dont le taux d'utilisation n'est pas plus élevé que celui des changeurs de prise des transformateurs-régulateurs de tension;
- contribue au support de tension en consommant moins de puissance réactive qu'un transformateur classique ou même en produisant de la puissance réactive;
- ne contribue pas du tout au courant de court-circuit du poste lorsque ses susceptances sont légèrement désyntonisées;
- agit de manière instantanée et passive durant un défaut;
- devrait avoir très peu d'effet sur le système de régulation de tension du poste de même que sur les relais de protection;
- évite de changer les disjoncteurs et de revoir la conception du poste;
- maintient la flexibilité d'exploitation du réseau en évitant le sectionnement du réseau basse-tension;

- présente un coût qui se situe à l'intérieur des limites définies par les solutions classiques.

On montre au tableau 1 de l'article que, d'un point de vue économique, cette application est particulièrement performante pour deux raisons. En premier lieu, le transformateur accompli une double tâche; il opère une transformation de tension et il sert de transformateur d'excitation au transformateur série ce qui explique qu'il doive être surdimensionné de quelques 23%. Puisque la transformation de tension est absolument requise, c'est seulement le coût associé à cette augmentation qui est attribuable au RPI. En deuxième lieu, la présence des transformateurs en parallèle avec le RPI limite l'excursion angulaire à ses bornes à environ dix degrés. Ceci se traduit par une puissance réactive installée relativement modeste de l'ordre de 24% de la puissance nominale du RPI. Pour fin de comparaison, dans le cas d'un RPI 30M15 devant couvrir ±25°, le transformateur et les éléments réactifs représentent respectivement 36 et 94% de la puissance nominale transitée (Brochu, Beauregard, Morin et Pelletier, 1995).

10.4 Conclusion

Ce chapitre décrit comment un RPI peut être utilisé pour accroître la capacité d'un poste de transformation sans augmenter son niveau de court-circuit. Les conclusions présentés à la section précédente indiquent que l'approche RPI coûte plus cher que le sectionnement du réseau basse-tension ou l'utilisation d'un transformateur de relève mais, en contre-partie, qu'elle offre à peu près les mêmes avantages que la révision à la hausse du niveau de court-circuit nominal d'un poste.

Il est à ce stade difficile de pousser plus avant la comparaison de l'approche RPI avec les techniques classiques. On ne peut vraiment procéder à ce genre d'étude coût-bénéfice que sur la base d'un véritable problème. Cependant, les résultats obtenus jusqu'à maintenant justifient pleinement la poursuite du développement de cette nouvelle application.

CHAPITRE 11
TOPOLOGIES LES PLUS INTÉRESSANTES EN MODE SYNCHRONE

11.1 Introduction

Ce chapitre a pour but de faire ressortir les topologies les plus intéressantes pour l'interconnexion de réseaux synchrones (chapitre 8) et pour la commande des écoulements de puissance des lignes de transport (chapitre 9). Ces topologies sont présentées dans le plan P-δ_{sr} en fonction du quadrant où l'appareil est appelé à travailler. Pour des raisons économiques maintenant évidentes, toutes ces topologies n'utilisent qu'un seul transformateur-déphaseur au moyen duquel la puissance transitée de l'appareil est ajustée.

On poursuit en quelque sorte le développement de la méthode d'analyse dans le plan P-δ_{sr} puisque pour présenter ces topologies on définit de nouvelles limites d'appareillage avec lesquelles on obtient des aires de fonctionnement indépendantes des caractéristiques de réseau. Encore ici, on utilise des caractéristiques de puissance linéarisées.

Ce chapitre s'appuie sur cette thèse de même que sur les rapports et articles portant sur la technologie. Toutefois, il comporte une certaine part de spéculation puisque les topologies décrites ici n'ont pas été nécessairement toutes étudiées à fond en réseau.

11.2 Contraintes d'appareillage dans le plan P-δ_{sr}

Les caractéristiques des régulateurs de puissance que l'on a définies jusqu'à maintenant sont très simples et rendent adéquatement compte du comportement de ces appareils dans le plan P-δ_{sr}. Dans cette section on pousse un peu plus avant la définition des RPI en ajoutant deux nouvelles contraintes de construction que l'on peut représenter dans le plan P-δ_{sr} : les limites de circulation de puissance active entre les branches et les limites ther-

miques. On montre ici que ces nouvelles limites ajoutées aux caractéristiques d'appareillage déjà présentées au chapitre 7 permettent de fermer des aires de fonctionnement sans avoir à recourir aux caractéristiques de réseau.

En procédant de cette manière, on peut identifier les topologies les mieux adaptées à chacun des quadrants du plan P-δ_{sr}. Tel que montré ci-dessous, le respect de ces contraintes assure une utilisation optimale de l'appareillage. Le respect des limites thermiques en particulier a un impact direct sur les dimensions d'un RPI.

11.2.1 Limites de circulation de puissance active

Pour effectuer un transit de puissance de manière efficace, les deux branches d'un RPI doivent travailler conjointement au transit de la puissance active.

Ceci est illustré à la figure 11.1 où l'on peut voir les caractéristiques d'une inductance et d'un condensateur tracées dans le plan P-δ_{sr}. Pour éviter toute circulation de puissance active entre les branches, il suffit d'ajuster le transformateur-déphaseur de manière à amener le point de fonctionnement du RPI à l'intérieur des zones hachurées. Ces zones sont définies par deux frontières: la caractéristique de l'élément réactif et l'ordonnée. Il est important de souligner d'entrée de jeu qu'une légère circulation de puissance active n'est pas en soi inacceptable et que ces limites peuvent être franchies. Cependant, sortir des zones hachurées par l'une ou l'autre de ces frontières n'a pas du tout les mêmes implications.

Lorsque le point de fonctionnement d'un RPI s'approche de la caractéristique de l'élément réactif, la puissance du transformateur-déphaseur décroît, devient nulle puis s'inverse et recommence à augmenter. En dehors des zones hachurées, le transformateur-déphaseur travaille alors en sens inverse de la branche réactive et force une circulation en boucle fermée d'une partie de la puissance transitée par celle-ci. Un léger débordement ne pose pas vraiment de problème puisque le transformateur-déphaseur est alors très peu sollicité. Un fonctionnement près de la caractéristique de l'élément réactif devient même particulière-

ment avantageux dans le cas du RPI de type M puisque les pertes de l'appareil deviennent minimales lorsque toute la puissance P_r passe par le condensateur.

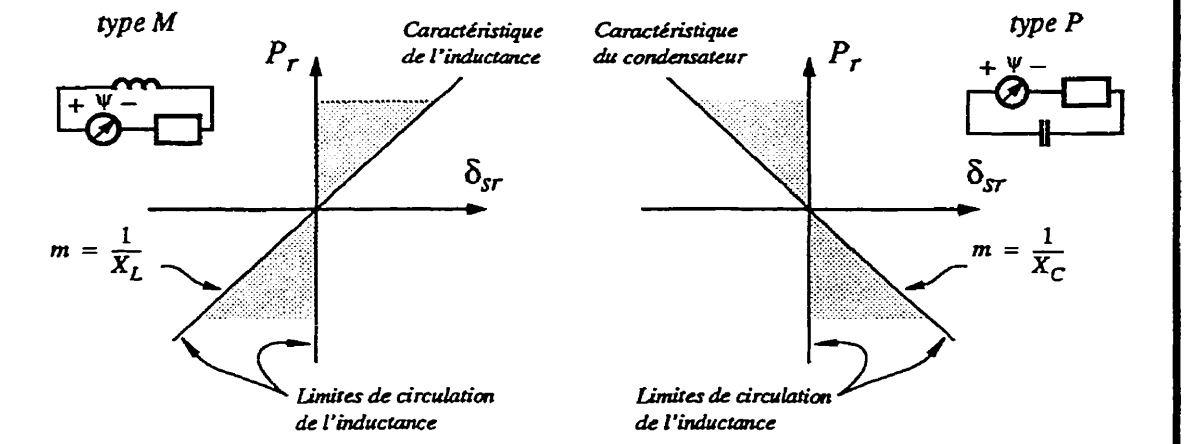


Figure 11.1: Aires de fonctionnement où les deux branches transitent de la puissance active dans le même sens.

En dehors des zones hachurées, plus le point de fonctionnement s'éloigne de la caractéristique de l'élément réactif, plus les pertes du RPI augmentent. Dans le cas du RPI de type P surtout, les pertes vont alors remonter rapidement puisque les deux branches dissipent de la puissance. Il s'agit donc d'une limite molle qui peut être légèrement outre-passée sans trop de conséquence. Toutefois, pour fin de discussion, on retient arbitrairement la caractéristique de l'élément réactif comme frontière même si dans les faits celles-ci peut être rabaissée.

Sortir des zones hachurées en croisant l'ordonné amène encore là les deux branches à travailler l'une contre l'autre mais cette fois les conséquences peuvent être beaucoup plus importantes. Lorsque le point de fonctionnement du RPI s'approche horizontalement de l'ordonné, cette fois c'est la puissance de l'élément réactif qui diminue, s'annule, s'inverse et recommence à augmenter. Celle du transformateur-déphaseur, elle, ne cesse d'augmenter. En dehors de la zone hachurée, celui-ci doit, non seulement porter toute la puissance P_r, mais en plus forcer une circulation en boucle fermée de la puissance transitée par la branche réactive. Si le RPI est près de sa puissance nominale, ce surcroît de tra-

vail peut amener le transformateur-déphaseur au-delà de sa limite thermique. Il faut donc veiller à ne pas croiser l'ordonnée ou bien à surdimensionner le transformateur-déphaseur en conséquence.

11.2.2 Limites thermiques

De par leur construction, les enroulements des transformateurs-déphaseurs fixent une limite en courant à laquelle correspond un échauffement et une limite thermique. Plus cette limite est élevée, plus le coût du transformateur-déphaseur augmente. Cette limite doit donc être ajustée sur mesure au besoin de l'application envisagée pour minimiser le coût de l'appareillage. Les éléments réactifs ont aussi des limites en courant dont il faut tenir compte. Ceci est particulièrement vrai dans le cas des condensateurs qui présentent très peu d'inertie thermique. Toutefois, leur coût étant nettement moins important que celui du transformateur-déphaseur, il est logique de se baser en premier lieu sur celui-ci pour établir la limite thermique du RPI.

Si d'une part, on considère que les tensions phases-terres sont pratiquement unitaires et que, d'autre part, le courant du transformateur-déphaseur est pratiquement en phase avec les tensions à ses bornes, la limite thermique devient équivalente à une limite sur la puissance que peut transiter l'appareil. Il est donc possible de représenter la limite thermique d'un transformateur-déphaseur par une droite de pente nulle dans le plan P-δ_{sr} tel que montré par les lignes en pointillées à la figure 11.2.

Tout dépendant de l'angle aux bornes du RPI, la présence d'un élément réactif en parallèle avec le transformateur-déphaseur vient soulager ou surcharger le transformateur-déphaseur ce qui, du même coup, augmente ou réduit la limite thermique du RPI. Tel que montré, cette limite devient une droite de même pente que la caractéristique de l'élément réactif avec lequel le transformateur-déphaseur est en parallèle. S'il y a ou non circulation de puissance active d'une branche à l'autre, la capacité du RPI est donc augmentée ou réduite par rapport à la limite thermique du transformateur-déphaseur.

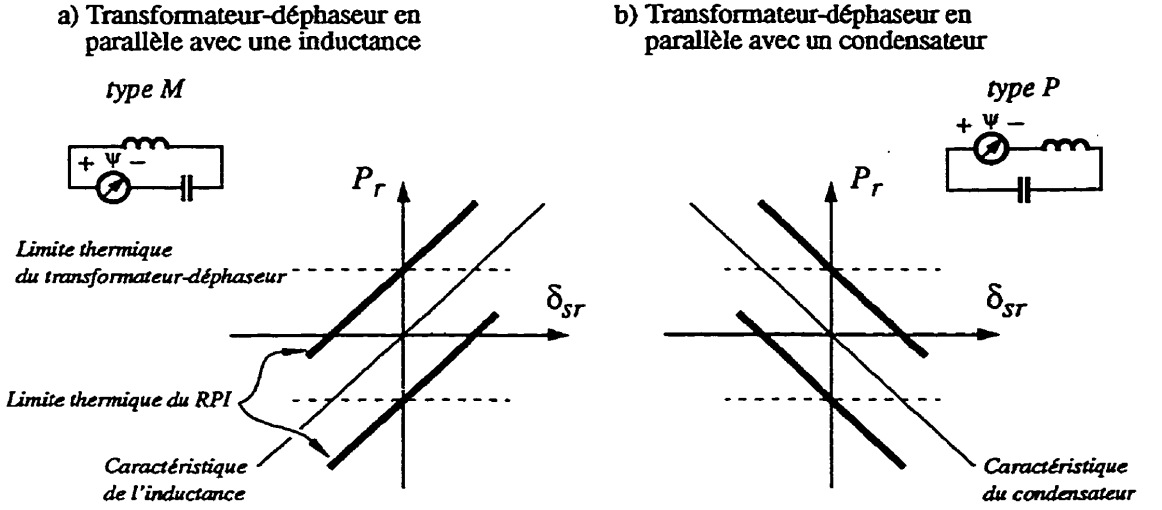


Figure 11.2: Limites thermiques effectives d'un transformateur-déphaseur après addition d'un élément réactif en parallèle.

Contrairement aux limites de circulation, les limites thermiques doivent absolument être respectées en régime établi. En régime transitoire, toutefois, il est tout à fait concevable de déborder à l'extérieur de ces limites si on tient compte des limites thermiques courtes durées des transformateurs-déphaseurs.

11.2.3 Limites de réglage

On a déjà montré aux figures 7.12 à 7.17 qu'un régulateur de puissance peut agir sur le transit à l'intérieur de deux limites qui dépandent de l'équipement utilisé pour le réaliser. Par exemple, un transformateur-déhaseur permet de varier le déphasage de α_{min} à α_{max} tandis que la compensation série permet de varier le degré de compensation série de 0 à s_{max}. Les deux limites extrèmes de la caractéristique du régulateur définissent les limites de réglage du régulateur de puissance.

Dans le cas des RPI à caractéristiques décentrées, les limites de réglage sont obtenues en additionnant les limites de réglage de la branche où se trouve le transformateur-déphaseur avec la caractéristique de l'élément réactif en parallèle. À titre d'exemple, la limite de

réglage du RPI de la figure 11.3 a) est donnée par la somme, d'une part, de la limite de réglage du transformateur-déphaseur et du condensateur et, d'autre part, de la caractéristique de l'inductance, laquelle correspond aussi à l'une des deux limites de circulation.

11.3 RPI syntonisés à caractéristiques décentrées

On présente ici les topologies de RPI les plus intéressantes pour réaliser des interconnexions découplantes destinées à des applications comme celles décrites au chapitre 8.

11.3.1 Aires de fonctionnement

On a déjà présenté à la figure 7.17 les aires de fonctionnement d'un RPI 30M15 ajusté par variation de déphasage. On aborde à nouveau à la figure 11.3 la représentation des aires de fonctionnement de ce type de RPI en n'utilisant cette fois que les limites de circulation, thermiques et de réglage. On présente les aires de fonctionnement des quadrants I et II du plan P-δ_{sr}. Celles des quadrants III et IV, non-montrées, sont similaires à celles des quadrants I et II respectivement.

Il ressort immédiatement des aires de fonctionnement tracées ici que la topologie de type M du quadrant II présente une forme bien adaptée aux caractéristiques de réseau. Il est en effet possible de choisir la susceptance du condensateur de manière à orienter la plus longue dimension de l'aire dans l'axe des caractéristiques de réseau. Ceci permet de varier la puissance transitée sur une large plage sans sortir de l'aire de fonctionnement. De plus, tout dépendant, des limites rencontrées en réseau sur δ_{min} et δ_{max}, il est possible d'envisager l'utilisation d'un transformateur-déphaseur relativement modeste par rapport à la puissance maximale du RPI.

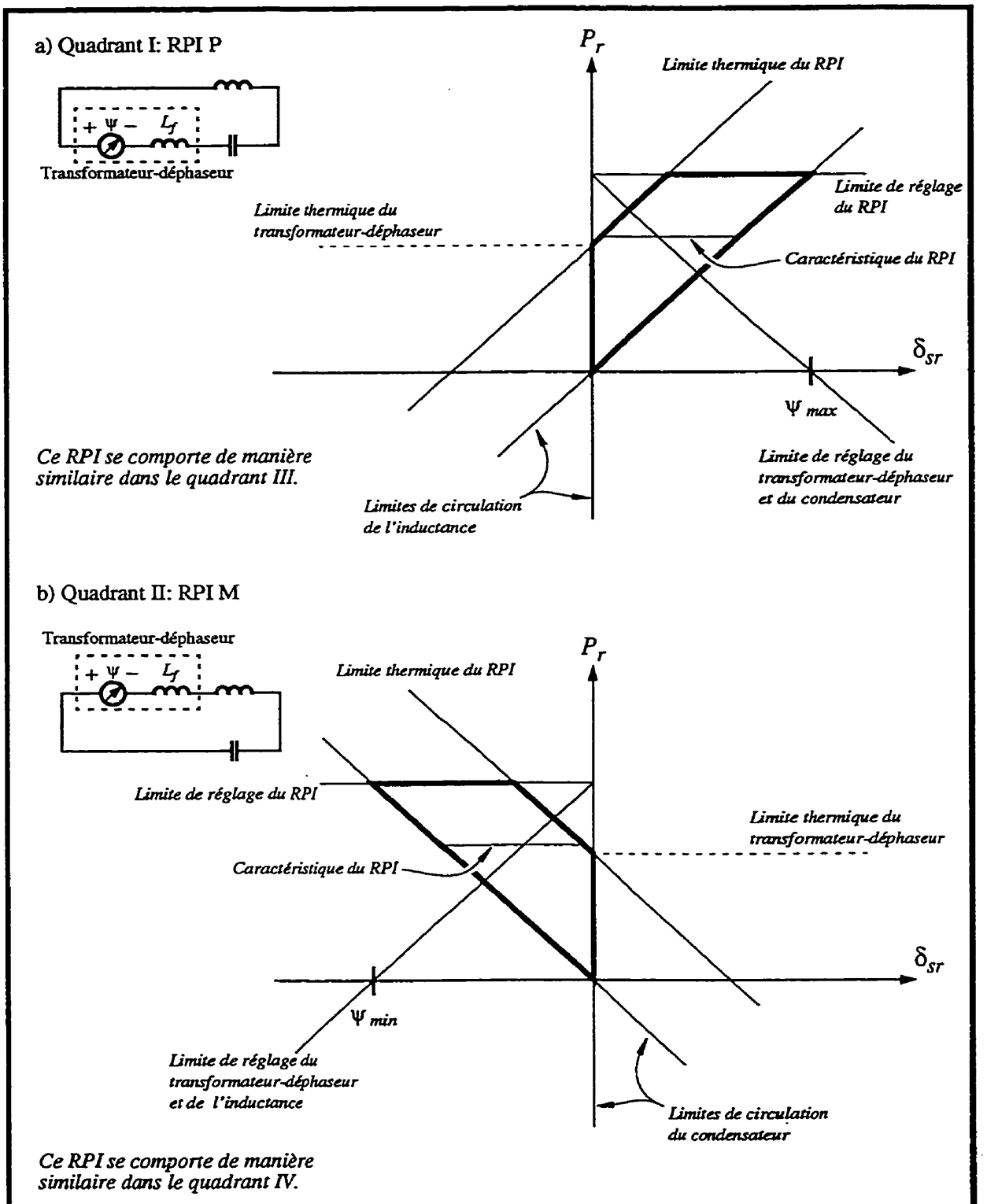


Figure 11.3: Aires de fonctionnement dans les quadrants I et II de RPI à caractéristiques décentrées.

Le RPI de type P du quadrant I présente une aire de fonctionnement de largeur relativement limitée dans l'axe des caractéristiques de réseau. Il est cependant possible d'élargir cette aire en préservant l'effet de découplage des réseaux. Pour cela, il faut réduire les susceptances du condensateur et de l'inductance en respectant la relation $B_1 = -B_2$. Toutefois, ceci abaisse du même coup la limite thermique du RPI. Un même transformateur-déphaseur n'offre donc pas les mêmes possibilités de réglage dans les deux quadrants.

Il est intéressant de souligner ici que le passage du type M au type P peut se faire en ramenant la puissance du RPI à zéro puis en permutant les éléments réactifs.

Concernant l'aire de fonctionnement du quadrant I qui paraît relativement limitée, mentionnons qu'il est possible d'élargir considérablement vers le bas l'aire de fonctionnement en variant, en cours d'exploitation, les susceptances du condensateur et de l'inductance. Sans aller jusqu'à parler de réglage par variation de susceptance, deux valeurs de susceptance pourraient être installées de manière à considérablement abaisser la limite inférieure de l'aire de fonctionnement. Ce RPI pourrait alors préserver ses propriétés d'interconnexion découplante même lorsque le transit est peu élevé. Cependant, tel que mentionné à la section précédente, il est possible qu'une légère circulation de puissance réactive entre les branches soit occasionnellement acceptable et qu'alors on accepte de franchir la caractéristique de l'élément réactif.

11.3.2 Puissances réactives

Sur le plan de la puissance réactive, les RPI de type M et P offrent dans les quadrants I et II la possibilité d'adapter leur production ou consommation de puissance réactive aux besoins des réseaux. En choisissant judicieusement la pente du lieu à facteur de puissance unitaire, les puissances réactives changent avec le niveau de la puissance transitée de manière complémentaire aux besoins du réseau.

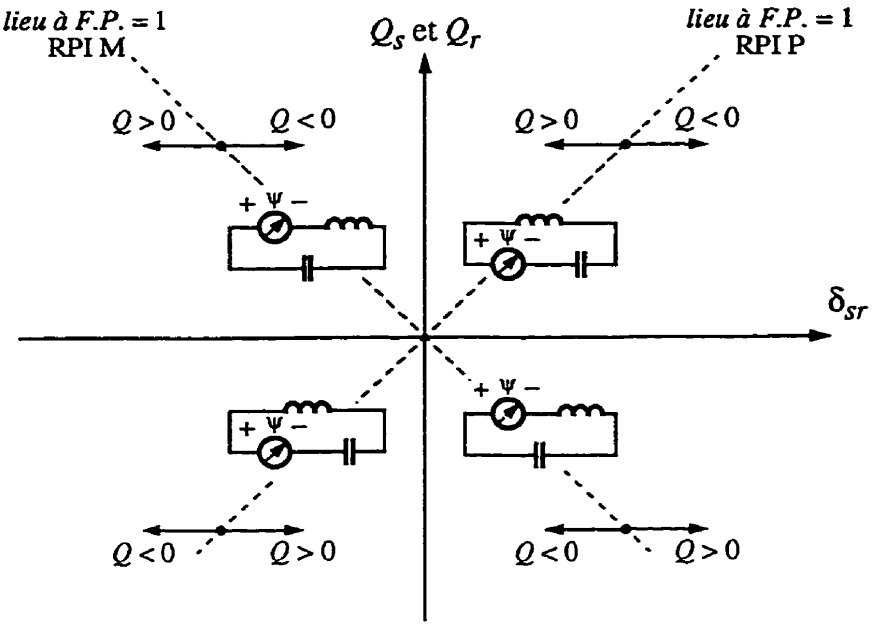
Afin d'illustrer ceci, la figure 11.4 a) indique quels sont les signes des puissances réactives Q_s et Q_r de part et d'autre des RPI décentrés de types M et P. Le lieu à facteur de puissance unitaire du quadrant II a déjà été introduit à la figure 5.2 avec un RPI 30M15. La figure 11.4 b) montre pour sa part comment varie les puissances réactives en fonction du niveau de transit P_r. Deux caractéristiques de réseaux y sont tracées.

On remarque, dans les quadrants I et II, que pour les deux types de RPI les puissances réactives sont respectivement consommées ou produites lorsque les niveaux de transit sont faibles ou élevés, ce qui suit tout naturellement les besoins des réseaux. En effet, dans les réseaux peu chargés on a fréquemment recours à des inductances shunts pour éviter des élévations de tension tandis que sous forte charge on met en service des condensateurs shunts pour supporter les tensions. Ces deux RPI offrent donc une compensation de puissance réactive intrinsèque. Rappelons que si ce comportement des puissances réactives devait être amélioré pour satisfaire les besoins d'un réseau où les tensions sont sensibles, il est toujours possible d'utiliser un transformateur-régulateur-déphaseur (à deux degrés de liberté) pour parfaire la commande des puissances réactives, tel que mentionné à la section 5.6.

Avec les caractéristiques de réseaux utilisées ici, le fonctionnement dans le quadrant IV montre que les deux RPI sont susceptibles de produire beaucoup de puissance réactive. Advenant le cas où ceci devrait se produire, les études de réseaux permettront de déterminer si cette production est acceptable et, sinon, quelles doivent être les mesures à prendre au niveau du RPI (ajout d'un degré de liberté) ou du réseau pour améliorer la situation.

Des observations du même ordre peuvent être formulées pour le quadrant III.

a) Signe des puissances réactives



b) Variation de Q_s et Q_r pour différents niveaux de P_r (de Ψ)

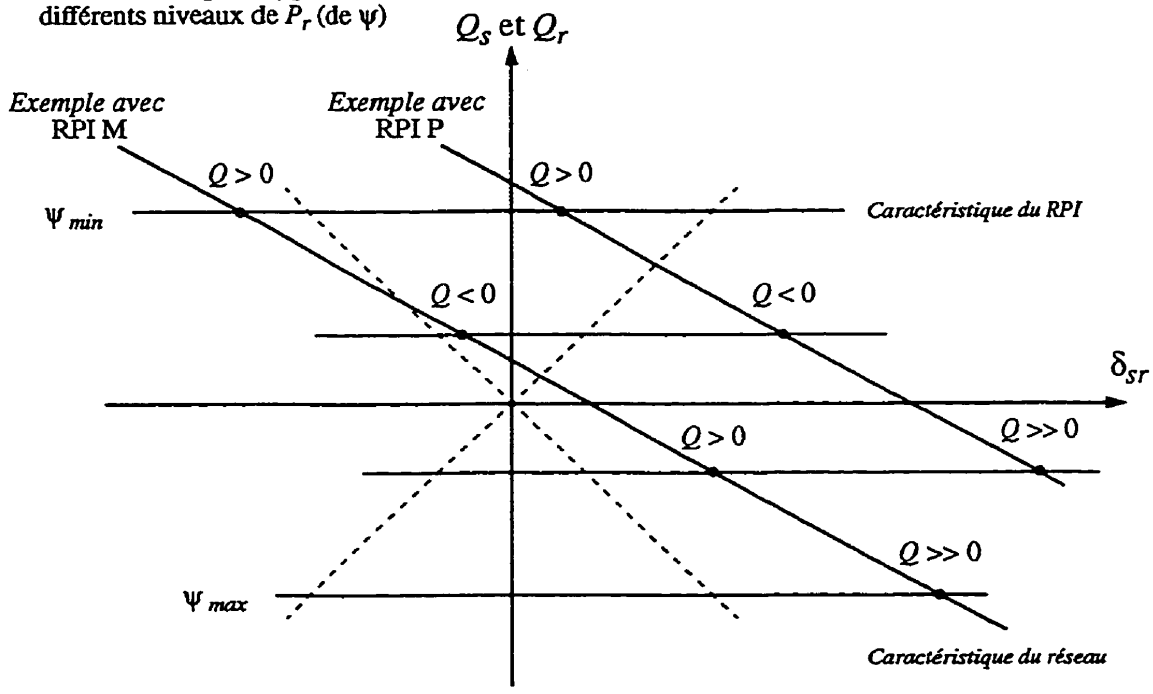


Figure 11.4: Comportement de la puissance réactive de RPI à caractéristiques décentrées.

11.4 RPI désyntonisés

Tel qu'indiqué au chapitre 9, la commande du transit de puissance des lignes de transport s'effectue au moyen de RPI désyntonisés pour maintenir le coefficient de synchronisation des lignes le plus élevé possible.

11.4.1 Aires de fonctionnement

Les figures 11.5 et 11.6 présentent chacune les aires de fonctionnement de deux RPI désyntonisés. Les caractéristiques d'appareillage de ces RPI sont toutes synchronisantes. Dans tous les cas, sauf pour le RPI de la figure 11.5 a), c'est la branche avec transformateur-déphaseur qui présente la susceptance la plus élevée et qui ainsi détermine principalement la caractéristique résultante du RPI. Ceci est visible en comparant les pentes des caractéristiques des branches. Encore ici, les aires de fonctionnement des quadrants III et IV, non-montrées, sont respectivement similaires à celles des quadrants des I et II.

Les observations qui ont été faites précédemment à propos des limites de circulation et des limites thermiques s'appliquent toujours ici. Tout comme d'ailleurs, l'observation portant sur l'orientation des aires de fonctionnement suivant l'axe des caractéristiques de réseau et celle portant sur la possibilité d'utiliser un transformateur-déphaseur de taille réduite par rapport à la puissance nominale du RPI.

Avec le RPI de la figure 11.5 a), il n'est pas possible d'avoir à la fois une aire de fonctionnement de grande dimension et un coefficient de synchronisation élevé. On constate en effet que pour élargir l'aire de fonctionnement tout en maintenant un transit donné, il faut diminuer la susceptance de l'inductance (la pente de sa caractéristique) et augmenter le déphasage du transformateur-déphaseur. Dans ces conditions, le coefficient de synchronisation diminue avec la baisse de la pente de la caractéristique résultante du RPI. Si on envisage d'élargir l'aire de fonctionnement en augmentant la susceptance du condensateur, il faut alors diminuer le déphasage du transformateur-déphaseur pour maintenir la puissance mais, encore là, le coefficient de synchronisation du RPI baisse. Ainsi, si on

veut élargir l'aire de fonctionnement pour pouvoir varier avec ce RPI le transit de puissance sur un plage étendue, il faut que le réseau puisse s'accommoder d'un coefficient de synchronisation peu élevé.

Pour cette raison, dans le quadrant I, le RPI de la figure 11.5 b) paraît plus avantageux puisqu'une aire de fonctionnement large et un coefficient de synchronisation élevé sont maintenant des objectifs compatibles. De plus, il n'utilise que deux pièces d'équipement plutôt que trois. Finalement, il est facile avec ce RPI de retirer l'inductance et d'utiliser le transformateur-déphaseur seul pour couvrir la partie du plan P-δ_{sr} qui se trouve sous l'aire de fonctionnement du RPI. Cet aspect est abordé à la section suivante. En contre-partie, ce RPI présente un désavantage par rapport au premier, il ne produit pas de puissance réactive. Dans certains cas, il faudra éventuellement lui adjoindre un condensateur shunt ce qui ramène à trois le nombre de pièces d'équipements. Le cas échéant, le condensateur sera probablement mieux utilisé avec cette topologie qu'avec la précédente où le condensateur est disposé en série avec le transformateur-déphaseur.

Le RPI de la figure 11.6 a) a déjà été introduit au chapitre 9. Tout comme le RPI que l'on vient de décrire, il n'utilise que deux pièces d'équipements à la différence cette fois qu'il n'aura probablement jamais besoin de compensation shunt. On a en effet observé que le condensateur produit une certaine quantité de puissance réactive qui vient en bonne partie compenser la puissance réactive consommée par le transformateur-déphaseur (Brochu, Beauregard, Lemay, Morin, Pelletier et Thallam, 1996). Tel que montré à la sous-section 11.5, ce RPI permet aussi de retirer facilement l'inductance pour n'utiliser que le transformateur-déphaseur.

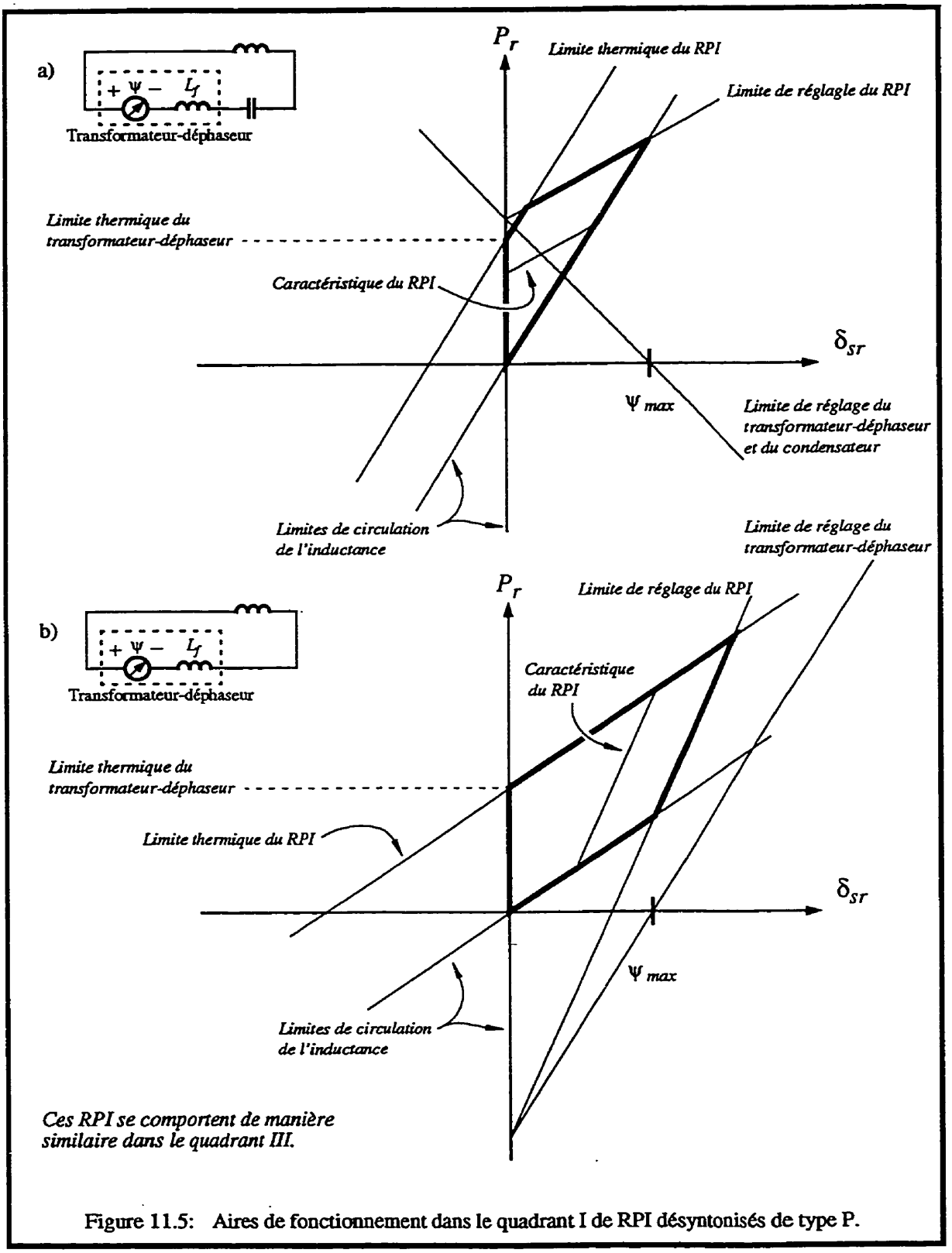


Figure 11.5: Aires de fonctionnement dans le quadrant I de RPI désyntonisés de type P.

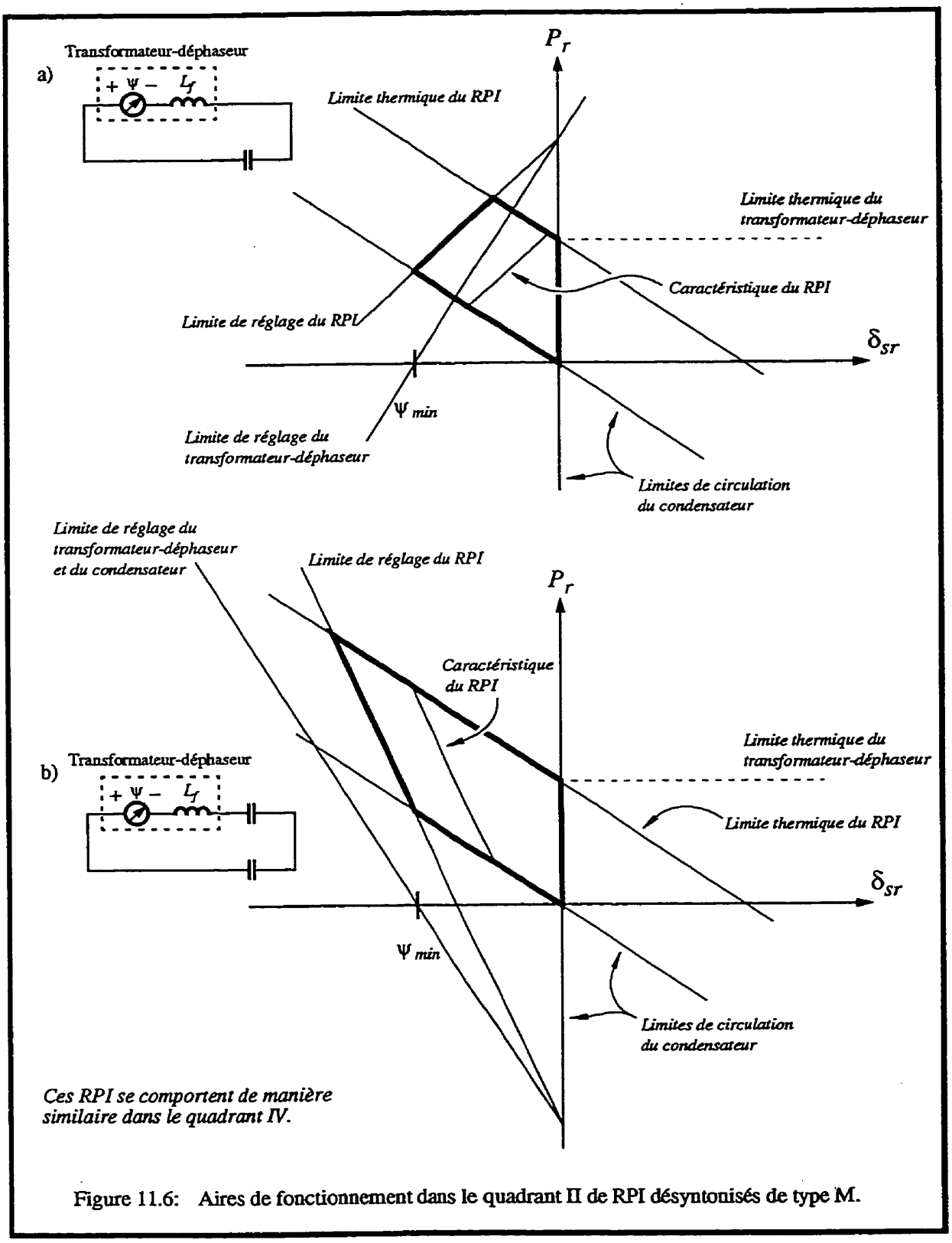


Figure 11.6: Aires de fonctionnement dans le quadrant II de RPI désyntonisés de type M.

Le dernier RPI montré à la figure 11.6 b) permet d'élargir considérablement l'aire de fonctionnement tout en augmentant le coefficient de synchronisation d'une manière similaire au RPI de la figure 11.5 b). Tel que décrit à la sous-section suivante, ce RPI est particulièrement intéressant dans la perspective de réaliser un RPI électronique.

De manière générale, il ressort qu'un RPI désyntonisé dispose d'une aire de fonctionnement importante et d'un coefficient de synchronisation élevé lorsqu'il utilise respectivement deux branches inductives ou deux branches capacitives dans les quadrants I et III ou II et IV.

11.4.2 RPI électronique

Les deux RPI de la figure 11.6 peuvent être utilisés pour représenter les deux états d'un même RPI électronique. Le RPI de la figure 11.6 a) correspond à la topologie de base de l'appareil: il permet de satisfaire le régime établi en ajustant la puissance transitée dans la ligne au moyen du changeur de prise du transformateur-déphaseur. De faibles variations angulaires aux bornes de la ligne ne sont pas déstabilisantes puisque ce RPI est synchronisant. Advenant une perturbation majeure dans le réseau, il est alors possible de passer au RPI de la figure 11.6 b) en variant électroniquement l'impédance de la branche où se trouve le transformateur-déphaseur le temps d'amortir les oscillations de puissance. Un peu comme le permet un TCSC, la nature de la branche peut rapidement alterner d'inductive à capacitive. Le dispositif électronique n'est alors conçu que pour fonctionner en régime transitoire, durant quelques cycles, avec une faible tension à ses bornes. La validation de ce concept reste à faire.

11.5 Transformateur-déphaseur assisté

Pour illustrer le concept du transformateur-déphaseur assisté, les aires de fonctionnement des RPI de type P et M des figures 11.5 b) et 11.6 a) sont reportées à la figure 11.7. On a ombragé l'aire de fonctionnement du transformateur-déphaseur.

Tel que mentionné précédemment, les susceptances réactives en parallèle avec le transformateur-déphaseur sont beaucoup plus petites que celles du transformateur-déphaseur. Pour cette raison, les caractéristiques des RPI sont dominées par celle du transformateur-déphaseur et en ce sens ces RPI se comportent comme un transformateur-déphaseur. On peut donc dire que les éléments réactifs soulagent ou assistent le transformateur-déphaseur dans son travail de régulation de puissance.

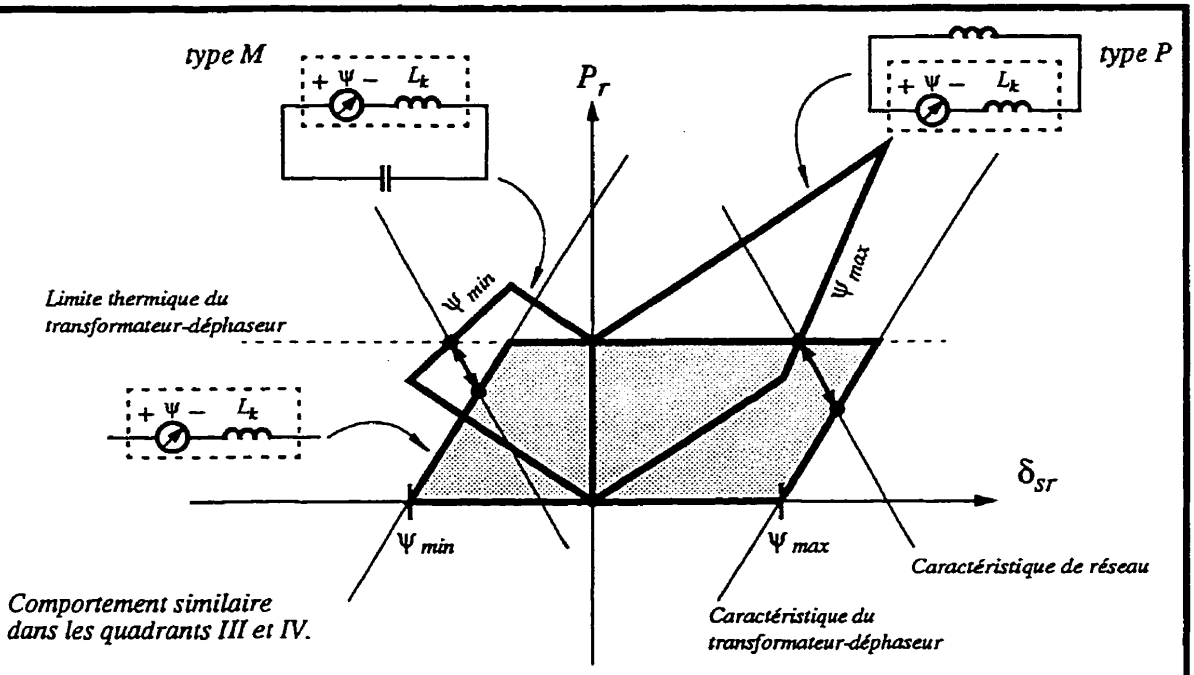


Figure 11.7: Aire de fonctionnement du transformateur-déphaseur assisté.

Avec un même transformateur-déphaseur on obtient donc un nouvel appareil aux possibilités étendues de réglage. Cet appareil comporte toutefois une différence importante avec le transformateur-déphaseur classique: sa limite thermique n'est pas horizontale, elle accuse une dépression lorsque l'angle δ_{sr} est voisin de 0°.

Il est possible de passer d'un type de RPI à l'autre sans difficulté. En effet, au moment de la transition, lorsque $\delta_{sr} = 0°$, toute la puissance P_r passe par le transformateur-déphaseur. Il n'y a alors aucun courant qui circule dans les éléments réactifs ce qui facilite leur manoeuvre.

Le passage du mode RPI, quel qu'en soit le type, au mode transformateur-déphaseur peut également se faire en manoeuvrant simplement l'élément réactif. Les flèches indiquées sur les deux caractéristiques de réseaux montrent de quelle manière la puissance P_r saute alors d'une caractéristique de régulateur à l'autre. Les effets sur le réseau des sauts de puissance active montrés sur cette figure peuvent être réduits en installant des branches réactives de plus faibles susceptances d'une part, et en réduisant le niveau de transit aux moments des manoeuvres d'autre part.

Si on prend chacun des quadrants séparément, pour un accroissement donné de puissance, le coût de l'élément réactif correspondant est inférieur au coût marginal du transformateur-déphaseur (Brochu, Beauregard, Lemay, Morin, Pelletier et Thallam, 1996). Par contre, il devient moins évident que si on doit couvrir les deux quadrants, le coût combiné des deux éléments réactifs est inférieur au coût marginal du transformateur-déphaseur. Suite aux résultats prometteurs obtenus jusqu'à maintenant (Beauregard, Brochu et Pelletier, 1996), on poursuivra en 1997 le développement du transformateur-déphaseur assisté. On veut essentiellement tirer parti de la présence des éléments réactifs pour redéfinir le cahier des charges du transformateur-déphaseur et en réduire le coût. On escompte obtenir un nouveau transformateur-déphaseur assisté plus économique que les transformateurs-déphaseurs classiques. Ce faisant, la dépression de la limite thermique près de $\delta_{sr} = 0°$ devrait être grandement réduite.

11.6 Conclusion

Le plan P-δ_{sr} permet de pousser plus avant la conception des RPI en tenant compte des limites de circulation de puissance active, des limites thermiques et des limites de réglage. Bien que non-montré, on peut également envisager de tracer des lieux à courants d'enroulements constants pour le transformateur-déphaseur ou même des lieux à tensions de réseau constantes.

On indique dans ce chapitre que les topologies de RPI les plus simples et les plus économiques permettent de couvrir les différents quadrants du plan P-δ_{sr}. À la lumière des études de réseaux faites au CITEQ, celles-ci devraient satisfaire la majeur partie des problématiques de réseaux.

Deux topologies permettent de couvrir tout le plan P-δ_{sr} dans les applications d'interconnexions synchrones. Celles-ci sont complémentaires puisque, si l'application l'exige, il est possible de passer de l'une à l'autre en reconnectant simplement les éléments de l'appareil. Lorsque les réseaux sont forts, ces topologies ne posent pas de difficultés particulières du point de vue de la puissance réactive. Dans le cas de réseaux faibles, il est possible qu'il faille alors ajouter un degré de liberté, au niveau du transformateur-déphaseur par exemple, pour obtenir une commande adéquate des puissances réactives.

Pour la commande des écoulements de puissance des lignes de transport, encore là, deux topologies permettent de couvrir tout le plan P-δ_{sr}. Il est possible de passer de l'une à l'autre sans ramener le niveau de transit à zéro. Concernant cette application, on a évoqué une avenue possible pour permettre à un RPI désyntonisé d'agir dynamiquement sur la puissance transitée en faisant appel à l'électronique de puissance.

En dernier lieu, on a mentionné de quelle manière on escompte réaliser avec la technologie des RPI un nouvel appareil qui peut-être perçu comme un transformateur-déphaseur assisté.

CONCLUSION

Cette thèse décrit pour la première fois l'ensemble de la technologie des régulateurs de puissance interphases (RPI) à l'intérieur d'un seul document. Ces appareils permettent de commander les écoulements de puissance en réseaux CA. De par leur principe, ils peuvent également commander deux autres grandeurs électriques telles que les puissances réactives ou les tensions.

Dans la première partie de ce document, on propose une terminologie et un formalisme bien adaptés à la technologie des RPI. On donne également une vue d'ensemble des diverses formes que peuvent prendre ces appareils tout en dégageant les principales particularités topologiques. De plus, on présente les caractéristiques électriques des RPI de manière à faire ressortir leurs possibilités et leurs limites. Étant donné la grande diversité des topologies de RPI, on a limité au régime établi l'analyse de la technologie.

Sur le plan du comportement des RPI synchrones on identifie deux grandes familles. Les RPI syntonisés qui se comportent en gyrateur et offrent un effet de découplage entre les barres à leurs bornes et les RPI désyntonisés qui au contraire maintiennent un effet synchronisant. Les RPI syntonisés sont eux-mêmes subdivisés en deux groupes très voisins sur le plan du comportement en réseau mais très différents sur le plan de leur construction. Ainsi, les RPI syntonisés à caractéristiques centrées utilisent deux éléments déphaseurs alors que les RPI syntonisés a caractéristiques décentrées n'en utilisent qu'un seul. Quant à eux, tous les RPI désyntonisés présentés ici n'utilisent qu'un seul élément déphaseur. Ce sont les RPI munis d'un seul élément déphaseur, syntonisés ou non, qui s'avèrent les plus avantageux sur le plan des performances et des coûts.

Dans la seconde partie de la thèse, on propose les applications en réseau où les propriétés particulières des RPI peuvent être utilisées à leur mieux, puis on dégage les topologies les plus intéressantes pour chacune de ces applications. Bien que la technologie des RPI soit

suffisamment polyvalente pour permettre d'interconnecter des réseaux asynchrones, c'est surtout en réseaux synchrones que l'on retrouve les applications où les RPI présentent le meilleur potentiel d'un point de vue économique. À ce jour, les applications déjà publiées montrent que les RPI permettent de réaliser des interconnexions découplantes, de commander les écoulements de puissance des lignes de transport et d'accroître la capacité de transformation d'un poste sans augmenter son niveau de court-circuit.

L'optimisation de la technologie des RPI en réseaux synchrones a été rendu possible en grande partie grâce à l'utilisation de la méthode d'analyse dans le plan P-δ_{sr} (puissance active-angle aux bornes du régulateur de puissance). Cette nouvelle méthode d'analyse, décrite dans cette thèse, permet de délimiter les conditions de fonctionnement d'un régulateur de puissance de quelle que nature qu'il soit. Elle permet d'intégrer simultanément les limites d'exploitation des réseaux de même que les limites d'appareillage des régulateurs de puissance ce qui facilite grandement la conception de ces derniers. Qui plus est, cette méthode d'analyse conduit à la définition d'un réseau équivalent élémentaire dont le comportement de la puissance active est très similaire à celui d'un réseau complexe. Avec ce modèle à l'esprit, on peut développer une compréhension intuitive des grand réseaux ce qui facilite l'étude des régulateurs de puissance avec les outils de simulations.

Développement à venir et recommandations

Le développement de la technologie des RPI est loin d'être terminé. Il faut entre autres développer un RPI pour l'interconnexion d'artères et statuer sur le potentiel du RPI utilisé comme transformateur-déphaseur assisté. Il faut également pousser plus avant l'optimisation du RPI destiné à l'accroissement de la capacité de transformation et en retirer, si possible, la branche inductive. On obtiendra alors un nouvel appareil qui ne comptera plus qu'une branche.

Il y a aussi toute la partie dynamique de la technologie que l'on a qu'indirectement touchée ici. Le sujet a déjà été abordé (Pineda, 1995) mais beaucoup reste encore à faire.

Notamment, il faut développer des stratégies de commande, intégrer si besoin est des dispositifs électroniques et évaluer en réseau les effets des RPI conventionnels ou électroniques durant des perturbations transitoires. D'autres volets peuvent encore être étudiés comme, par exemple, la compensation de séquence et l'effet sur la sécurité d'un réseau d'un RPI permettant une alimentation biphasée à triphasée en situation de contingence.

Sur le plan des outils de simulations, mentionnons qu'un ensemble de modèles d'écoulements de puissance, de stabilité et de court-circuit restent encore à parfaire ou à mettre au point pour offrir à des tiers la possibilité de simuler la technologie des RPI dans leur réseau.

En dernier lieu, soulignons que, dans le futur, la portée de la méthode d'analyse dans le plan P-δ_{sr} sera très certainement élargie au fil des études aussi bien pour la conception des régulateurs de puissance que pour la connaissance des réseaux eux-mêmes. Il serait entre autres intéressant de caractériser les réseaux en fonction des quadrants du plan P-δ_{sr} et en fonction de leurs caractéristiques de réseau (pente et abscisse à l'origine).

BIBLIOGRAPHIE

ALONSO, J. F., SAIZ, ANGEL et MANUENCO, M. T. (1995). Potential utility of FACTS technology in Spanish transmission network. CIGRÉ Symposium on Power Electronics in Electric Power Systems, Tokyo, Mai.

ALONSO, J. F., SAIZ, ANGEL et MANUENCO, M. T. (1996). Use of FACTS to improve interconnection capacity advantages and limitations. UNIPEDE Second Conference on the Development and Operation of Interconnected Power Systems, Budapest, novembre.

ANDERSON, P. M., AGRAWAL, B. L. et VAN NESS, J. E. (1990). Subsynchronous Resonance in Power Systems. IEEE PRESS.

ANGQUIST, L., LUNDIN, B. et SAMUELSSON, J. (1992). Power oscillation damping using controlled reactive power compensation - a comparison between series and shunt approaches. IEEE, No 92 SM 539-7 PWRS.

BEAUREGARD, F., BROCHU, J., LOMBARD, J.-J., KHEIR, S., TRINH, T. et PELLETIER, P. (1997). IPC demonstration project for the NYPA-VELCO PV20 line. CITEQ, février.

BEAUREGARD, F., BROCHU, J., LEMAY, J. et PELLETIER, P. (1996). Mécanismes d'implantation d'un modèle de RPI dynamique dans PSS/E. CITEQ, mars.

BEAUREGARD, F., BROCHU, J., LEMAY, J., MENZIES, D., MORIN, G. et PELLETIER, P. (1994). Étude pour ABB Power T&D Company Inc. Raleigh, pour une application d'un RPI dans le réseau 138 kV de la Cie American Electric Power. CITEQ, octobre.

BEAUREGARD, F., BROCHU, J., LEMAY, J., MORIN, G. et PELLETIER, P. (1995). Load flow model for the interphase power controller. CITEQ, mars.

BEAUREGARD, F., BROCHU, J., MORIN, G. et PELLETIER, P. (1992). Étude de manoeuvres sur le CSPQ à l'aide de composantes symétriques. CITEQ, août.

BEAUREGARD, F., BROCHU, J., MORIN, G. et PELLETIER, P. (1994). Interphase power controller with voltage injection. IEEE Transactions PWRD, Vol. 9, No 4, octobre, 1956-1962.

BEAUREGARD, F., BROCHU, J. et PELLETIER, P. (1996). Potential cost savings by over-rating the IPC's PST at small angles. CITEQ, novembre.

BELOVE, C. (1986). Handbook of Modern Electronics and Electrical Engineering. John Wiley & Sons.

BOWLER, C. E. J., BAKER, D. H. et GRANDE-MORAN, C. (1992). FACTS and SSR - Focus on TCSC application and mitigation of SSR problems. EPRI FACTS Conference 2, Boston, mai.

BOUCHARD, R.-P. et OLIVIER, G. (1994). Circuits et machines électriques. École Polytechnique de Montréal, notes de cours 3.201, septembre.

BOUTIN, N. et CLAVET, A. (1989). Signaux et circuits. André Noël Éditeur.

BROCHU, J., BEAUREGARD, F., LEMAY, J., MORIN, G. et PELLETIER, P. (1994). The interphase power controller technology. ACE, Power System Planning and Operating Section, Toronto, mars.

BROCHU, J., BEAUREGARD, F., LEMAY, J., MORIN, G. et PELLETIER, P. (1995). Adaptation des RPI à la compensation de ligne. CITEQ, 12 juin.

BROCHU, J., BEAUREGARD, F., LEMAY, J., MORIN, G. et PELLETIER, P. (1996). Accroissement de la capacité d'un poste de transformation et limitation de courant de court-circuit. CITEQ, 2 juillet.

BROCHU, J., BEAUREGARD, F., LEMAY, J., MORIN, G., PELLETIER, P. et THALLAM, R. S. (1996). Application of the interphase power controller technology for transmission line power flow control. IEEE, No 96 SM 453-1 PWRD.

BROCHU, J., BEAUREGARD, F., LEMAY, J., PELLETIER, P. et MARCEAU, R. J. (1997). Steady-state analysis of power flow controllers using the power controller plane. Soumis à l' IEEE en octobre 1997.

BROCHU, J., BEAUREGARD, F., MORIN, G., LEMAY, J., PELLETIER, P. et KHEIR S. (1997). The IPC technology - a new approach for substation uprating with passive short-circuit limitation. IEEE, No PE-830-PWRD-0-04-1997.

BROCHU, J., BEAUREGARD, F., MORIN, G. et PELLETIER, P. (1995). Interphase power controller adapted to the operating conditions of networks. IEEE Transactions PWRD; Vol. 10, No 2, avril, 961-969.

BROCHU, J., BEAUREGARD F., RENBORG, D. et PELLETIER, P. (1991). Étude de coût des CSPQ à deux degrés de liberté. CITEQ, 14 novembre.

BROCHU, J., BEAUREGARD F. et PELLETIER, P. (1990). Rapport sur la technologie du RAQ et ses variantes - Études 1988-1989. IREQ, No IREQ-4669C, juillet.

BROCHU, J., LEMAY, J., BEAUREGARD, F., MORIN, G. et PELLETIER, P. (1993). Application study of the IPC device at Nelway - First results. CITEQ, mars.

BROCHU, J. et PELLETIER, P. (1988). Raccords CA-CA à susceptances variables. Hydro-Québec, No 88067, 1 décembre.

BROCHU, J., PELLETIER, P., BEAUREGARD, F. et MORIN, G. (1994). The interphase power controller - a new concept for managing power flow within AC networks. IEEE Transactions PWRD, Vol. 9, No 2, avril, 833-841.

CHEE-HING, D. J., FAHMY, G. E. et GRAHAM C. E. (1992). Operational considerations to prevent voltage instability on the Ontario Hydro system. Canadian Electrical Association, Vanvouver, mars.

CHRISTL, N., HEDIN, R., JOHNSON, R., KRAUSE, P. et MONTOYA, A. (1991). Power system studies and modelling for the Kayenta 230-kV substation advanced series compensation. IEE Fifth International Conference on AC and DC Power Transmission, septembre, 33-37.

CHRISTL, N., HEDIN, R., SADEK, K., LUTZELBERGER, P., KRAUSE, P. E., McKENNA, S. M., MONTOYA, A. H. et TORGERSON, D. (1992). Advanced series compensation (ASC) with thyristor controlled impedance. CIGRÉ, 14/37/38-05, août.

CIGRÉ TASK FORCE (1996). Load flow control in high-voltage power systems using FACTS controllers. CIGRÉ, TF 38-01-06, janvier.

CZARNECKI, L. S., HSU, S. M. et Chen, G. (1995). Adaptative balancing compensator. IEEE, No 95 WM 256-8 PWRD.

DE COULON, F. et JUFER, M. (1981). Introduction à l'électrotechnique. Dunod.

DOLAN, P. S., SMITH, J. R. et MITTELSTADT, W. A. (1995). A study of TCSC optimal damping control parameters for different operating conditions. IEEE, No 95 WM 187-5 PWRS.

DORF, R. C. (1993). The Electrical Engineering Handbook. CRC Press.

EDRIS, A. A. (1991). Enhancement of first-swing stability using a high-speed phase shifter. IEEE Transactions PWRS, Vol. 6, No 3, août, 1113-1118.

EDMINISTER, J. A. (1976). Théorie et applications des circuits électriques. McGraw-Hill.

EKSTROM, A. (1990). Theoretical analysis and simulation of forced-commutated voltage-source converters for FACTS applications. EPRI FACTS Conference 1 - The future in high-voltage transmission, Cincinnati, novembre.

ELGERD, O. I. (1982). Electric Energy Systems Theory. McGraw-Hill.

ERCHE, E., LERCH, E., POVH, D. et MIHALIC, R. (1992). Improvement of power system performance using power electronic equipment. CIGRÉ, 14/37/38-02, août.

EUROSTAG (1995). EUROSTAG NEWSLETTER. No 6, février.

EWART, D. N., KOESSLER, R. J., MOUNTFORD, J. D. et MARATUKULAM, D. (1991). FACTS options permit the utilization of the full thermal capacity of AC transmission. IEE Fifth International Conference on AC and DC Power Transmission, septembre, 13-18.

GAVRILOVIC, M. M., ROBERGE, G., PELLETIER, P. et SOUMAGNE, J.-C. (1987). Reactive- and active-power control by means of variable reactances. 11th Pan-American Congress of Mechanical, Electrical and Allied Engineering Branches.

GAVRILOVIC, M. M., SOUMAGNE, J.-C. et SAINTONGE, J. (1989). Système d'interconnexion asynchrone à réactances variables. Hydro-Québec IREQ-H257R.

GIESE, R. F. et RUNDE, M. (1992). Assessment study of superconducting fault-current limiters operating at 77 K. IEEE, No 92 SM 571-0 PWRD.

GILLE, J. C., DECAULNE, P. et PÉLEGRIN (1973). Dynamique de la commande linéaire. Dunod.

GODART, T. F., IMECE, A. F., McIVER, J. C. et CHEBLI, E. A. (1995). Feasibility of thyristor controlled series capacitor for distribution substation enhancements. IEEE Transactions PWRD, Vol. 10, No 1, janvier, 203-209.

GROSS, C. A. (1979). Power System Analysis. John Wileys & Sons.

GYUGYI, L. (1990). Solid-state control of AC power transmission. IEEE PES/WM Panel Session on Flexible AC Transmission System, Atlanta, février.

GYUGYI, L. (1991). A unified power flow control concept for flexible AC transmissions systems. IEE Fifth International Conference on AC and DC Power Transmission, septembre, 19-26.

GYUGYI, L. (1993). Dynamic compensation of AC transmission lines by solid-state synchronous voltage sources. IEEE, No 93 SM 434-1 PWRD.

GYUGYI, L., SCHAUDER, C. D., WILLIAMS, S. L., RIETMAN, T. R., TORGERSON, D. R. et EDRIS, A. (1994). The unified power flow controller: a new approach to power transmission control. IEEE, No 94 SM 474-7 PWRD.

GYUGYI, L., SCHAUDER, C. D. et SEN, K. K. (1996). Static synchronous series compensator: a solid-state approach to the series compensation of transmission lines. IEEE, No 96 WM 120-6 PWRD.

HABASHI, K., BEAUREGARD, F., BROCHU, J., LEMAY, J., MORIN, G. et PELLETIER, P. (1994). Interphase power controller - a new device for the steady-state power flow management in AC networks. ACE, Electrical Apparatus Section, Toronto, mars.

HABASHI, K., LOMBARD, J. J., MOURAD, S., PELLETIER, P., MORIN, G., BEAUREGARD, F. et BROCHU, J. (1994). The design of a 200 MW interphase power controller prototype. IEEE Transactions PWRD, Vol. 9, No 2, avril, 1041-1048.

HEDIN, R. A., WEISS, S., TORGERSON, D. et EILTS, L. E. (1994). SSR characteristics of alternative types of series compensation schemes. IEEE, No 94 SM 534-8 PWRS.

HEDIN, R. A., WEISS, S., MAH, D. et COPE, L. (1994). Thyristor controlled series compensation to avoid SSR. EPRI FACTS Conference 3 - The future in high-voltage transmission, Baltimore, octobre.

HELBING, S. G. et KARADY, G. G. (1993). Investigations of an advanced form of series compensation. IEEE, No 93 SM 431-7 PWRD.

HILL, A. T., EITZMANN, M. A., LARSEN, E. V., EILTS, L. E., EASTON, R., RICHARDSON, R. H. et LINDGREN, S. (1992). Thyrsitor control of an existing phase shifter. EPRI FACTS Conference 2, Boston, mai.

HINGORANI, N. G. (1988). High power electronics and flexible AS system. IEEE Power Engineering Review, juillet, 3-4.

HINGORANI, N. G. (1990). Flexible AC transmission systems (FACTS) - overview. IEEE PES/WM Panel Session on Flexible AC Transmission System, Atlanta, février.

HINGORANI, N. G. (1991). FACTS flexible AC transmission system. IEE Fifth International Conference on AC and DC Power Transmission, septembre, 1-7.

HINGORANI, N. G. (1993). Flexible AC transmission. IEEE SPECTRUM, avril, 40-45.

HISCOCK, N. J. (1995). Voltage control of tap changing transformers for increased distribution network utilisation and flexibility. IEE Colloquium on Enhancing the Performance of Distribution Netwoks, octobre.

IEEE (1992). Current Activity in Flexible AC Transmission Systems. IEEE, No 92 TH 0465-5 PWR, avril.

IEEE FACTS WG et CIGRÉ FACTS WG (1995). Facts Overview. IEEE, No 95TP 108, avril.

IEEE FACTS WG (1996). FACTS Applications. IEEE, No 96TP 116-0, décembre.

IRAVANI, M. R. et EDRIS, A. A. (1994). Eigen analysis of series compensation schemes reducing the potential of subsynchronous resonance. IEEE, No 94 SM 557-9 PWRS.

IRAVANI, M. R. et MARATUKULAM, D. (1994). Review of semiconductor-controlled (static) phase shifters for power system applications. IEEE, No 94 WM 182-6 PWRS.

JALALI, S. G., LASSETER, R. H. et DOBSON, I. (1994). Dynamic response of a thyristor controlled switched capacitor. IEEE, No 94 WM 065-3 PWRD.

KARADY, G. G. (1991). Concept of a combined short circuit limiter and series compensator. IEEE, No 91 WM 039-8 PWRD.

KAWAMURA, T., KOBAYASHI, S., TAKAGI, H., AOSHIMA, Y., SASAKI, K., IBUKI, K. et MURAYAMA, Y. (1996). Raising the short-circuit current at existing 500 kV substations. CIGRÉ, No 23-110, Paris

KUO, F. F. et KAISER, J. F. (1966). System Analysis by Digital Computer. John Wiley & Sons.

LARSEN, E., BOWLER, C., DAMSKY, B. et NILSSON, S. (1992). Benefits of thyristor controlled series compensation. CIGRÉ, 14/37/38-04, août.

LARSEN, E. V., CLARK, K., HILL, A. T., PIWKO, R. J., BESHIR, M. J., BHUIYAN, M., HORMOZI, F. J. et BRAUN, K. (1995). Control design for SVC's on the Mead-Adelanto and Mead-Phoenix transmission project. IEEE, N0 95 SM 412-7 PWRD.

LARSEN, E. V., CLARK, K., MISKE Jr, S. A. et URBANEK, J. (1993). Characteristics and rating considerations of thyristor controlled series compensation. IEEE, No 93 SM 433-3 PWRD.

LASSETER, R. H. (1990). Interaction of power systems with thyristors controlled reactors. EPRI FACTS Conference 1 - The future in high-voltage transmission, Cincinnati, novembre.

LE DU, A. (1992). Pour un réseau électrique plus performant: le projet FACTS. La revue générale d'électricité, juin, 105-121.

LE DU, A., TONTINI, G. et WINFIELD, M. (1992). Quels FACTS pour quels besoins? Identification des développements tehcnologiques pour répondre aux besoins d'EDF. d'ENEL et de NGC. CIGRÉ, 14/37/38-69.

LEE, R. L., BESHIR, M. J., FINLEY, A. T., HAYES, D. R., HSU, J. C., PETERSON, H. R., DESHAZO, G. L. et GERLACH, D. W. (1994). Application of static VAR compensators for the dynamic performance of the Mead-Adelanto and Mead-Phoenix transmission projects. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, Illinois, avril.

LEMAY, J., BÉRUBÉ, P., BEAUREGARD, F., BROCHU, J. et PELLETIER, P. (1996). Interphase power controller application study for the Michigan-Ontario interface. CITEQ, juillet.

LEMAY, J. et PELLETIER, P. (1996). The interphase power controller - a new technology designed to meet the real needs of power systems. EPRI Conference - The future of power delivery, Washington DC, avril.

MALISZEWSKI, R. M. et MESLIER, F. (1996). More effective networks: an answer to question 10 of the special report. CIGRÉ, P1-06, Paris, août.

MALISZEWSKI, R. M., PASTERNACK, B. M., SCHERDER Jr, H. N., CHAMIA, M., FRANK, H. et PAULSSON, I. (1990). Régulation de la répartition des puissances sur un réseau de transport à forte intégration. CIGRÉ, 37-303, août.

MARCEAU, R. J. (1995). Exploitation d'un réseau électrique. École Polytechnique de Montréal, note de cours 3.524, janvier.

MILLER, T. J. E. (1982). Reactive Power Control in Electric Systems. John Wiley & Sons.

MOHAN, N., UNDELAND T. M. et ROBBINS, W. P. (1995). Power Electronics. John Wiley & Sons.

NELSON, R. J. (1994). Transmission power flow control: electronic vs. electromagnetic alternatives for steady-state operation. IEEE, No 94 WM 067-9 PWRD.

NYATI, S., EITZMANN, M., KAPPENMAN, J., VANHOUSE, D., MOHAN, N. et EDRIS, A. (1995). Design issues for a single core transformer thyristor controlled phase-angle regulator. IEEE, No 95 WM 268-3 PWRD.

NYATI, S., WEGNER, C. A., DELMERICO, R. W., PIWKO, R. J., BAKER, D. H. et EDRIS, A. (1993). Effectiveness of thyristor controlled series capacitor in enhancing power system dynamics: an analog simulator study. IEEE, No 93 SM 432-5 PWRD.

NOROOZIAN, M. et ANDERSSON, G. (1992). Power flow control by use of controllable series components. IEEE, No 92 SM 466-3 PWRD.

OTHMAN, H. A. et ANGQUIST, L. (1995). Analytical modeling of thyristor-controlled series capacitors for SSR studies. IEEE, No 95 WM 171-9 PWRS.

PASERBA, J. J., MILLER, N. W., LARSEN, E. V. et PIWKO, R. J. (1994). A thyristor controlled series compensation model for power system stability analysis. IEEE, No 94 SM 476-2 PWRD.

PASTERNACK, B. M. (1992). AEP's Kanawah river 345-kV controlled series capacitor with prototype thyristor switch. IEEE PES panel on Utility Planning Activity with FACTS concepts, janvier.

PELLETIER, P. (1991). Method and system for interconnecting in quadrature two synchronous or asynchronous three-phase networks. Brevet américain, No 4,983,856, janvier.

PELLETIER, P. (1994). Le régulateur de puissance interphase. Journées SRBE/SEE FACTS, Bruxelles, novembre.

PELLETIER, P. (1995). Le régulateur de puissance interphase (RPI). Revue E, No 3-4/95, 23-27.

PELLETIER, P., BEAUREGARD, F., BROCHU, J. et LEMAY, J. (1996). The interphase power controller (IPC) - A new solution for increasing AC interconnections without unwanted interactions. Second Conference on the Development and Operation of Interconnected Power Systems, UNIPEDE, Budapest, novembre.

PELLETIER, P., BROCHU, J., BEAUREGARD, F. et MORIN, G. (1997). Method of phase-shifting voltages applied to susceptances interconnecting two synchronous polyphase ac networks and a phase-shifting interconnecting apparatus thereof. Brevet américain, No 5,619,119, avril.

PELLETIER, P., BROCHU, J., BEAUREGARD, F. et MORIN, G. (1997). Method for interconnecting two synchronous polyphase ac networks and interconnecting apparatus of the same. Brevet américain, No 5,642,005, juin.

PELLETIER, P., BROCHU, J., BEAUREGARD, F. et MORIN, G. (1995). Methods of enhancing capacity of transformer equipment and of power flow control using phase-shifting transformers and series impedances in parallel arrangements. Brevet international, No PCT/CA95/00652.

PELLETIER, P., LEMAY, J., BROCHU, J., BEAUREGARD, F. et MORIN, G. (1996). The interphase power controller - a robust solution for synchronous interconnections and management of power flows. Sixth International Conference on AC and DC Transmission, IEE, London, avril-mars.

PINEDA, J. M. (1995). Impacts de la technologie des régulateurs de puissance interphase (RPI) sur les limites de sécurité dynamique. Mémoire de maîtrise, École Polytechnique de Montréal, Canada.

PORTER, A. J. (1995). An overview of transmission fault current limiters. IEE.

POVH, D. (1996). Brochure thématique CIGRÉ: réglage des flux de charge dans les réseaux à haute tension utilisant des régulateurs FACTS. Électra, février, 160-165.

RAJU, N. R. et VENKATA, S. S. (1996). The decoupled converter topology - a new approach to solid-state compensation of AC powers systems. IEEE, No 96 SM 454-9 PWRD.

ROBERGE, G., GAVRILOVIC, M. M. et PELLETIER, P. (1986). Method and system for interconnecting two synchronous or asynchronous electrical alternating three-phase networks by means of variable reactive impedances. Brevet américain, No 4,621,198.

RUGH, W. J. (1993). Linear System Theory. Prentice-Hall.

SALASOO, L., IMECE, A. F., DELMERICO, R. W. et WYATT, R. D. (1995). Comparison of superconducting fault limiter concepts in electric utility applications. IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 5, No 2, juin, 1079-1082.

SCHAUDER, C., GERNHARDT, M., STACEY, E., LEMAK, T., GYUGYI, L., CEASE, T. W. et EDRIS, A. (1994). Development of a ±100 Mvar static condenser for voltage control of transmission systems. IEEE, No 94 SM 479-6 PWRD.

SLADE, P. G., WU, J. L., STACEY, E. J., STUBLER, W. F., VOSHALL, R. E., BONK, J. J., PORTER, J. et HONG, L. (1992). The utility requirements for a distribution fault current limiter. IEEE Transactions PWRD, Vol. 7, No 2, avril, 507-515.

SMITH, R. K., SLADE, P. G., SARKOZI, M., STACEY, E. J., BONK, J. J. et MEHTA, H. (1992). Solid-state distribution current limiter and circuit breaker: application requirements and control strategies. IEEE, No 92 SM 572-8 PWRD.

SYBILLE, G., HAJ-MAHARSI, Y., MORIN, G., BEAUREGARD, F., BROCHU, J., LEMAY, J. et PELLETIER, P. (1996). Simulator demonstration of the interphase power controller technology. IEEE, No 96 WM 119-8 PWRD.

TASK FORCE OF THE FACTS WG et EDRIS, A. (1996). FACTS standard terms and definitions. IEEE, No 96 SM 468-9 PWRD.

TAYLOR, G. A., LAYCOCK, W. J. et WOODLEY, N. H. (1995). A total solution package: custom power. Network and Quality of Supply in a De-Regualted Industry, février.

THALLAM, R. S., GERLACH, D. W., LUNDQUIST, T. G. et ATMURI, S. R.. (1995). Modeling Mead-Phoenix 500kV phase shifting transformer in EMTP studies. Proceedings of the International Conference on Power Systems Transients'95, 95IPST112-25, Lisbonne, septembre.

THALLAM, R. S., LUNDQUIST, T. G., GERLACH, D. W., ATMURI, S. R. et SELIM, D. A. (1994). Design studies for the Mead-Phoenix 500kV AC transmission project. IEEE, No 94 SM 447-3 PWRD.

URBANEK, J., PIWKO, R. J., LARSEN, E. V., DAMSKY, B. L., FURUMASU, B. C., MITTLESTADT, W. et EDEN, J. D. (1992). Thyristor controlled series compensation prototype installation at the Slatt 500-kV substation. IEEE, No 92 SM 467-1 PWRD.

VERHAEGE, T., COTTEVIELLE, C., ESTOP, P., THEROND, P. G., THOMAS, P., LAUMOND, Y., BERKHALED, M. et BONNET, P. (1995). Investigations of HV and EHV superconducting fault current limiters. IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 5, No 2, juin, 1063-1066.

WANG, L., HUANG, M. Y., et LEE, C. H. (1993). Suppression of subsynchronous resonance using phase-shifter controller. IEEE TENCON'93, Beijing.

WALLACE, I. (1995). Measuring and controlling quality of supply. Network and Quality of Supply in a De-Regulated Industry, février.

WILDI, T. (1978). Électrotechnique. Les Presses de l'Université Laval.

WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION (1964). Electrical Transmission and Distribution Reference Book. Westinghouse Electric Corporation.

ANNEXE A
THE INTERPHASE POWER CONTROLLER - A NEW CONCEPT FOR MANAGING POWER FLOW WITHIN AC NETWORKS

BROCHU, J., PELLETIER, P., BEAUREGARD, F. et MORIN, G. (1994). The interphase power controller - a new concept for managing power flow within AC networks. IEEE Transactions PWRD, Vol. 9, No 2, avril, 833-841.

The Interphase Power Controller
A New Concept for Managing Power Flow Within AC Networks

Jacques Brochu
Member

Pierre Pelletier
Member

François Beauregard
Member

Gaston Morin
Member

CITEQ*
Varennes, Québec, Canada

Abstract - The paper presents a new concept for controlling the flow of power within AC networks. The application is based on the series connection of impedances between different phases of the two (synchronous) subnetworks to be interconnected, hence its name: the Interphase Power Controller (IPC).

The IPC acts as a current source with the following characteristics:

- the power flow is nearly constant (within 10%) for a wide range (±25°) of angle between the two subnetworks;
- there is no significant short-circuit contribution from one network to the other;
- severe contingencies on one side of the IPC have negligible impact on the voltage of the other side;
- no harmonics are generated (because there is no control action).

Other operating conditions (reduced power, reactive power generation or absorption) are possible by switching impedance components.

In all cases, the IPC comprises only conventional elements (transformer, capacitors, reactors and circuit breakers).

Keywords: FACTS, current limiter, Interphase Power Controller, Loop Flow, Wheeling, Interconnection.

1. INTRODUCTION

The acronym FACTS (Flexible AC Transmission System) most often designates thyristor-based systems characterized by static and dynamic control of the power flow and/or voltage. They comprise static var compensators, thyristor-controlled series capacitors, thyristor-switched phase shifters, and even generalized phase-shifter/voltage regulators [4 - 3].

The purpose of these technologies is to facilitate the supply of loads in flexible and rapid fashion, while providing optimal management of electrical networks. In most cases, they allow a "controlled flow" thus removing some of the constraints of the "free flow" of power [4 - 5].

Under the current free flow mode, some problems encountered essentially involve regulating the power flow in steady state. However, certain networks may be sensitive to daily or seasonal load variations and may require additional reactive power to adjust their voltages. Other networks may require fast control of voltage and power at different points in the network in order to maintain stability. The concept presented in this paper -- the Interphase Power Controller (IPC) -- deals mainly with the first of these situations.

Many types of IPC's are possible and each type can have different configurations. An initial paper presented an IPC equipped with thyristor switches used to interconnect non synchronous networks [6]. In the present paper and in reference [7], the most basic type of IPC is described for applications where a fixed quantity of active power must be carried between two subnetworks without increasing the short-circuit level in either network.

The IPC ensures reliable and predictable operation under normal as well as contingency conditions. In addition, it is shown that in the case of contingencies, the IPC can provide reactive power support for the adjustment of voltages.

Subsequent generations of IPCs equipped with thyristors and appropriate control circuits also present interesting prospects for network applications where fast control action is required.

2. IPC TECHNOLOGY

2.1 Operating principle

The IPC uses a group of three-phase reactors and capacitors each installed in series between two networks or subnetworks (Figure 1). What distinguishes this new class of equipment from other series compensation equipment is the way in which the series components are connected to the networks.

For instance, the phase A reactor and capacitor of the first network could be connected to phases B and C of the second network.

Thus, whatever the angle δ at the IPC terminals, some of the components are always subjected to a certain voltage. By adjusting the value of these components, it is always pos-

* CITEQ (Centre d'Innovation sur le Transport d'Énergie du Québec) is a R&D company formed by Asea Brown Boveri and Hydro-Québec.
1501 Montée Ste-Julie, Varennes, Qc, Canada J3X 1P9

93 SM 435-8 PWRD
©1993 IEEE

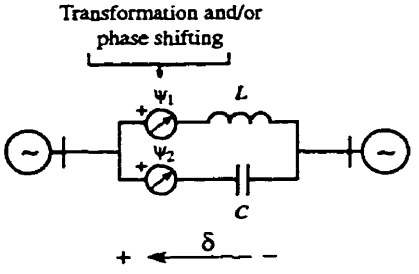


Figure 1: IPC operating principle.

sible to force a current in each of the networks even if the angle at the terminals is nil. When all components are energized, the amplitude and phase angle of the current are set in one of the two buses to which the IPC is connected. This current control thus enables the power carried by the IPC to be set, as well as the reactive power absorbed or generated at one of the buses.

2.2 Susceptances

In this paper, reactors and capacitors are always considered to be ideal without any losses. The impedances of these series components are then reduced to their imaginary part, i.e. reactance. Within the context of the IPC where these series components are laid out in parallel with respect to one another, the term susceptance is used instead of reactance for practical reasons ($B = -1/X$). We have generally done so throughout the paper.

2.3 Sample applications

From the principle described above, an entire family of IPCs using two susceptances can be designed. Only two configurations are shown.

IPC 240

A first IPC appears in Figure 2. The simplified diagram shows only two out of the total six susceptances. The susceptances are connected to a set of switches which enable the direction of the active power flow P to be inverted.

The active power P is defined as positive when the flow occurs from the S-side (sending) towards the R-side (receiving). Reactive powers Q_s and Q_r are positive when the IPC generates reactive power to the buses to which it is connected.

Where the flow is positive, susceptances B_1 and B_2 are connected to voltage points $\underline{V}_{Cs}$ and $\underline{V}_{Bs}$ respectively, as shown in Figure 2. Power flow inversion is simply done by reconnecting the susceptances on the S-side so that B_1 takes the position of B_2 and vice versa. This method of inverting the direction of the power flow is used for all IPCs.

The IPC in Figure 2 is designated as 240 type since the B_1 and B_2 susceptances are respectively connected to voltage points $\underline{V}_{Cs}$ and $\underline{V}_{Bs}$, which are phase shifted by an angle γ of 240°.

The phase current I_{Ar} is equal to the sum of the currents I_{B1} and I_{B2} in the susceptances. Since these currents have

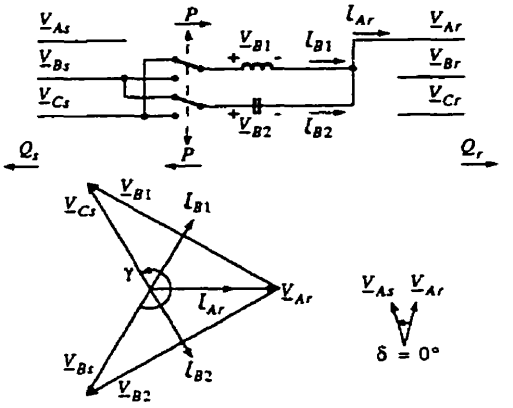


Figure 2: IPC 240 equipped with switches to invert the direction of the active power flow.

angles of +60° and -60° with respect to the voltage $\underline{V}_{Ar}$, their power factor is low.

IPC 120

To improve the power factor of these currents, a Y-y6 (180° phase shift) transformer can be used, as shown in Figure 3.

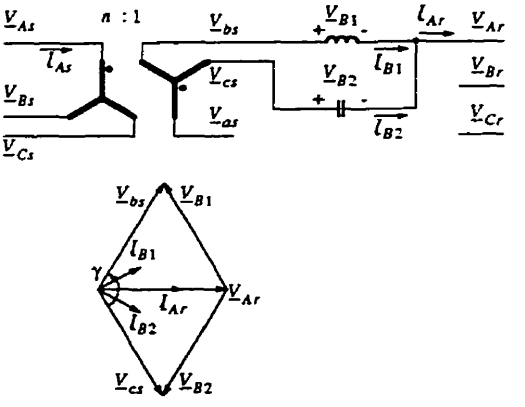


Figure 3: IPC 120.

Susceptances B_1 and B_2 are now connected on the S- side to the $\underline{V}_{bs}$ and $\underline{V}_{cs}$ voltages, respectively. Since these voltages form an angle γ of 120° with respect to each other, the IPC is said to be of the 120 type. The three-phase diagram of the IPC 120 is shown in the Appendix along with a few additional notes concerning its mode of operation.

For the same power level (i.e. the same current I_{Ar} in Figures 2 and 3), the currents in the susceptances are now much smaller. The phase shifts of currents I_{B1} and I_{B2} with respect to the voltage $\underline{V}_{Ar}$ are +30° and -30° respectively, which results in a better power factor.

The installed reactive power is significantly lower than that of the IPC 240, which compensates for the additional transformer. The total losses are about the same in both cases.

This paper describes the IPC 120, which is considered a better overall configuration [7].

3. IPC 120 PERFORMANCE

3.1 Ideal characteristics

As shown in the Appendix, if susceptances B_1 and B_2 are variable, the IPC can directly control the active power P and reactive power Q_s or Q_r as long as there are voltages applied on the susceptances. With a regulating system, it is also possible to control other variables such as the voltages V_{As} or V_{Ar} at the IPC terminals.

In the case of an application where only the active power flow has to be controlled over a limited angle range centered about $\delta = 0°$, the susceptances can be set to fixed values.

Figure 4 shows the characteristics of the active and reactive power on the R-side of the B_1 and B_2 susceptances as a function of the angle δ when the IPC 120 is connected to two infinite buses. The characteristics of susceptances B_1 and B_2 are shifted by the angles $\psi_1 = -60°$ and $\psi_2 = +60°$, respectively. The transformer is considered to be ideal.

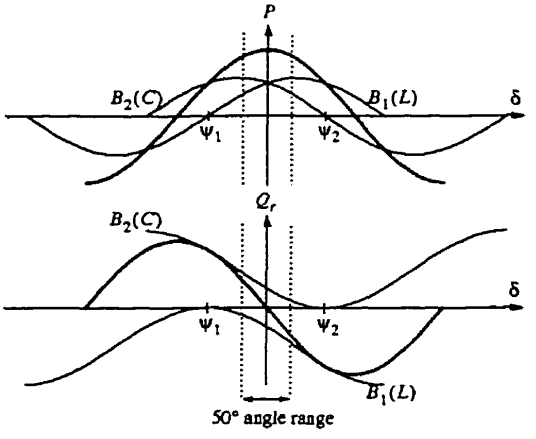


Figure 4: Active and reactive power characteristics of the IPC 120.

The characteristics of the active power P and reactive power Q_r result from adding the characteristics of each of the susceptances. Operation at unity power factor of the IPC with $\delta = 0°$ is obtained by assuming that $B_1 = -B_2$ (the susceptances are conjugated). The power flow P is then a function of the cos(δ), while the reactive power Q_r varies according to -sin(δ).

The Q_s characteristic (not shown in Figure 4) is identical to that of Q_r. Equation A.8 shows that $Q_s = Q_r$, whatever V_s and V_r when the susceptances are conjugated.

The connection of the susceptances between different phases of the two networks can be represented by the simplified equivalent circuit shown in Figure 5, provided that the susceptances are conjugated, transformer leakage impedance and all losses can be neglected. Under these conditions, the IPC behaves as two controlled current sources. In p.u of the rating, the amplitude of each current source is proportional to the terminal voltage on the opposite side of the IPC.

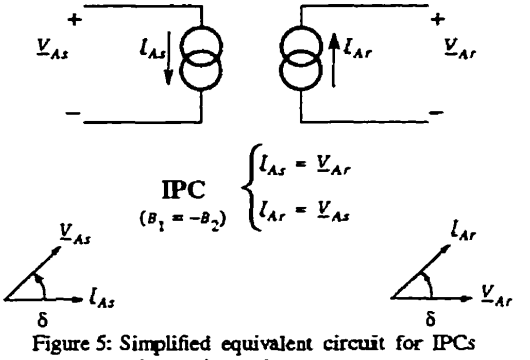


Figure 5: Simplified equivalent circuit for IPCs using conjugated susceptances.

According to Figure 4, the power factor on both sides of the IPC is equal to cos(δ).

Thus, for a ±25° angle range centered at $\delta = 0°$, the active power flow remains nearly constant even with fixed-value susceptances. The reactive power varies almost in linear fashion with a curve equal to -1 p.u./rad. around 0°.

Moreover, the IPCs does not produce any harmonics since there is no phase control adjustment.

3.2 Influence of different parameters

This section demonstrates that the IPC 120 controls the active power in reliable and predictable fashion using susceptances with fixed values.

As long as the δ angle at the IPC terminals is maintained within a range of ±25°, it is not necessary to subdivide and switch the susceptances to regulate power flow. Switching is necessary for changing the power level and for generating or absorbing a desired amount of reactive power.

The IPC is first studied between two infinite buses in order to show the effects on the power characteristics of leakage impedance, terminal voltage and switching of the susceptances. Then, the IPC is connected to two buses with typical Thévenin-equivalent impedances in order to show that the IPC characteristics are virtually not affected by the short-circuit levels of the networks.

The following characteristics are calculated for nominal voltage on each side and a transformer ratio n=1 (Figure 3). 1.0 p.u power is the rating of the IPC. The maximum values for the B_1 and B_2 susceptances for all of the characteristics are -57.7% and +57.7%, respectively. Transformer leakage impedance is set at 10%.

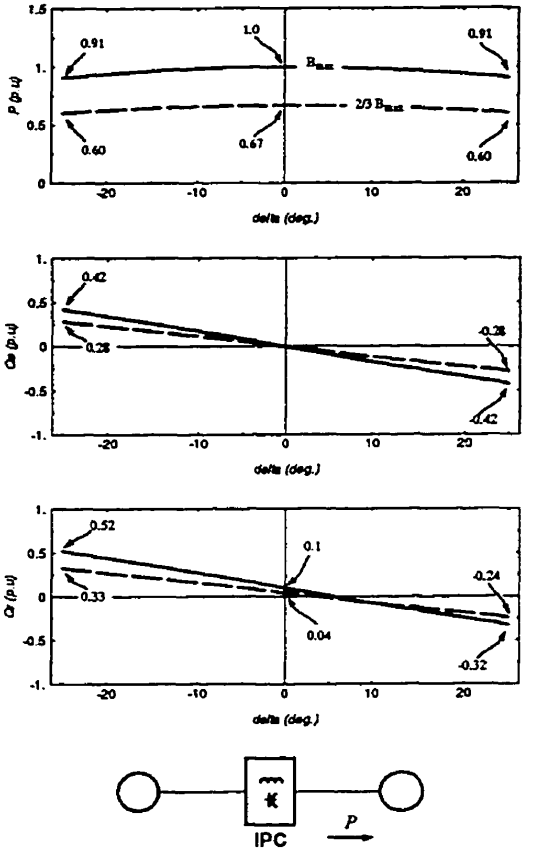


Figure 6: Power characteristics of the IPC 120.

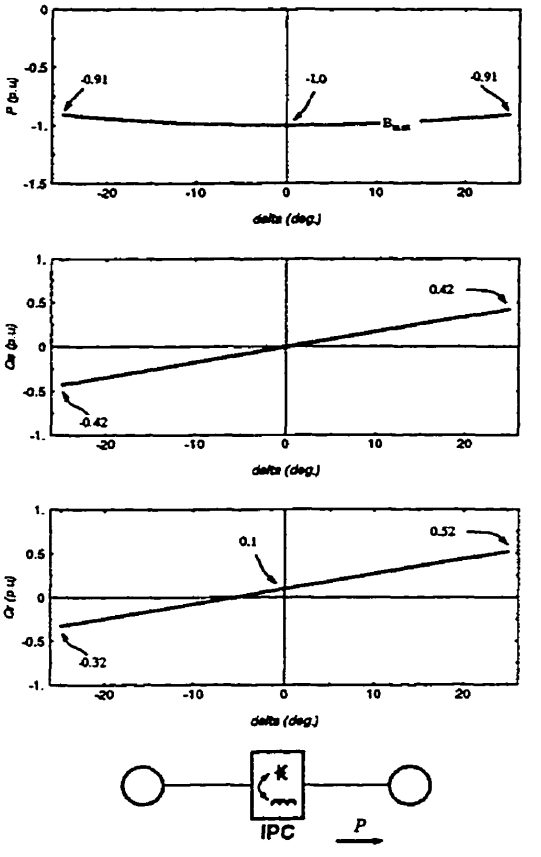


Figure 7: Power characteristics of the IPC 120 when the power flow is inverted.

Nominal operation

The characteristics of the IPC 120 are shown in Figure 6. The angle range retained extends ±25° about $\delta = 0°$ (Figure 4). The operating range is sufficient for most applications of power exchange between two neighboring subsystems.

The solid and broken curves are plotted for the susceptances at their maximum value and at 2/3 of this value. The susceptances B_1 and B_2 remain conjugated. The flow is thus directly proportional to the values of the susceptances and the shape of the power characteristics is not changed.

The power flow decreases by 9.37% at $\delta = \pm 25°$ and 3.4% at $\delta = \pm 15°$. The reactive power on each side varies with a slope of -0.0169 p.u./deg.

Transformer leakage impedance

The angular displacement between the sources is now shared between the series impedances and the transformer's leakage impedance. Since the direction of the flow is from the S-side to the R-side, the angle directly located at the susceptance terminals decreases, which causes the susceptances to generate more reactive power. This increase is visible on the R-side (Figure 6) where there is no transformer. The Q_r characteristic is displaced to the right. On the S-side, the transformer leakage impedance absorbs the reactive power generated by the susceptances.

Power inversion

Figure 6 shows the power characteristics for the power flow inverted and for the maximum absolute values of the susceptances. The power inversion is obtained by reconnecting the susceptances. The Q_r characteristic is now displaced by the transformer leakage impedance towards the left.

The power flow at $\delta = 0°$ and the slopes of reactive power curves are the same but of opposite sign. The sensitivity of the power flow to δ does not change.

Voltage at the IPC terminals

In Figure 8, the characteristics are calculated for maximum power. Curve sets ①, ② and ③ are plotted for voltages

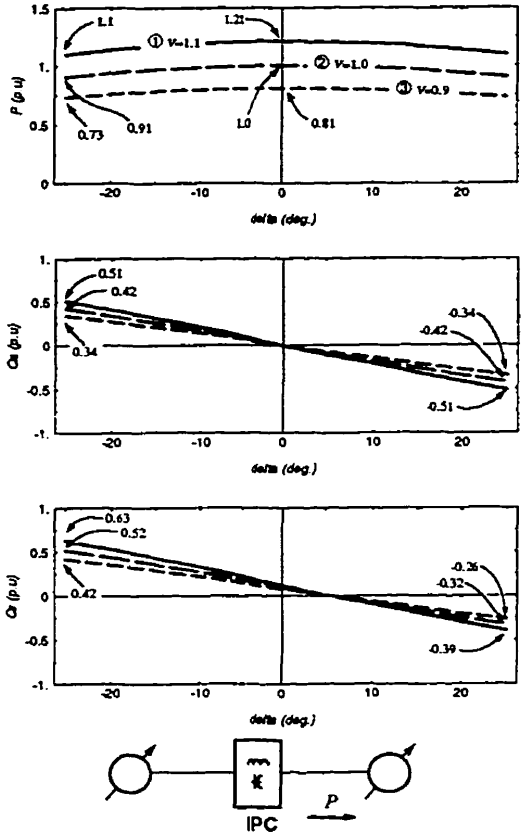


Figure 8: Changes in power flow resulting from simultaneous variations in voltages on each side of the IPC120.

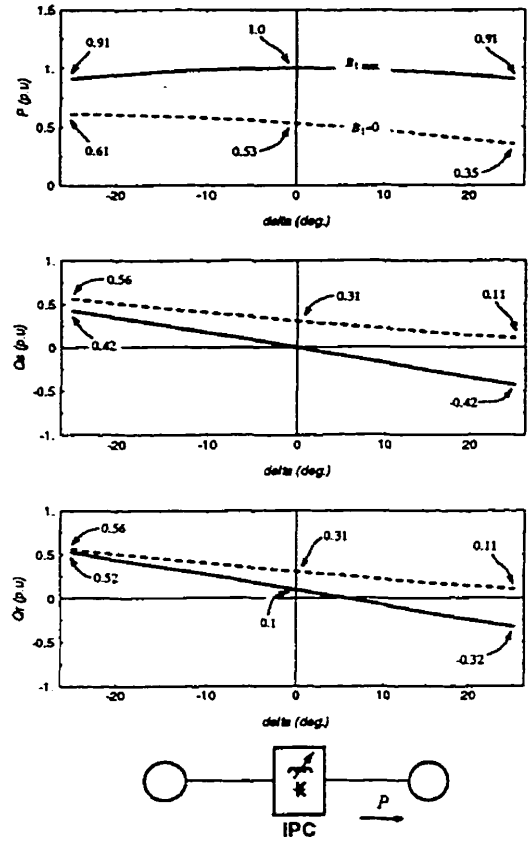


Figure 9: Sensitivity of the IPC 120 characteristics to switching of susceptance B_1 (L).

on each side of the IPC of 1.1, 1.0 and 0.9 p.u., respectively. In accordance with (A.3), the variation in the power flow P is given by the product of two voltages. For instance, curve ① shows a power increase of 21%, $(1.1)^2=1.21$.

The variations in Q_s and Q_r are similar for an equal change in voltage on both sides.

However, if the voltage increases by 10% on the R-side only (not shown), the maximum reactive power increase of Q_s is 4% and occurs at $\delta=-25°$. This demonstrates that voltage variations on one side of the IPC have no significant effect on the other side.

Susceptance switching

The power characteristics have a different shape when susceptances B_1 and B_2 are not conjugated. Figure 9 shows the extreme case when one of the susceptances becomes nil. Here, susceptance B_2 (capacitive) remains fixed while susceptance B_1 (inductive) is maximum and then zero, (solid and broken curves, respectively).

When B_1 is nil, active power decreases almost in linear fashion from -25° to +25°, passing from 0.61 to 0.35 p.u. The reactive power generated on each side by the IPC is 0.31 p.u. at $\delta = 0°$ when only the capacitors (B_2) are in the circuit.

Under these conditions, the power flow is more sensitive to changes in the angle δ. However, this is an unusual mode of operation for the IPC that should only be used when the subnetworks are in a contingency situation.

If susceptance B_2 is switched while susceptance B_1 remains fixed, similar results can be inferred. The lowest active power transfer capability is at -25° rather than +25° and reactive power is absorbed instead of generated by the IPC (Q_s and Q_r are shifted by approximately -0.6 p.u.).

Table 1 gives a summary of the operating points available from the IPC 120 at nominal conditions.

Operating point[a]	Susceptance in service		Active & Reactive[b] Power at nominal conditions (V=1.0 p.u. & δ=0°)		
	B_1 (L)	B_2 (C)	P (MW)	Q_s (Mvar)	Q_r (Mvar)
1			0	0	0
2	•		0.47	-0.28	-0.28
3		•	0.53	0.31	0.31
4	•	•	1.0	0.1	0

Table 1: Operating points of an IPC 120

a. The same number of operating points can be obtained with the power inverted.
b. Reactive power is defined as positive when generated by the IPC.

Subnetwork short-circuit impedance

The two subnetworks are represented by Thévenin equivalents in order to demonstrate the influence of their short-circuit impedance on the characteristics of the IPC. The rated power of the IPC at $\delta = 0°$ is set at 1 p.u., while the corresponding subnetwork short-circuit power is 15 p.u. This is a short-circuit level which is representative of an urban area system. The susceptances used by the IPC are the same as those used previously.

Under these conditions, the inductive and capacitive impedances of the IPC 120 are each 25 times greater than the subnetwork short-circuit impedance Z_{Th0} seen on each side of the device. The corresponding characteristics are plotted in Figure 10 as a solid curve.

If the Thévenin impedance on the S-side only is increased by 100%, the active and reactive power characteristic are only slightly affected as shown by the broken curves in Figure 10.

This 100% increase represents a severe contingency since the short-circuit level decreases by half. Thus, the daily and seasonal load variations in the subnetworks as well as changes during maintenance periods or in contingency situations should not affect the behavior of the IPC.

It should be noted that during contingencies of such magnitude, the IPC can help to maintain the voltage by generating or absorbing reactive power while reducing the active power flow between the subnetworks.

3.3 Installed reactive power and losses

The installed reactive power of the IPC 120 is 2.1 p.u. This amount of reactors and capacitors enables the IPC to maintain the power flow between 0.91 and 1.0 p.u. over an angle range of ±25° when the voltages at its terminals are both at 1.0 p.u.

Losses are mainly located in the transformer and reactors. Under the above conditions, the transformer losses are 0.34% and constant for the entire angle range. The reactor losses vary between 0.05% ($\delta = -25°$) and 0.26% ($\delta = +25°$). Losses are calculated using values that are typical for these types of apparatus.

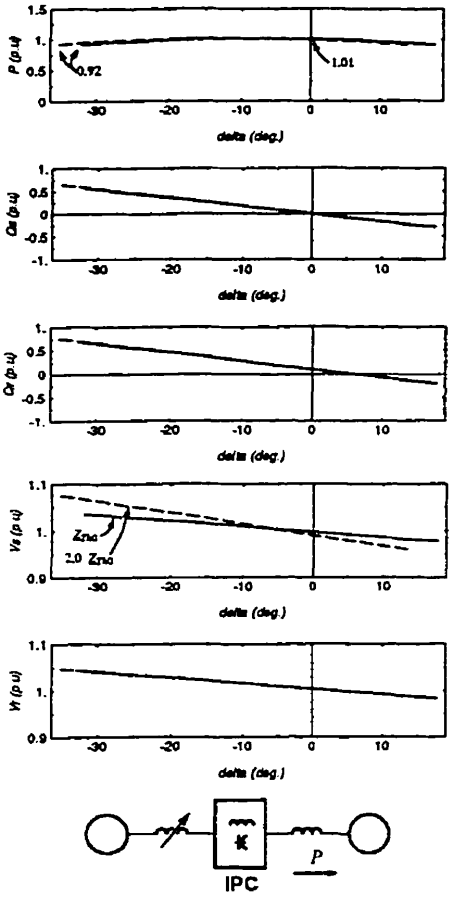


Figure 10: Sensitivity of the IPC 120 characteristics to short-circuit level variations.

The total losses of the IPC 120 thus vary approximately between 0.4 and 0.6%.

4. BEHAVIOR OF THE IPC IN OPERATION

Based on the power characteristics shown for the IPC 120, two basic observations can be made as to the behavior of the device compared to transmission lines, with or without series compensation, and a phase-shifting transformers.

These observations summarized in Table 2 are general and apply to all IPC configurations:

- the sensitivity of the power flow with respect to the angle at its terminals is low, while it is very high for transmission lines and phase-shifting transformers;

- inversely, the sensitivity of the reactive power with respect to the angle at its terminals is relatively substantial, whereas transmission lines and phase-shifting transformers are not highly affected.

Equipment	Sensitivity to δ	
	P	Q
IPC	low	high
Series or non-series compensated line	high	low
Phase-shifting transformer	high	low

Table 2: Relative sensitivity of certain equipment with respect to the angle at their terminals.

Thus, following a change in angle, the IPC maintains a nearly constant active power transfer between the subnetworks. If the disturbance is accompanied by a voltage change within the perturbed subnetwork, the error in the active power flow is also dictated by the amplitude of the voltage change. Meanwhile the voltage of the healthy subnetwork is not affected.

In addition, the inversion of the direction of the power flow due to angular displacement is for all practical purposes prevented.

The IPC exhibits this type of behavior in wholly passive fashion without generating any harmonics. Traditional or recent technologies require mechanical or electronic switches as well as a closed-loop controller in order to perform equivalent functions.

4.1 Short-circuit current limitation by the IPC

As shown above, the IPC series impedances are substantially higher than the subnetwork short-circuit impedances. Considering a short-circuit on either side of the IPC, the series impedances limit the fault current.

In the case of a three-phase short-circuit, each phase of the healthy subnetwork feeds a parallel LC circuit with a resonance frequency of 60 Hz, since the susceptances are conjugated. The net result is that the contribution to the short-circuit remains at the prefault current level (see Figure 5).

An interesting point regarding the IPC 120 is that during a fault, the voltages applied to the susceptances are the same as during normal operation. The faults therefore do not create any particular voltage constraints to the IPC 120.

4.2 Open-circuit conditions

Should the circuit breaker on one side of the IPC open, the subnetwork still connected to the IPC supplies three series LC circuits with a resonance frequency of 60 Hz. In order to avoid that the voltages at the midpoint of the LC series circuits become dangerously high, varistors are installed on each side of the susceptances [7].

4.3 Resonance with the networks

With the IPC operating under normal conditions, a series resonance phenomenon can occur with the equivalent reactance of the subnetworks.

To illustrate this phenomenon, it is possible to replace the IPC by its frequency equivalent. This equivalent simply consists in a series capacitor which is identical to the one in the IPC. An eigenvalue study has shown that this equivalent adequately represents the resonance frequencies with an accuracy of 10% providing that the IPC impedances are at least 10 times that of the interconnected networks.

Based on this equivalent, it can be deduced that where the IPC 120 impedances are equal to 15 times the subnetwork impedances, the resonance frequency is approximately:

$$f \equiv 60\sqrt{X_C / X_{Th}} = 60\sqrt{15} = 232\text{Hz} \qquad (1)$$

Since this value is not close to 60 Hz, it does not present operational problems similar to those found with series compensation where subsynchronous resonances may occur.

5. FUTURE PROSPECTS

This paper has presented the operating principle of dual-susceptance IPCs within the context of power flow control between two subnetworks. It has been shown that if the angle between the subnetworks remains within ±25°, the susceptance values do not need to be adjusted.

However, if the susceptances are made variable, it becomes possible, using a regulating system, to directly control any two of the following parameters: P, Q_s, Q_r, V_s, V_r.

IPCs are thus in no way limited to passive control of the power flow between two subnetworks. The IPC technology based on two or three susceptances constitutes a new class of apparatus for the control of power and voltage in networks. As such, it can potentially be used for network applications where a flexible adjustment of the power flow is required along with voltage support, both in steady and dynamic states.

6. CONCLUSIONS

The Interphase Power Controller (IPC) is a new concept for controlling the flow of power within AC networks. It is a passive device constructed from conventional elements (transformer, capacitors, reactors and circuit-breaker).

For the subnetworks on each side, the IPC appears as a current source with the following characteristics:

- the active power flow is nearly constant (within 10%) over a wide range (±25°) of angle across the IPC;
- there is no significant short-circuit contribution from one network to the other;
- severe contingencies on one side of the IPC have negligible impact on the voltage of the other side;
- no harmonics are generated.

Other operating conditions (reduced power, reactive power generation or absorption) are possible by switching

impedance components within the IPC. This is done with conventional circuit breakers.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors would like to convey their thanks to Dag Renborg (ABB Power Systems, Sweden) for contributing to the first part of the project. Thanks also go to Lennart Ängquist, Michel Chamia, Tore Petersson (ABB Power Systems, Sweden), to Jean Depelteau, André Dupont, Kamal Habashi, Hans Ake Jönsson (ABB Canada Inc), and to Jacques Allaire, Julien Gagnon, Jacques Lemay and Guy St-Jean (Hydro-Québec) for their collaboration and their useful comments.

GLOSSARY

- P Active power, positive when flowing from the S-side to the R-side of the IPC
- Q Reactive power, positive when flowing out of the IPC
- S Apparent power
- V Voltage amplitude
- $\underline{V}$ Voltage phasor
- $\underline{I}$ Current phasor
- L Inductor
- C Capacitor
- Z Impedance
- X Reactance
- B Susceptance
- δ Phase angle difference between the terminals of the IPC
- ψ Internal phase shift in series with a susceptance (Figure 1)
- γ Sum of absolute internal phase shift, formally $\gamma = \psi_2 - \psi_1$ (Figure 2 and 3)

Subscripts:

- s Sending network side of IPC
- r Receiving network side of IPC

REFERENCES

[1] N. G. Hingorani, "Flexible AC Transmission Systems (FACTS) - Overview", Panel Session on FACTS, IEEE Winter Power Meeting, Atlanta, 1990.

[2] L. Gyugyi, "Solid-State Control of AC transmission", Panel Session on FACTS, IEEE Winter Power Meeting, Atlanta, 1990.

[3] R. M. Maliszewski et al, "Power Flow Control in a Highly Integrated Transmission Network", CIGRE 1990 session 37-303

[4] C. A. Falcone, "Electric Utility Industry Structure in the United States", IEEE Power Engineering Review, April 1992.

[5] B. M. Pasternack, "Flexible AC TransmissionSystem: Transmission Limitations - A Planner's Viewpoint on the Needs", Panel Session on FACTS, IEEE Winter Power Meeting, Atlanta, 1990.

[6] M. Gavrilovic, G. Roberge, P. Pelletier, J.-C. Soumagne, "Reactive- and Active-Power Control by Means of Variable Reactances", COPIMERA 1987, Montreal, 1987

[7] K. Habashi et al.,"The Design of a 200 MW Interphase Power Controller Prototype", Paper No. 93 SM 436-6 PWRD, IEEE/PES 1993 Summer Meeting, Vancouver, BC.

APPENDIX

Figure 3 shows the three-phase diagram of the IPC 120, which comprises 3 reactors and 3 capacitors grouped two by two on each of the phases located on the R-side of the device. Susceptances B_1 and B_2 on phase A, R-side, are connected to phases b and c, respectively, on the S-side where the Y-y6 transformer is located.

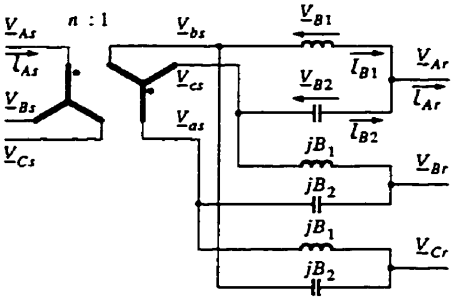


Figure A.1: Three-phase diagram of the IPC 120.

Voltages $\underline{V}_{B1}$ and $\underline{V}_{B2}$ applied to susceptances B_1 and B_2 generate currents $\underline{I}_{B1}$ and $\underline{I}_{B2}$, respectively, that form an angle of 60° between them (Figure 3). The current $\underline{I}_{Ar}$ of phase A on the R-side is directly equal to the sum of these currents. Since the IPC is symmetrical, the current $\underline{I}_{As}$ is equal, with respect to transformation ratio n, to the sum of currents $\underline{I}_{B1}$ and $\underline{I}_{B2}$, phase shifted by -60° and +60°, respectively.

By adjusting the value of the susceptances, the IPC thus provides full control over the amplitude and phase angle of current $\underline{I}_{As}$ with respect to the voltage $\underline{V}_{As}$ or, similarly, full control of $\underline{I}_{Ar}$ with respect to the voltage $\underline{V}_{Ar}$. It is thus possible to set the power $\underline{S}_s$ or $\underline{S}_r$. These powers are defined as pointing towards the S-side and the R-side, respectively (towards the outer side of the IPC):

$$\underline{S}_s = -\underline{V}_s \underline{I}_s^* = -P + jQ_s \qquad \text{(A.1)}$$

$$\underline{S}_r = \underline{V}_r \underline{I}_r^* = P + jQ_r \qquad \text{(A.2)}$$

The active power P is positive when the power flow occurs from the S-side to the R-side. Reactive powers Q_s and Q_r are positive when the IPC generates reactive power to the buses to which it is connected.

Where the transformer is ideal and $n = 1$, the values for P, Q_s and Q_r are given by:

$$\begin{bmatrix} -V_sV_r\sin\delta_{B1} & -V_sV_r\sin\delta_{B2} \\ V_s^2-V_sV_r\cos\delta_{B1} & V_s^2-V_sV_r\cos\delta_{B2} \\ V_r^2-V_sV_r\cos\delta_{B1} & V_r^2-V_sV_r\cos\delta_{B2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P \\ Q_s \\ Q_r \end{bmatrix} \qquad (A.3)$$

The angles δ_{B1} and δ_{B2} are the phase shifts appearing between the voltages on the S-side and the R-side of susceptances B_1 and B_2, respectively. Thus:

$$\delta_{B1} = \delta - \psi_1 \qquad (A.4)$$

$$\delta_{B2} = \delta - \psi_2 \qquad (A.5)$$

The angle δ represents the phase shift between voltages $\underline{V}_{As}$ and $\underline{V}_{Ar}$ (figure 2). The angular displacements ψ_1 and ψ_2 of the IPC 120 are -60° and +60°, respectively.

Equation (A.3) is a system of 3 equations with two unknown quantities. The IPC 120 may therefore control any two of the three powers provided that the two susceptances can be varied. Using a regulating system, it is possible to convert the control of Q_s or Q_r into a regulation of V_s or V_r. Other regulation strategies may also be devised. Moreover, with a third susceptance three variables can be controlled.

Where the P and Q_r values are controlled, the susceptance values are given by:

$$B_1 = \frac{P(2V_r - V_s\cos\delta - \sqrt{3}V_s\sin\delta) - Q_rV_s(\sqrt{3}\cos\delta - \sin\delta)}{\sqrt{3}V_sV_r(V_s - 2V_r\cos\delta)} \qquad (A.6)$$

$$B_2 = \frac{-P(2V_r - V_s\cos\delta + \sqrt{3}V_s\sin\delta) - Q_rV_s(\sqrt{3}\cos\delta + \sin\delta)}{\sqrt{3}V_sV_r(V_s - 2V_r\cos\delta)} \qquad (A.7)$$

The following equation deducted from (A.3) shows that $Q_s = Q_r$, whatever V_s and V_r, when the susceptances are conjugated:

$$Q_s = (B_1 + B_2)(V_s^2 - V_r^2) + Q_r \qquad (A.8)$$

BIOGRAPHIES

Jacques Brochu (M'86) obtained his B.A.Sc. and M.A.Sc. degrees in electrical engineering from Université Laval in 1981 and 1986 respectively. From 1981 to 1983, he was production engineer for Canadian General Electric. He has been with the electrical apparatus department at Hydro-Québec's research institute (IREQ) since 1985. In 1990 he joined CITEQ, where he is currently involved in main circuit development.

His research has mainly revolved around transistorized drives, induction heating inverters and power flow control devices for power systems.

Pierre Pelletier (M'87) received his B.A.Sc. degree in electrical engineering from Université de Sherbrooke in 1969. He joined Hydro-Québec's system testing department in 1969 where he was more specifically involved with the analysis of 735-kV transmission system performances.

He has performed simulations and site measurements for the commissioning of the Churchill Falls Labrador power system in the province of Newfoundland and for the generating plants for the Manic-Outardes complex.

He was responsible for testing, integration and acceptance tests of the first 315-kV Rimouski static var compensator and the 735-kV static var compensators for James Bay system. He was also involved in the acceptance tests for the Chateauguay, Madawaska and Des Cantons HVDC projects.

He holds Canadian and U.S. patents on the interconnection of synchronous and asynchronous AC networks.

He joined CITEQ in October 1990 as Project Leader for the development of a new power flow control device for power systems.

François Beauregard (S'83,M'86) received his B.A.Sc. and M.A.Sc. degrees in electrical engineering from Montréal's Ecole Polytechnique in 1984 and 1987 respectively. He joined Hydro-Québec in 1986, and began working as a researcher at the utility's research institute (IREQ) in the fields of telephone interference related to HVDC converters and motor drive modeling. In 1990 he joined CITEQ, where he is currently involved in control systems and network modeling.

Gaston Morin (M'85) received his B.A.Sc. degree in electrical engineering from Université de Sherbrooke in 1978 and his M.A.Sc. degree from Montréal's Ecole Polytechnique in 1983. He has been with Hydro-Québec since 1978 and with the power systems operation department until 1991. In January 1992, he joined the CITEQ team as a researcher.

He specializes in harmonics, DC systems and power system transients. He has authored papers on power system restoration, harmonics and DC modeling. He is currently a member of the IEEE Power System Restoration Task Force, System Overvoltage Working Group, Modelling and Analysis Techniques using Electromagnetic Transient Programs WG, and FACTS WG. He is currently chairman of the Frequency Dependent Network Equivalents TF.

ANNEXE B
THE DESIGN OF A 200 MW INTERPHASE POWER CONTROLLER PROTOTYPE

HABASHI, K., LOMBARD, J. J., MOURAD, S., PELLETIER, P., MORIN, G., BEAUREGARD, F. et BROCHU, J. (1994). The design of a 200 MW interphase power controller prototype. IEEE Transactions PWRD, Vol. 9, No 2, avril, 1041-1048.

The Design of a 200 MW Interphase Power Controller Prototype

Kamal Habashi

Pierre Pelletier
Member

Jean-Jacques Lombard Sami Mourad

Gaston Morin
Member

François Beauregard
Member

Jacques Brochu
Member

ABB Canada, Inc. Montréal, Canada

CITEQ*, Varennes, Canada

Abstract - The paper addresses the practical design aspects of a 200 MW prototype for the interconnection of two synchronous 120-kV networks that are close to their short-circuit limits. The Interphase Power Controller is a new concept for the control of active and reactive power; it uses only standard components connected in an original manner.

The paper gives the results of EMTP simulations for the conditions governing the design of the components. The significant steady-state and transient capabilities of the components are given as well as insulation coordination and protection aspects. Finally, a preliminary layout is presented for the prototype.

Keywords: FACTS, current limiter, Interphase Power Flow Controller, Interconnection.

1. INTRODUCTION

The general theory supporting the Interphase Power Controller (IPC) is presented in [1]. A first application of this new technology in the Hydro-Québec 120-kV subtransmission system led to the design of a 200 MW prototype.

Since the application is to be a prototype, a site was selected where the load flow and voltage support characteristics of the IPC are not required. However the operating conditions can be modified in order to test the prototype and demonstrate its capabilities. The operating environment is typical of 120-kV class subtransmission networks in large urban areas where short-circuit levels are at their maximum limits.

The examination of the stresses on the different components of the IPC, in steady-state operation and during transients, shows that the final design can use only standard equipment.

* CITEQ (Centre d'Innovation sur le Transport d'Énergie du Québec) is a R&D company formed by Asea Brown Boveri and Hydro-Québec.
1501 Montée Ste-Julie, Varennes, Qc, Canada J3X 1P9

93 SM 436-6 PWRD
©1993 IEEE

The transient studies have been performed with the EMTP program and typical waveforms are presented to illustrate the behavior of the IPC under the conditions governing the design of the components.

The protection aspect of the prototype is treated in terms of internal needs and coordination with the network. Finally, a prospective layout is shown with an evaluation of the required area to install the IPC prototype.

2. PERFORMANCE REQUIREMENTS

The Interphase power controller is required to maintain a nominal 200 MW power exchange between two synchronous 120-kV systems, with an accuracy of ± 10%. The maximum operating voltage on the 120-kV system is 132 kV.

Load flow studies have shown that, when the IPC is forcing a 200 MW power transfer, the phase angle difference δ between the voltages on each side of the IPC (Figure 1) can vary from:

- -15° to +5° with power flow from the S-side to the R-side;
- +15° to -5° with power flow from the R-side to the S-side;

A provision for an extra 10 degree is added to provide margin. The resulting phase angle range used for the design is ± 25°.

The connection between the two 120-kV networks must not increase the short-circuit level on either side.

The power flow must be controlled at +200, 0 and -200 MW and the power reversal should be performed within 5 minutes. Even though the availability of different power operating points is attractive and convenient in order to reduce the voltage and current step changes on the system while moving between the different operating points, this was not a requirement for the first application. However, an IPC with two susceptance sub-elements (bits) per group is selected for a more complete prototype demonstration.

3. EQUIPMENT

The simplified schematic in Figure 1 shows the basic configuration of the prototype IPC, with equivalent (total) susceptances corresponding to full rating operation. This operating condition governs the overall design of the IPC. Off-load switches are used to reverse the flow of power. They are located inside the transformer tank. In Figure 1, they are shown in the position for transferring active power from the S-side to the R-side.

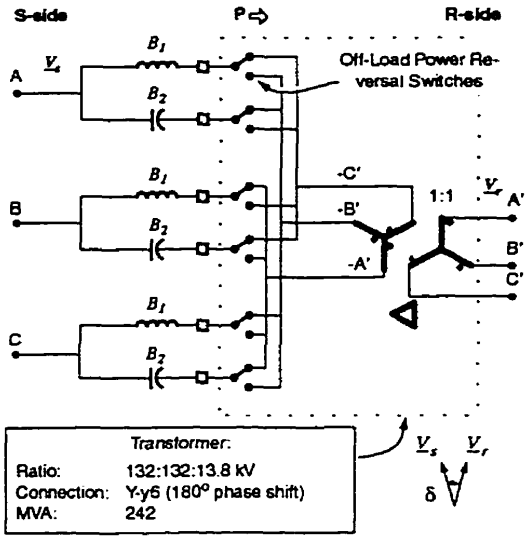


Figure1: Simplified three-phase diagram of the IPC.

The MVA ratings of the transformer and of the susceptances are decided from steady-state operation requirements. The voltage ratings of the susceptances, the energy rating of the metal oxide varistors (MOV) and the capabilities of the capacitor breakers are governed by transients conditions.

3.1 Steady-State Operation

Neglecting the transformer leakage impedance and assuming δ equal to zero, the interphase connection of series elements with a 180° phase shift transformer (Y-y6) results in a voltage across the susceptances equal to the phase-to-ground voltage.

As the phase difference δ increases, the voltages across the susceptances are no longer equal. The phasor diagrams in Table 1 shows the voltage across the inductor ($\underline{V}_{B1}$) and capacitor ($\underline{V}_{B2}$) for different angles and for both directions of power flow. We can see how these voltages vary as the angle is moving away from zero in either direction. The reactor voltage $\underline{V}_{B1}$ increases as δ becomes positive with a power flow from the S-side to the R-side whereas the capacitor voltage $\underline{V}_{B2}$ decreases accordingly. If the power flow is reversed, the reactor voltage $\underline{V}_{B1}$ decreases as δ becomes positive whereas the capacitor voltage $\underline{V}_{B2}$ increases.Table 2 gives the corresponding voltage and current design values as a function of δ and power flow direction.

With a 10% over-voltage on each side of the IPC, the maximum steady-state voltages across the susceptances are 110 kV for the capacitors and 86 kV for the reactors. The reactive power installed is 335 Mvars of capacitors and 215 Mvars of reactors.

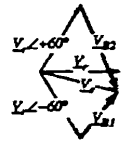
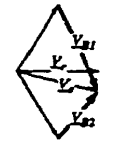
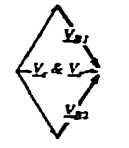
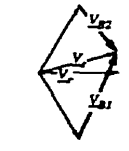
	Power Flow	
	S → R	R → S
δ = -15°	① 	② 
δ = 0°	③ 	④ 
δ = +15°	⑤ 	⑥ 

Table 1: Phasor diagrams for different δ angles and power flow direction.

Power Flow	δ (degrees)	Voltages (kVrms)		Currents (kArms)		Ref. (Table 1)
		B_1 (L)	B_2 (C)	B_1 (L)	B_2 (C)	
S ↓ R	-25.	40.6	110.3	0.326	0.884	
	-15.	52.5	99.9	0.421	0.801	①
	0.	69.8	82.9	0.559	0.665	③
	15.	85.8	64.6	0.688	0.518	⑤
S ↑ R	-15.	85.8	64.5	0.688	0.517	②
	0.	69.7	82.9	0.559	0.664	④
	15.	52.4	99.8	0.42	0.801	⑥
	25.	40.5	110.2	0.325	0.884	

Table 2: Steady-state ratings at 1.1 pu voltage on both sides of the IPC.

A 242 MVA transformer with a 132/132/13.8 kV ratio provides the 180° required phase-shift. This transformer MVA is defined at 132 kV and maximum phase angle.

3.2 Transient Conditions

In this section, EMTP simulation results are presented for two events. They are used firstly to demonstrate the performance of the IPC and also to establish the energy absorption by the varistors and the transient voltage requirements for the susceptances and their associated circuit-breakers.

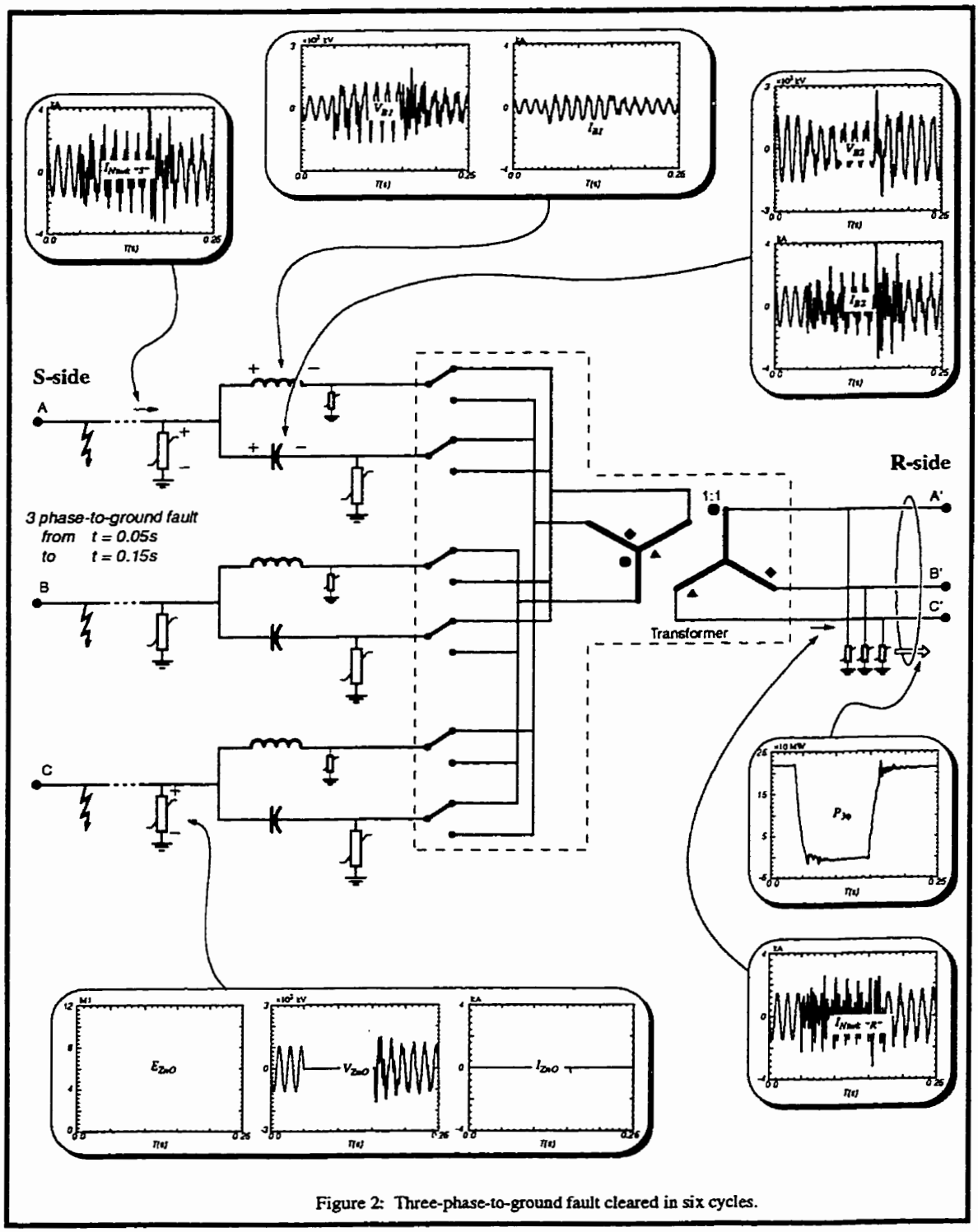


Figure 2: Three-phase-to-ground fault cleared in six cycles.

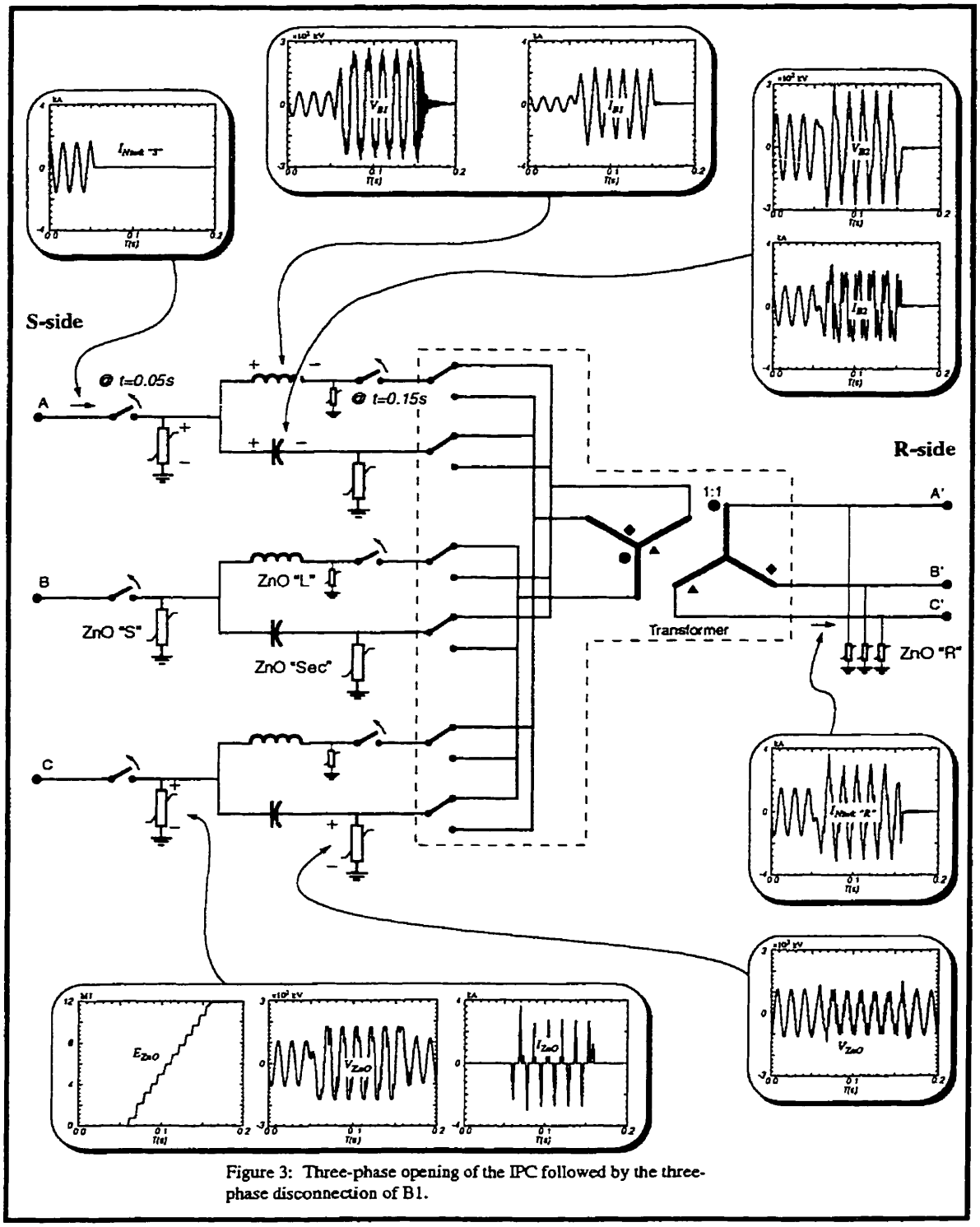


Figure 3: Three-phase opening of the IPC followed by the three-phase disconnection of B1.

Three-phase fault:

The first event is a six-cycle three-phase-to-ground fault on the S-side. Figure 2 presents sample voltage and current waveforms for this event. These results show that, during the fault, the voltages across the susceptances are proportional to the phase-to-ground voltages on the source side (the device acts as a current source).

The simulation results also demonstrate the fault-limiting feature of the IPC.

Finally, the stresses on the varistors for that event are negligible.

Open-circuit on one side:

The second event simulates the unintentional opening of the breaker on one side; this creates a near 60 Hz series-resonant circuit in each phase of the IPC.

In order to protect the susceptances and the opened breakers from excessive over-voltages, Metal Oxide Varistors (MOV) are connected phase-to-ground at the middle points. As the resonance phenomena is similar whether it occurs on either side, MOV are installed on both sides of the susceptances, but only one set of MOV is stressed at a time. The maximum overvoltage is attained on the transformer secondary when the disconnection takes place on the R-side.

The resonance phenomena can be eliminated by opening the breakers of either the inductors or the capacitors. Typical waveforms seen during an open condition followed by the disconnection of B_1 (inductor) are shown in Figure 3. This case corresponds to the highest energy absorption by the varistors, because of the capacitor discharges in the varistors.

The amplitude of the middle point voltage is a function of the susceptances values B_1 and B_2. The worst condition occurs when they are conjugated. Many EMTP simulations were performed in order to determine the maximum stresses on the components for the highest system operating voltage.

Table 3 presents the maximum stresses on the various IPC components and the maximum energy absorbed during the 6 cycle-period following the IPC disconnection.

Voltages			Energies		
V_L (kVpeak)	V_C (kVpeak)	$V_{tertiary}$ ph-ph (kVpeak)	E_{ZnO} "S" (MJ)	E_{ZnO} "SEC" (MJ)	E_{ZnO} "R" (MJ)
329	342	37	12.9	20.6	0.1

Table 3: Maximum stresses on the IPC components during a three phase opening for different phase angle δ.

The most severe over-voltages across the circuit-breakers appear when they must open the series-resonant circuit. The capacitor branch breaker is the most stressed and must be equipped with two interrupting chambers whereas the inductor breaker needs only one.

4. INSULATION COORDINATION

The voltage stresses seen by the equipment at different points during contingencies have been considered in the insulation coordination study.

The maximum continuous operating voltage (MCOV) of the existing arresters on the 120-kV network is 86 kV. Figure 3 shows the location of the varistors required to protect the IPC from the resonant over-voltages when it is isolated from the network on one side. The MCOV of the IPC varistors, located on each side of the capacitors (ZnO "S" and ZnO "Sec."), is selected to be 80 kV. The 6 kV margin ensures that only the IPC varistors will absorb the total energy associated with the isolation event. There remains a 4 kV margin above the maximum system operating voltage (76 kV).

The opening of either the breaker for B_1 or for B_2 eliminates the series resonance condition and the energy accumulation in the varistors ceases as soon as one breaker opens even if the other fails to open. The two breakers are tripped simultaneously as soon as resonance conditions are detected. It is reasonable to assume that at least one breaker will trip. Therefore, the varistor energy can be based on resonance elimination within six cycles.

5. EQUIPMENT LAYOUT

In a one-bit system, the inductive and capacitive elements are composed of one lumped three-phase branch each. In a two-bit system, two parallel inductive and two parallel capacitive three-phase branches of approximately 1/3 and 2/3 of the total required reactive power are used.

The layout of the two-bit prototype shown in Figures 4 and 5 is particular to the actual application. It takes into account its integration in an existing substation.

The total area required is a function of the number of bits constituting the susceptances. The area required for one bit is 1440 m^2 (15,000 sq. ft); for two bits, an area of 2260 m^2 (24,000 sq. ft) is required.

No specific effort has been made to minimize the space taken by the prototype. Rather it was felt more appropriate to group together all three phases of each bit to facilitate the maintenance and the monitoring of the prototype

A possible reduction of 25% in the total area required is feasible, if there are no site-related constraints.

6. PROTECTION

Figure 6 presents the single-line diagram of the protection scheme.

Each element of the IPC (reactor, capacitor, transformer) is protected individually.

A differential protection detects internal bus faults and provides backup for the individual protections of the reactive components. It also disconnects the IPC in the case of conduction of the varistors (voltage rise due to single-side tripping). There is also an overvoltage protection on each side.

Special consideration must be applied when selecting and coordinating the protection of the link between the IPC

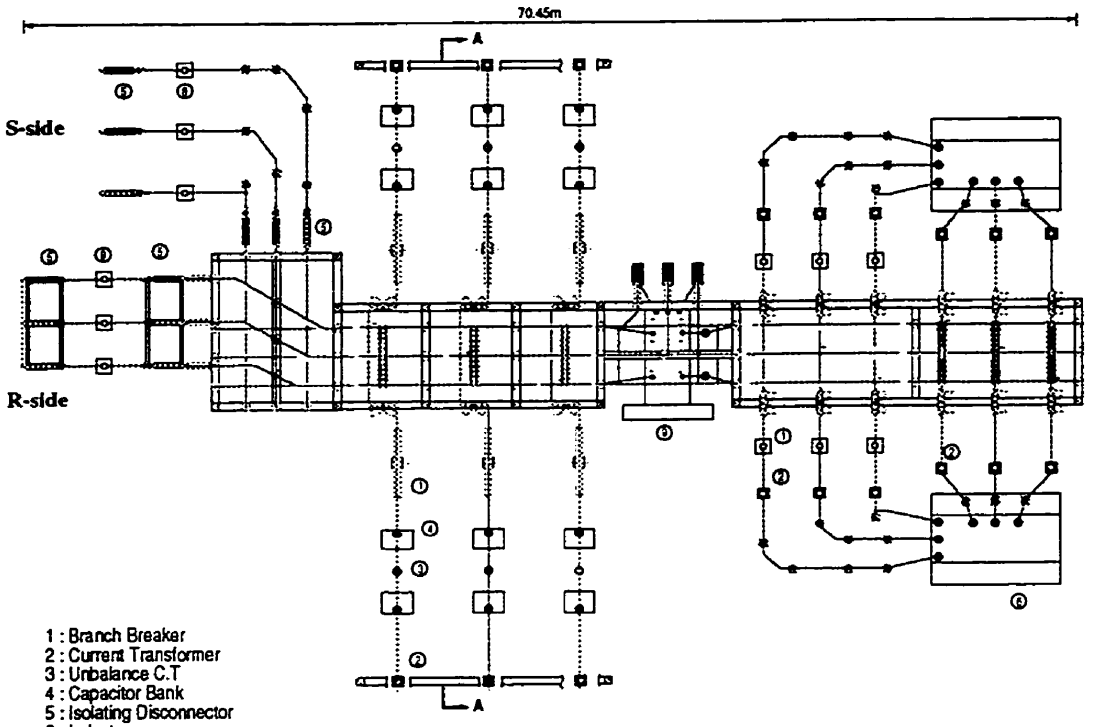


Figure 4: Top view layout.

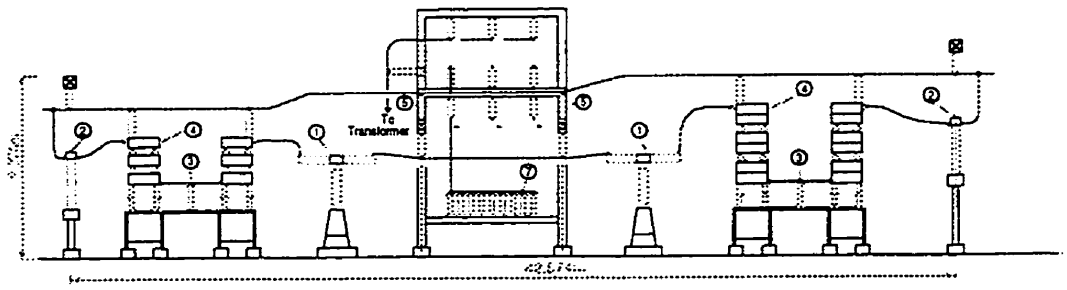


Figure 5: Cross-section A-A.

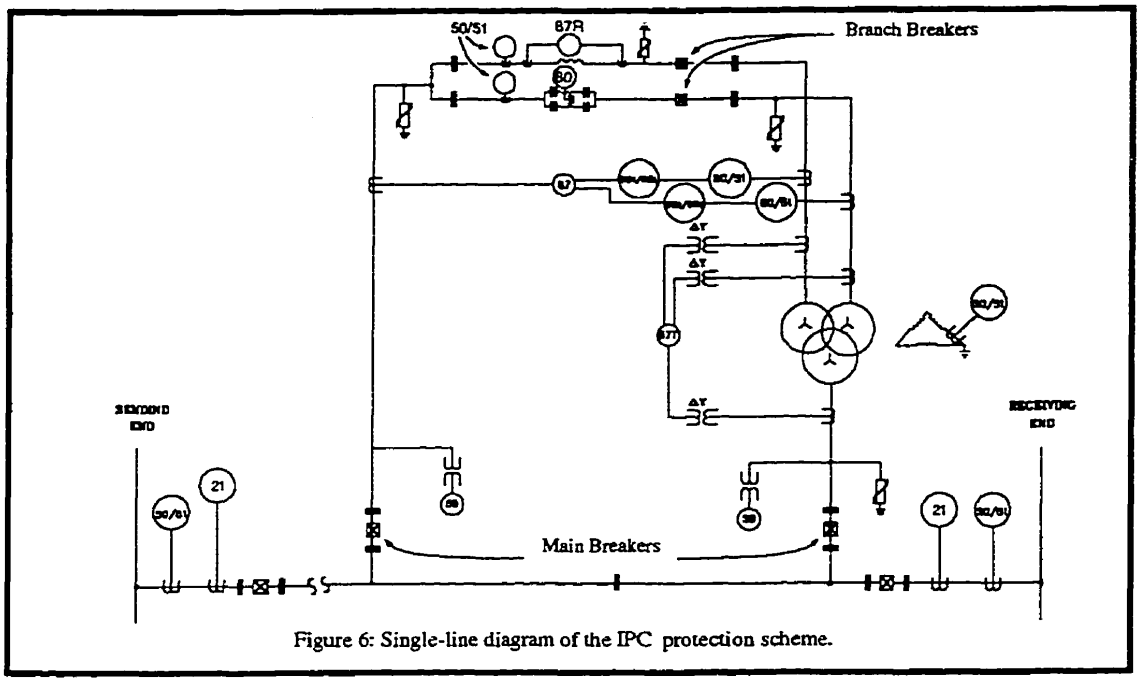


Figure 6: Single-line diagram of the IPC protection scheme.

and neighbor station as the IPC prevents contribution to the fault from one side to the other.

To allow tripping of the receiving end, the relay located at this end should be equipped with weak-end-infeed logic (WEI). This logic trips the local breaker and echoes the communication signal to the sending end. If the IPC is out of service and bypassed, a false tripping of the line could occur especially if zone 1 covers the complete length of the line. In this case the WEI should be disabled.

For short lines, which is the case for the present application, a pilot wire differential protection is recommended.

7. FUTURE WORK

Future efforts will concentrate on:

1) Reduction of the required area
2) Protection optimization
3) Possibility of using triggered gaps to reduce the MOV duties, such as for series compensation.

8. CONCLUSION

The EMTP simulation results presented demonstrate that a 200 MW IPC prototype for connecting 120-kV subnetworks can be built with standard components only: inductors, capacitors, circuit-breakers, varistors and a transformer.

These results also demonstrate the inherent short-circuit current-limiting characteristic of the IPC.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors would like to convey their thanks to Dag Renborg (ABB Power Systems, Sweden) for contributing to the first part of the project. Thanks also go to Lennart Ängquist, Michel Chamia, Tore Petersson (ABB Power Systems, Sweden), to Jean Depelteau, André Dupont, Hans Ake Jönsson (ABB Canada Inc), and to Jacques Allaire, Viorika Aresteanu, Julien Gagnon, Jacques Lemay (Hydro-Québec) for their collaboration and their useful comments.

GLOSSARY

- P Active power, positive when flowing from the S-side to the R-side of the IPC
- V Voltage amplitude
- $\underline{V}$ Voltage phasor
- L Inductor
- C Capacitor
- B Susceptance
- δ Phase angle difference between the terminals of the IPC

Subscripts:

- s Sending network side of IPC
- r Receiving network side of IPC

REFERENCES

[1] J. Brochu, P. Pelletier, F. Beauregard, G. Morin, "The Interphase Power Controller, A New Concept for Managing Power Flow Within AC Networks", Paper No. 93 SM 435-8 PWRD, IEEE/PES 1993 Summer Meeting, Vancouver, BC.

BIOGRAPHY

Kamal Habashi received the B.A.SC. degree in Electrical Engineering from McGill University in 1978. He has worked with Brown Boveri, and has been with Asea Brown Boveri since that time.

His first assignment was in the HV Substation Apparatus Department. He has then worked as Project Engineer on the Chateauguay HVDC project and then as Substation Design Engineer in the Substation Department. He worked on the development of EMTP models for HVDC 12 pulse converters in the HVDC Technical Department in Daettwil, Switzerland.

His recent activities include the design of main circuit equipment as well of as the voltage measurement scheme for the Ontario-Hydro IPCC project. He presently holds the position of Manager, Engineering of the Power Systems Division at Asea Brown Boveri Inc. in Montreal, Canada.

Jean-Jacques Lombard is a specialist in the electrotechnical engineering field related to substation design.

His work has taken him around the world where he has been involved in numerous substation projects. In 1987, Asea Brown Boveri appointed him Site Manager for the Shoubra El Kheima project.

He has recently joined the engineering group of the power systems division to provide technical support to all engineering activities in the power systems field.

Sami Mourad received the B.A.Sc. degree in Electrical Engineering 1977, and joined ABB in 1980.

He was responsible for the commissioning and start-up of several large hydro projects and substations in India, Honduras and Venezuela.

As Engineering Manager for Relays Division, Sami was responsible for the design of protection and control systems for many domestic and international power systems projects. He was also involved in analysis of relays applications on high and medium voltage systems for utilities and major industries.

Pierre Pelletier (M'87) received his B.A.Sc. degree in electrical engineering from Université de Sherbrooke in 1969. He joined Hydro-Québec's system testing department in 1969 where he was more specifically involved with the analysis of 735-kV transmission system performances.

He has performed simulations and site measurements for the commissioning of the Churchill Falls Labrador power system in the province of Newfoundland and for the generating plants for the Manic-Outardes complex.

He was responsible for testing, integration and acceptance tests of the first 315-kV Rimouski static var compensator and the 735-kV static var compensators for James Bay system. He was also involved in the acceptance tests for the Chateauguay, Madawaska and Des Cantons HVDC projects.

He holds Canadian and U.S. patents on the interconnection of synchronous and asynchronous AC networks.

He joined CITEQ in October 1990 as Project Leader for the development of a new power flow control device for power systems.

Gaston Morin (M'85) received his B.A.Sc. degree in electrical engineering from Université de Sherbrooke in 1978 and his M.A.Sc. degree from Montréal's Ecole Polytechnique in 1983. He has been with Hydro-Québec since 1978 and with the power systems operation department until 1991. In January 1992, he joined the CITEQ team as a researcher.

He specializes in harmonics, DC systems and power system transients. He has authored papers on power system restoration, harmonics and DC modeling. He is currently a member of the IEEE Power System Restoration Task Force, System Overvoltage Working Group, Modelling and Analysis Techniques using Electromagnetic Transient Programs WG, and FACTS WG. He is currently chairman of the Frequency Dependent Network Equivalents TF.

François Beauregard (S'83, M'86) received his B.A.Sc. and M.A.Sc. degrees in electrical engineering from Montréal's Ecole Polytechnique in 1984 and 1987 respectively. He joined Hydro-Québec in 1986, and began working as a researcher at the utility's research institute (IREQ) in the fields of telephone interference related to HVDC converters and motor drive modeling. In 1990 he joined CITEQ, where he is currently involved in control systems and network modeling.

Jacques Brochu (M'86) obtained his B.A.Sc. and M.A.Sc. degrees in electrical engineering from Université Laval in 1981 and 1986 respectively. From 1981 to 1983, he was production engineer for Canadian General Electric. He has been with the electrical apparatus department at Hydro-Québec's research institute (IREQ) since 1985.

His research has mainly revolved around transistorized drives, induction heating inverters and power flow control devices for power systems.

ANNEXE C
INTERPHASE POWER CONTROLLER WITH VOLTAGE INJECTION

BEAUREGARD, F., BROCHU, J., MORIN, G. et PELLETIER, P. (1994). Interphase power controller with voltage injection. IEEE Transactions PWRD, Vol. 9, No 4, octobre, 1956-1962.

INTERPHASE POWER CONTROLLER WITH VOLTAGE INJECTION

François Beauregard
Member

Jacques Brochu
Member

Gaston Morin
Member

Pierre Pelletier
Member

CITEQ*
Varennes, Québec, Canada

Abstract—**This paper introduces a new family of Interphase Power Controllers (IPC) based on the principle of voltage injection commonly used in phase-shifting transformers (PST). The voltage injection IPC exhibits power (active and reactive) control characteristics similar to previously defined IPC's and retains their inherent qualities: passive control, short circuit limitation and voltage decoupling. It also provides more flexibility for the adjustment of the operating point. Two promising topologies are described in more detail. One of them offers the potential of retrofitting existing phase-shifting transformers into full-fledged IPC's.**

Keywords: FACTS, current limiter, Interphase Power Controller, Loop Flow, Wheeling, Interconnection, Phase-Shifting transformer.

I. INTRODUCTION

Power flow control is becoming more and more a major concern in planning and operation of modern power transmission networks. Strong needs, either environmental, legislative or contractual, have triggered investigation of new concepts to manage power flows and insure proper voltage control. These concepts are making the headlines as Flexible AC Transmission Systems (FACTS) [1,2]. The acronym FACTS is normally used for power electronics based systems and evokes fast dynamics.

However, situations exist where flexibility is the key factor and rapidity is not required. In such situations, solutions like phase-shifting transformers (PST), limiting reactors and series compensation might not be completely satisfactory. In addition to these conventional solutions, [6] proposes an original approach: the Interphase Power Controller (IPC).

94 WM 066-1 PWRD
©1994 IEEE

The IPC controls the power flow in a link connecting two synchronous networks in a passive manner while providing short circuit isolation and voltage decoupling between them.

The basic IPC is a series-connected device comprising two susceptances, one inductive and the other capacitive, subjected to properly phase-shifted voltages, as shown in Fig. 1. In this

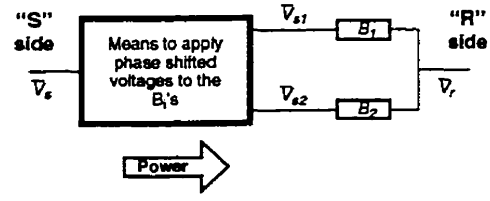


Figure 1: Single line diagram showing the general principle of IPC's

paper the term susceptance refers to the physical components B_1 (inductive) and B_2 (capacitive).

IPC's can be grouped in categories according to the mean used to provide the phase shifted voltages.

In a first category, the phase shifts are achieved by a cross connection between phases, as in the IPC 240 described in [6], where plus or minus 120° phase shifts are used.

In a second category, an inverting transformer as in the IPC 120 [6] or any connection of a transformer having Y or Δ secondary(ies) is used to provide the appropriate phase shifts. In this category, the transformer is rated for the full transferred power.

An IPC belonging to these two categories is referred to as a "conventional" IPC throughout this paper.

The paper introduces a third category of IPC, the voltage injection IPC. It differs from conventional IPC's in that the transformer used is a phase-shifting transformer rated for only a fraction of the transferred power.

* CITEQ (Centre d'Innovation sur le Transport d'Énergie du Québec) is a R&D company formed by Asea Brown Boveri and Hydro-Québec.
1501 Montée Ste-Julie, Varennes, Qc, Canada J3X 1P9

II. Voltage Injection

A. Principle

The injection IPC uses voltage injections to create the required phase shifts. The technique is similar to the one used in standard phase-shifting transformers (PST) also called phase angle regulators (PAR). The phase shift is achieved by adding (injecting) a voltage in quadrature with the input voltage. The injection is carried out by one or more windings of a series unit. This unit can be supplied from another transformer called the excitation unit which allows the use of a on-load tap changer (LTC) to vary the magnitude of the injected voltage and hence the phase shift. Thus, only a fraction of the transferred power is needed by the injection IPC (Fig. 2).

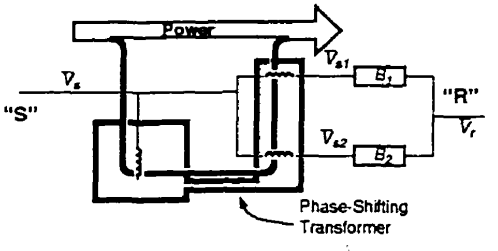


Figure 2: Principle of the voltage injection IPC

B. Objectives

The principal objective in the design of the injection IPC is to reduce the operating voltages of the susceptance components. The phasor diagrams of Fig. 3 compare the internal voltages of the injection IPC with those of the conventional IPC 120. The variables used in the phasor diagrams are defined in the Glossary.

Within the injection IPC, the internal phase shift angles ψ_1 and ψ_2 can be varied while they are fixed at ±60° in the IPC 120.

In the injection IPC, the voltages across the susceptances, V_L and V_C, are substantially smaller because the internal phase shift angles $\psi_{1,2}$ can be as small as ±20° for the same useful range of angle across the IPC (e.g. $-25° < \delta < +25°$). Therefore, the injection IPC allows a reduction in the amount of MVars and isolation requirements. Costs and space requirements are reduced as well as losses. The most significant benefit of the injection IPC is that it allows practical applications at higher voltages.

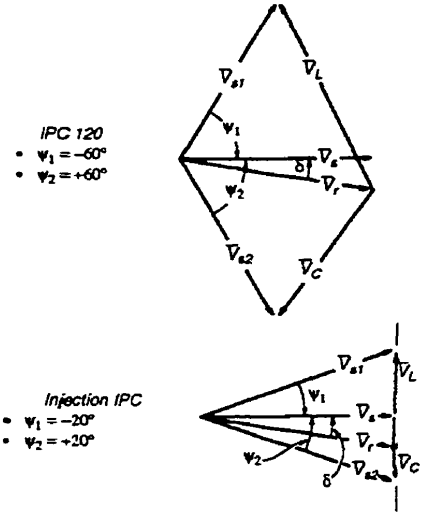


Figure 3: Comparison of IPC 120 and injection IPC

C. Implementation Considerations

Excitation unit—In conventional PST the excitation unit is normally equipped with an on-load tap changer (LTC) to adjust and maintain the power set point. Comparatively, in IPC applications, the power flow is maintained constant in a passive manner by the inherent characteristic and the power level is set by switching the proper susceptance values. Therefore, the excitation unit and its LTC are not required. The removal of these units allows a reduction of the costs, the losses and the maintenance requirements.

Angle of injection—In IPC applications, it is not necessary to have the injected voltage in quadrature as in most conventional PST. Indeed, as shown in Fig. 4, a 120° injection angle appears to be a good choice since it limits the magnitude of the voltages (V_L and V_C) as the ψ_i values increase. A 120° injection is easily obtained by taking the phase-to-neutral voltage from another phase. Because of its simplicity and of the reduced internal voltages, the 120° injection is a preferred choice.

D. Preferred Schemes

Fig. 5 gives the example of an injection IPC without the excitation unit and with injections at 120°. In this configuration, discrete power levels can be set by selecting proper values for the inductive and capacitive susceptances.

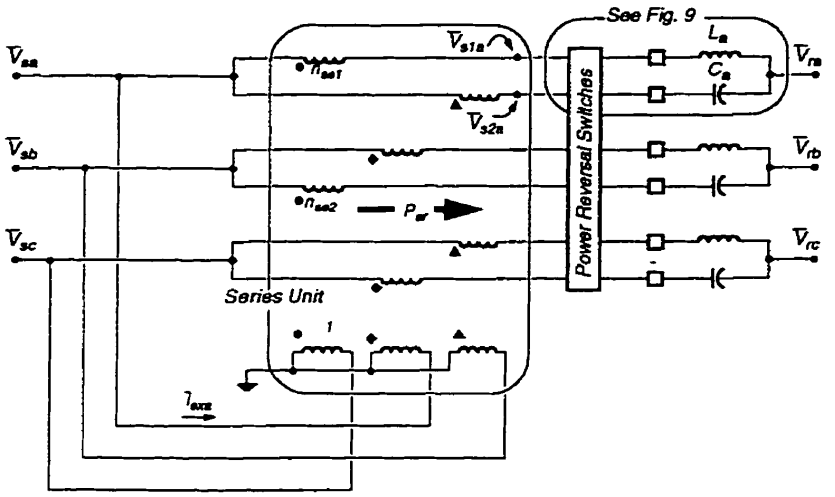


Figure 5: Three-phase diagram of a 120° injection IPC without excitation unit

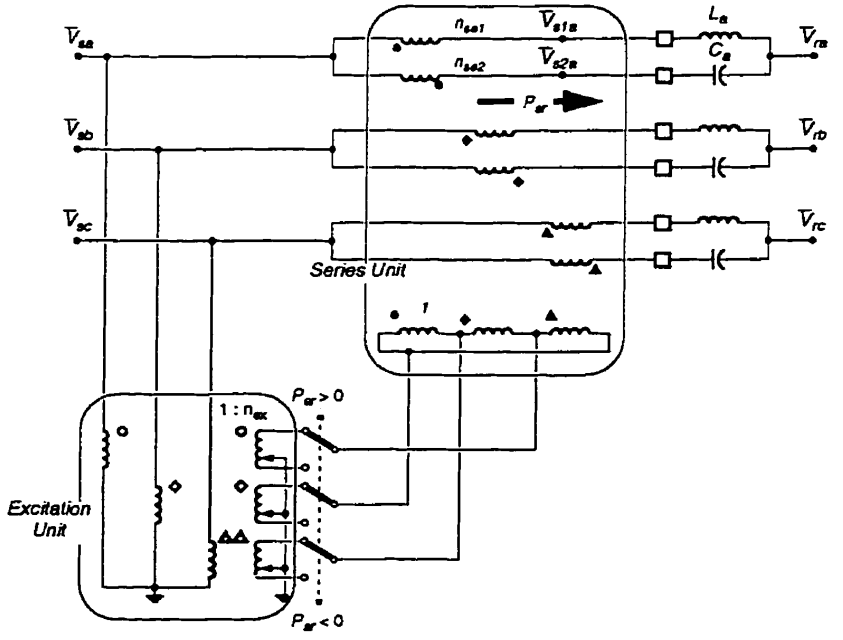


Figure 6: Three-phase diagram of a 90° injection IPC with excitation unit

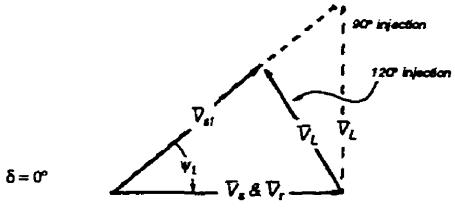


Figure 4: Comparison of voltages involved in 120° and 90° injections

Fig. 6 shows another possible implementation with fixed-value susceptances, conventional injection at 90° and where the LTC is used to control the power level.

Both units have similar characteristics, as described in the next section. However, the IPC in Fig. 6 has a larger number of available power set points corresponding to the number of taps.

No effort has been made yet to compare these and other alternatives for technical and economical merit. They are simply illustrations of the flexibility provided by the marriage of the voltage injection concept and of the IPC concept.

III. Electrical Properties

A. Equivalent circuit

The single-phase equivalent circuit for the injection IPC is similar to the one for the conventional IPC. The only difference with respect to the schematic given in [6] is the presence of ideal transformers having non unity turn ratio (Fig. 7).

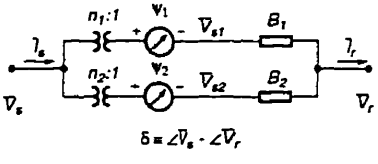


Figure 7: Equivalent Schematics for Load Flow Studies

These transformers take into account the change in magnitude introduced by the injection process. This change is the difference between V_s and V_{sI}, as shown in Fig. 3 and Fig. 4. The turn ratios for injection at 90° is:

$$n_1 = n_2 = \cos\psi_i \qquad (1)$$

For injection at 120°, it is:

$$n_1 = n_2 = \sin(120° - |\psi_i|)/\sin 60° . \qquad (2)$$

B. Power Characteristics

The injection IPC exhibits the same power characteristics as the conventional ones [6]. The active and reactive characteristics as a function of the angle δ are repeated in Fig. 8 for conjugated susceptances. Losses and leakage inductances are neglected. However, characteristics for non-conjugated operation (i.e. $B_2 \neq -B_1$) differ from those of the IPC 120.

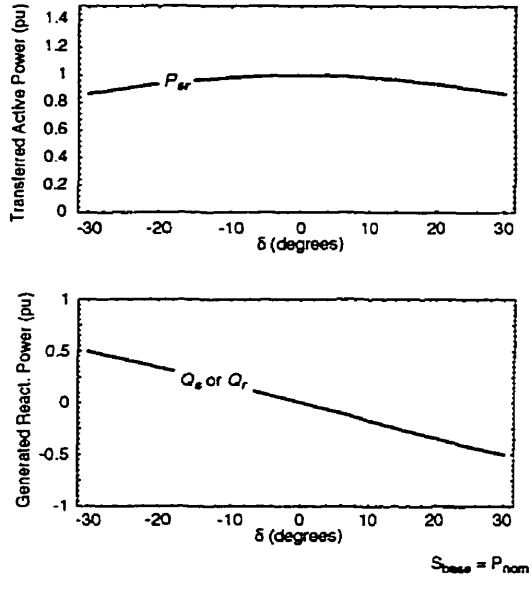


Figure 8: Power Characteristics of a conjugated injection IPC

C. Inherent Qualities

The injection IPC presents the same inherent qualities as the conventional IPC. They are only mentioned here. The details can be found in [6]. The most important ones are its capability

to limit its contribution to short circuits and the decoupling effect between its terminal voltages.

IV. Comparison with the IPC 120 and IPC 240

In order to assess the reduction in the size of the transformer and in installed MVar requirements, an injection IPC having the topology shown in Fig. 5 is compared with an IPC 120 and an IPC 240 of the same rating.
Table 1 highlights the main differences.

TABLE 1
COMPARISON OF DIFFERENT IPCs [a]

	IPC 240	IPC 120	Inj. IPC[b]		
	Physical units	Physical units	Physical units	Ratio Inj. IPC / IPC 120	Ratio Inj. IPC / IPC 240
Transformer MVA[c]	N/A	100.	63.7	64%	N/A
Total Installed MVar	420.	211.	176.	84%	42%
Max. susceptance Voltage (kV)	132.	93.6	50.4	54%	38%

a. 100 MW, 120 kV, angle range: ±25°
b. $\psi=-\psi_1=\psi_2=20°$
c. $\Sigma MVA_{winding} / 2$

The rating of the series transformer is 64% that of the Yy6 transformer used in the IPC 120.

Also, the injection IPC opens the door to applications at higher voltages. The major issue is the physical size of the inductors which is governed by the magnitude of the voltages applied to them. In the IPC 120 the maximum voltage is 94 kV while the one in a 120° injection IPC is 50 kV, leading to an appreciable reduction of the space required by the insulation. The total installed MVars of capacitors and inductors are reduced by 16%, taking into account the different impedance value required by the voltage injection IPC.

Finally, the power characteristics, the short circuit limitation capability and the voltage decoupling effect of the injection IPC are the same as those of the IPC 120 and IPC 240.

V. Applications

A. Setting of the Power Level

With an injection IPC, the adjustment of the power flow level can be achieved in two different manners.

Referring to Fig. 5, the inductors and capacitors shown can be divided in smaller sub-elements or banks which can be individually selected by means of disconnecting switches, load switches, circuit breakers or even thyristors. The adjustment of the power is achieved by switching the appropriate combination of banks thus changing in the values of B_1 and B_2 accordingly. If the susceptances are divided in elements according to a binary progression, two three-phase inductors and two three-phase capacitor banks provide $2^2 \times 2^2 - 1 = 15$ operating points for each direction of power flow. This is shown in Table 2 for a 200 MW unit.

TABLE 2
OPERATING POINTS OF A 200MW INJECTION IPC[a]

Operating point	Susceptance in service				Active & Reactive[b] Power at nominal conditions (120 kV & δ=0°)		
	B_1 (L)		B_2 (C)		P_{ac}	Q_s	Q_r
	Bit 1	Bit 0	Bit 1	Bit 0	(MW)	(Mvar)	(Mvar)
1					0	0	0
2				•	33	-6	19
3		•			33	6	-19
4			•		67	-12	38
5		•		•	67	0	0
6	•				67	12	-38
7			•	•	100	-18	58
8		•	•		100	-6	19
9	•			•	100	6	-19
10	•	•			100	18	-58
11		•	•	•	133	-12	38
12	•		•		133	0	0
13	•	•		•	133	12	-38
14	•		•	•	167	-6	19
15	•	•	•		167	6	-19
16	•	•	•	•	200	0	0

a. $\psi=20°$
b. Reactive power is defined as positive when generated by the IPC.

In the injection IPC equipped with a tap changer shown in Fig. 6, the power setting is modified by changing the magnitude of the injected voltage. The LTC is used for this purpose. The power is thus changed by acting on ψ_1 and ψ_2 rather than on B_1 and B_2.

It should be pointed out that the LTC duty is now reduced to changing the set point only, since the inherently flat power

characteristic of the IPC does not require constant tracking of the network angle.

The inversion of power can also be done in two different ways. The first one is by using power reversal switches near the susceptances as in Fig. 5. The detail of these switches is shown in Fig. 9. This is the same way as in a conventional IPC. The second one is by using inversion switches located in the excitation transformer as in Fig. 6. The advantages here are that low voltage switches can be used and that half the number of switches is required since their action is reflected on both susceptances B_1 and B_2.

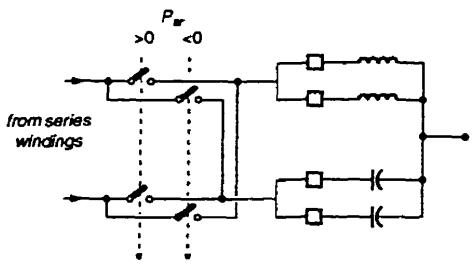


Figure 9: Power reversal switches (one phase shown)

B. Retrofit of Existing Phase-Shifting Transformers

In applications where a phase shifter is already in service, it might be interesting to consider the installation of extra inductors and capacitors to convert it into an injection IPC.

In the case of the Mersereau type PST [8], the required modifications can be as shown in Fig. 10. Then, ψ_1 and ψ_2 will be equal to half the maximum shift angle of the PST. The resulting circuit will be the same as the one in Fig. 6.

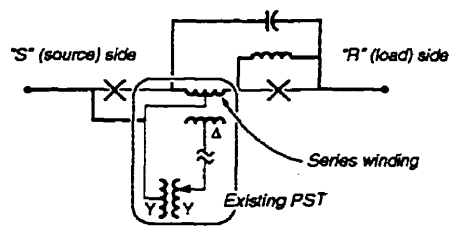


Figure 10: Retrofit of a PST into an injection IPC

VI. Conclusion

This paper has introduced a new type of Interphase Power Controller: the voltage injection IPC. It is based on the principle of voltage injection commonly used in phase-shifting transformers. Compared with the previously defined IPC 120 [6], it uses a smaller transformer, requires smaller amounts of reactive elements, can be applied at higher voltages and has lower losses.

The voltage injection IPC exhibits power (active and reactive) control characteristics very similar to those of the conventional IPC. It also retains all its inherent qualities: virtually flat and passive power control characteristic, short circuit limitation and voltage decoupling.

The injection IPC also provides an added design flexibility: the operating point (power level) can be adjusted either by switching the susceptances as in the IPC 120, or by adjusting the injected voltage with the load tap changer.

Finally, one type of injection IPC can be built from an existing phase-shifting transformer. In the cases where the retrofit is possible, a full IPC can be implemented for a fraction of the cost of a conventional one. In that case, the duty of the LTC is substantially reduced: it is now used solely for changing the power set point of the new IPC.

Acknowledgments

The authors would like to convey their thanks to Jacques Lemay for reviewing the paper. Thanks also go to Kamal Habashi for his advise regarding the physical implementation.

Glossary

Overline denotes a phasor while the same unadorned symbol refers to its modulus. Suffixes $_a$, $_b$ or $_c$ are used to distinguish the phase values in a three phase context. Units are expressed in physical quantities although the text often refers to per units.

- B_1 Value of the first susceptance, usually inductive (mhos). By extension, the susceptance itself.
- B_2 Value of the second susceptance, usually capacitive (mhos). By extension, the susceptance itself.
- C Capacitance generally associated to B_2 (F).
- L Inductance generally associated to B_1 (H).
- n_1,
- n_2 Turn ratio of the transformers representing the amplitude change introduced by the injection principle (Fig. 7).
- P_{sr} Active power flowing from the sending ("S") terminal to the receiving ("R") terminal (W).
- Q_r Reactive power flowing *out* of the "R" terminal (Var).
- Q_s Reactive power flowing *out* of the "S" terminal (Var).
- V_C Voltage of the capacitor C (V)

$\overline{V}_L$ Voltage of the inductor L (V)
$\overline{V}_r$ Voltage phasor of "R" terminal (V)
$\overline{V}_s$ Voltage phasor of "S" terminal (V)
$\overline{V}_{s1}$ Voltage phasor of the node between the first primary of the series unit and B_1 (V)
$\overline{V}_{s2}$ Voltage phasor of the node between the second primary of the series unit and B_2 (V)
δ Voltage phase angle of $\overline{V}_s$ with respect to $\overline{V}_r$ (deg.)
ψ_1 Phase shift applied to $\overline{V}_s$ before applying it to B_1. Defined positive when retarded. (deg.)
ψ_2 Phase shift applied to $\overline{V}_s$ before applying it to B_2. Defined positive when retarded. (deg.)
ψ Absolute value of the ψ_i's in a symmetrical injection IPC. (deg.)

REFERENCES

[1] N. G. Hingorani, "Flexible AC Transmission Systems(FACTS) - Overview", Panel session on FACTS, *IEEE Winter Power Meeting*, Atlanta, 1990.

[2] L. Gyugyi, "Solid-state Control of AC Transmission", Panel session on FACTS, *IEEE Winter Power Meeting*, Atlanta, 1990.

[3] E. V. Larsen, "Control aspects of FACTS applications", *EPRI Workshop on FACTS, the future in High-Voltage Transmission*, Nov. 14-16, 1990.

[4] W. A. Mittelstadt, "Considerations in planning use of FACTS devices on a utility system", *EPRI Workshop on FACTS, the future in High-Voltage Transmission*, Nov. 14-16, 1990.

[5] M. Gavrilovic, G. Roberge, P. Pelletier, J.-C. Soumagne, "Reactive- and Active-Power Control by Means of Variable Reactances", *COPIMERA* 1987, Montréal, 1987.

[6] J. Brochu et al,"The Inter-phase Power Controller, A New Concept for Managing Power Flow Within AC Networks", Paper No. 93 SM 435-8 PWRD, *IEEE/PES 1993 Summer Meeting*, Vancouver, BC.

[7] K. Habashi et al, "The Design of a 200 MW Inter-phase Power Controller Prototype", Paper No. 93 SM 436-6 PWRD, *IEEE/PES 1993 Summer Meeting*, Vancouver, BC.

[8] J. MacDonald, "Present Phase-Angle Regulating Transformer Technology", *Current Activity in Flexible AC Transmission Systems*, IEEE publication no. 92 TH 0465-5 PWR, April 1992, pp 61-66.

BIOGRAPHIES

François Beaucoeur (S'83,M'86) received his B.A.Sc. and M.A.Sc. degrees in electrical engineering from Montréal's Ecole Polytechnique in 1984 and 1987 respectively. He joined Hydro-Québec in 1986, and began working as a researcher at the utility's research institute (IREQ) in the fields of telephone interference related to HVDC converters and motor drive modeling. In 1990 he joined CITEQ, where he is currently involved in control systems and network modeling.

Jacques Brochu (M'86) obtained his B.A.Sc. and M.A.Sc. degrees in electrical engineering from Université Laval in 1981 and 1986 respectively. From 1981 to 1983, he was production engineer for Canadian General Electric. He has been with the electrical apparatus department at Hydro-Québec's research institute (IREQ) since 1985. His research has mainly revolved around transistorized drives, induction heating inverters and power flow control devices for power systems.

In 1990, he joined CITEQ where he is currently involved in main circuit development and network studies.

Gaston Morin (M'85) received his B.A.Sc. degree in electrical engineering from Université de Sherbrooke in 1978 and his M.A.Sc. degree from Montréal's Ecole Polytechnique in 1983. He has been with Hydro-Québec since 1978 and with the power systems operation department until 1991. In January 1992, he joined the CITEQ team as a researcher.

He specializes in harmonics, DC systems and power system transients. He has authored papers on power system restoration, harmonics and DC modeling. He is currently a member of the IEEE Power System Restoration Task Force, System Overvoltage Working Group, Modelling and Analysis Techniques using Electromagnetic Transient Programs WG, and FACTS WG. He is currently chairman of the Frequency Dependent Network Equivalents TF.

Pierre Pelletier (M'87) received his B.A.Sc. degree in electrical engineering from Université de Sherbrooke in 1969. He joined Hydro-Québec's system testing department in 1969 where he was more specifically involved with the analysis of 735-kV transmission system performances.

He has performed simulations and site measurements for the commissioning of the Churchill Falls Labrador power system in the province of Newfoundland and for the generating plants for the Manic-Outardes complex.

He was responsible for testing, integration and acceptance tests of the first 315-kV Rimouski static var compensator and the 735-kV static var compensators for James Bay system. He was also involved in the acceptance tests for the Chateauguay, Madawaska and Des Cantons HVDC projects.

He holds Canadian and U.S. patents on the interconnection of synchronous and asynchronous AC networks.

He joined CITEQ in October 1990 as Project Leader for the development of a new power flow control device for power systems.

ANNEXE D
INTERPHASE POWER CONTROLLER ADAPTED TO THE OPERATING CONDITIONS OF NETWORKS

BROCHU, J., BEAUREGARD, F., MORIN, G. et PELLETIER, P. (1995). Interphase power controller adapted to the operating conditions of networks. IEEE Transactions PWRD, Vol. 10, No 2, avril, 961-969.

INTERPHASE POWER CONTROLLER ADAPTED TO THE OPERATING CONDITIONS OF NETWORKS

Jacques Brochu
Member

François Beauregard
Member

Gaston Morin
Member

Pierre Pelletier
Member

CITEQ*
Varennes, Québec, Canada

***Abstract*—This paper introduces a new family of Interphase Power Controller (IPC) for which the useful portion of the P_r-δ_{sr} characteristics is shifted as the power transfer level is increased. Thus, the power characteristics of a specific IPC application can be adapted to the operating conditions of the network.**
The response of the IPC is compared to those of the two conventional technologies used in building it: the phase-angle regulator and series compensation. It is shown how the natural response of the IPC regulates the active power passively, without need for control action. Also, the reactive power can be controlled independently of the active power allowing for better voltage control. The new IPC retains the inherent qualities of the previous IPCs.

Keywords: FACTS, Interphase Power Controller, Loop Flow, Wheeling, Interconnection, Phase-Shifting transformer, Series Compensation.

I. INTRODUCTION

The Interphase Power Controller (IPC) is a series-connected device comprising two susceptances in each phase, one inductive and the other capacitive, subjected to properly phase-shifted voltages

A first publication [1] presented the theory of the IPC and described two simple topologies: the IPC 240 and the IPC 120. The IPC 240 is the simplest implementation and uses phase-to-phase connections to create internal phase-shifts. In the IPC 120, an inverting transformer is used to reduce the amplitude of the voltages applied to the inductive and capacitive susceptances. A 200 MW prototype of the IPC 120 was designed for a 120 kV application within the Hydro-Québec system [2]. In these IPCs, the desired power level is set by changing the values of the susceptances (see Glossary).

94 SM 475-4 PWRD
©1994 IEEE

Another publication [3] introduced a new family of IPCs based on the principle of voltage injection commonly used in phase-angle regulating transformers. In these IPCs, the desired power level can be adjusted by changing either the internal phase-shift angles or the values of the susceptances.

In both families of IPCs, the active and reactive power characteristics as a function of the angle between the terminals are centered at zero degree. The active power is regulated within 10% for a range of ±25° without any control action. These operating conditions are expressed in terms of the rectangular working area in the P_r-δ_{sr} plane of Figure 1 where the active power P_r is the controlled power transfer and δ_{sr} the phase angle difference between the terminals of the IPC.

The present paper introduces a new topology where the position of the power characteristics is offset and where its useful portion is shifted as the power level is increased in order to adapt them to the operating conditions of the network. In this implementation, the offset is fixed by selecting the internal phase-shift angle and the power levels are adjusted by changing the values of the susceptances. It is shown that, in practice, the working area can be defined by the maximum transfer requirements A and B and the parallelogram in Figure 1. The slope of the parallelogram depends on the impedance of the network and its width is dictated by the changes in angle resulting from credible contingencies.

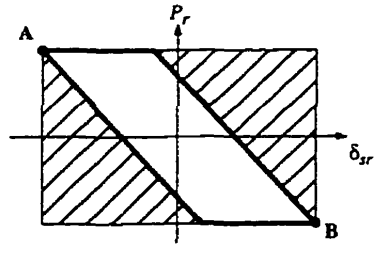


Fig. 1. Operating conditions and working areas of IPCs.

* CITEQ (Centre d'Innovation sur le Transport d'Énergie du Québec) is a R&D company formed by Asea Brown Boveri and Hydro-Québec.
1501 Montée Ste-Julie, Varennes, Qc, Canada J3X 1P9

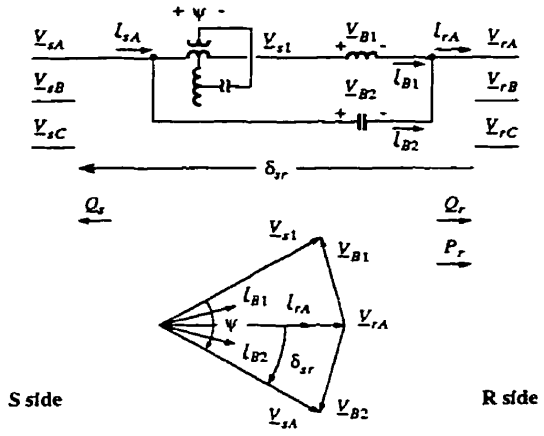


Fig. 2. IPC with phase-shifted power characteristics.

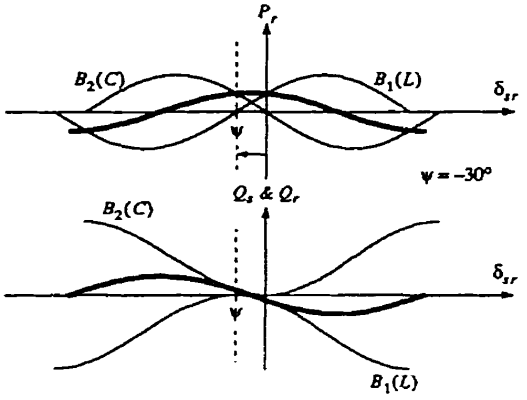


Fig. 3. Sum of the reactor and capacitor characteristics for the IPC 30/M15.

This new topology results in an optimization of the IPC application and in a significant reduction of the ratings as compared with the previous IPCs that were designed to cover the complete shaded area of Figure 1.

To demonstrate how the characteristics of an IPC can be adapted to the operating conditions of a network, a comparison is made with two conventional technologies: the phase-angle regulator (PAR) and series compensation (SC). These two technologies are the building blocks of the IPC.

Finally, circle diagrams are used to illustrate how each technology controls active and reactive powers. It is shown that the IPC can control the reactive power independently from the active power.

II. Shifting the Power Characteristics of the IPC

A. Principle of Operation

Figure 2 shows the internal connections for one phase of this new IPC topology that uses voltage injection in the reactor branch only.

The capacitor is connected directly between the sending (V_s) and the receiving (V_r) sides similarly to conventional series compensation. The reactor is connected in series with a fixed-angle phase-shifting transformer without tap changer.

In the example shown, the internal phase-shift ψ is set at $-30°$ and the susceptances jB_1 and jB_2 are conjugated ($B_1 = -B_2$). In the phasor diagram of Figure 2, the phase angle δ_{sr} across the IPC is equal to $-15°$. It is shown that for these conditions, the currents I_{B1} and I_{B2} are also conjugated and their sum is the line current I_{rA} in phase with the line voltage V_{rA}. The IPC operates at unity power factor on both sides.

Figure 3 shows the active and reactive power characteristics of the reactor and of the capacitor as a function of the phase angle δ_{sr}. The power characteristics of the IPC resulting from the sum of these characteristics are indicated by the heavy lines.

Since the characteristics of the reactor are phase shifted by $-30°$, the maximum power of the IPC is obtained at $\delta_{sr} = -15°$. This is also the angle for which the power factor is unity.

The IPC is said to be a 30/M15 since the natural power characteristics of the reactor are shifted by $-30°$ and the active power characteristic of the IPC is maximum at $-15°$.

B. Power Characteristics

The active power set point is adjusted by varying the values of the susceptances. Figure 4 shows the power levels that can be obtained if each of the two susceptances is subdivided in two parts of 33% and 67% and are switched in conjugated pairs [3]. The power flow inversion is obtained by inverting the connection of the phase-shifting transformer.

Each step of the active power characteristic is a segment of a cosine curve from Figure 3, and is centered about intermediate values of δ_{sr} between $\pm 15°$. The dotted line in Figure 4 joins these intermediate values and has a slope of $-2 / \psi$. Therefore, to adapt the power characteristic of an IPC to the operating conditions of a given network, the internal phase-shift ψ and the values of the susceptances are chosen such that the slope of the IPC is the same as the slope of the parallelogram in Figure 1.

In the next section, a simple example shows that such a staircase profile of the active power characteristic corresponds to the operating conditions of an IPC in the middle of a transmission line.

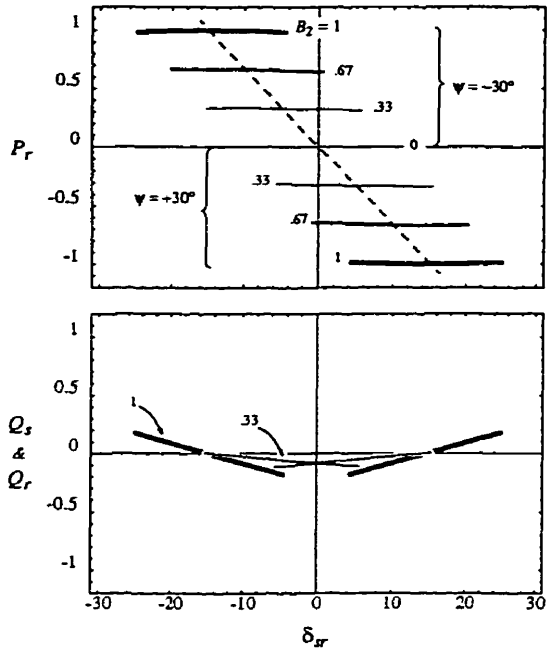


Fig. 4. Active and reactive power characteristics for the IPC 30/M15.

The second part of Figure 4 gives the corresponding reactive power characteristics. They are segments of sine curves from Figure 3. Reactive powers of both sides are equal and proportional to the values of the susceptances just like the active power. They are positive if δ_{sr} is outside the ±15° range and negative otherwise. This reactive power behavior of the IPC also corresponds to the needs of the networks. Indeed, reactive power is generated to offset the reactive losses during heavy transfers and absorbed for light load conditions.

The IPC 30/M15 conserves the inherent qualities found in previous IPC [1, 3]: passive power control, short-circuit limitation and voltage decoupling effect. Also, because it makes use of short segments of its natural characteristics in a staircase progression, the maximum amount of reactive power generated or absorbed is smaller than in previous IPCs. This results in a better voltage control.

C. Comparison with Previous IPCs

A comparison was made in [3] of the sizes of previous IPCs designed to carry 1.0 p.u. active power at $\delta_{sr} = 0°$ and to cover a rectangular working area of ±25° like in Figure 1.

With the use of an example, the next section shows that the working area of an IPC can be adapted to operating conditions delimited by a parallelogram. The parameters of the example are selected so that points A and B from Figure 1 correspond to 1.0 p.u. active power at $\delta_{sr} = \pm 25°$.

Table 1 gives the comparison of the size of the main elements for a 90°-injection IPC 60, similar to the 120°-injection IPC described in [3], and the IPC 30/M15. The IPC 60 uses a phase-shifting transformer in series with both susceptances while the IPC 30/M15 has one phase-shifting transformer of the squashed-delta type in series with the reactors. In both types of IPC, the phase-shifter has no excitation unit.

One p.u. is equal to the nominal power transfer at unity power factor. All the voltages and currents that define the maximum steady-state operating conditions for each component of the IPC can be deduced from phasor diagrams corresponding to the most demanding conditions.

TABLE 1 OPTIMIZATION OF SIZE AND LOSSES

Parameters	Complete working area	Reduced working area (Parallelogram)	
	60	60	30M15
$Q_L + Q_C$	1.75	1.15	0.94
$S_{transformer}$	0.72	0.63	0.36
P_{losses} (10^{-3} p.u.) at nominal power	2.4 - 4.6	1.7 - 2.4	0.1 - 2.7

The IPC 60 in the first column of Table 1 is similar to the one presented in [3]. It was designed to cover the complete P_r-δ_{sr} rectangle. The second column in Table 1 shows the reduction that is possible when the design voltages for the reactors and the capacitors of the IPC 60 are those corresponding to the reduced working area.

The IPC 30/M15 in column 3 allows further optimization because the phase-shifting transformer has only one injection winding per phase. Still smaller voltages are applied to the reactive components, because of the smaller internal angle ψ and the smaller width of the working area. The reactive elements of the three IPCs in Table 1 are submitted to currents of approximately the same values; it is the reduction of the voltages applied across them that leads to the reduction of the installed MVars.

Table 1 also gives a comparison of the losses which vary with the point of operation of the IPC. They are respectively minimal and maximal when the IPC is generating and absorbing its maximum amount of reactive power. The numbers in Table 1 are the extremes of that range.

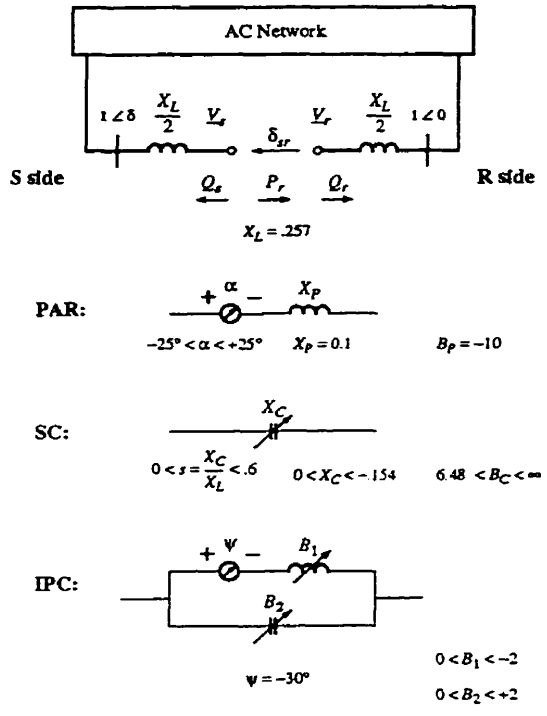


Fig. 5. Test network and parameters used.

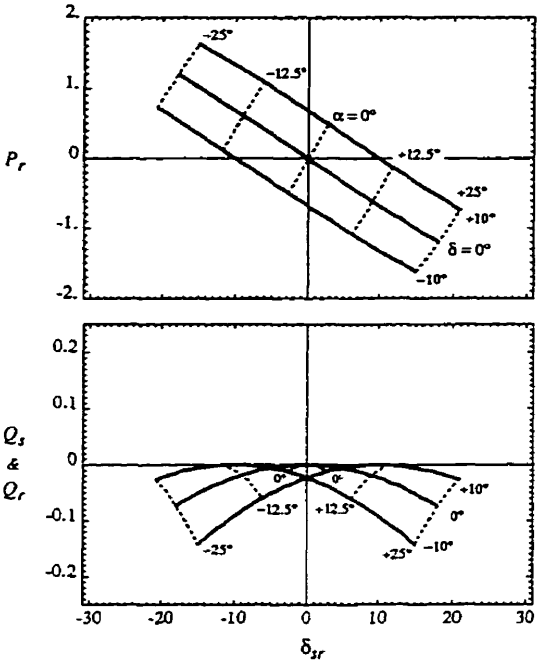


Fig. 6. Power flow responses with PAR.

Finally at nominal power, the IPC 30/M15 provides better precision in the power flow control. The improved precision in the power characteristics is due to the smaller deviation from the top of the active power cosine in the reduced working area. For example at point A, the IPC 60 operates at cos 25° = 0.91 of the maximum value while the IPC 30/M15 operates at cos (25–15)° = 0.99.

III. Response of Power Flows to Control Parameters and to Variations in the Network

The essential components of the IPC 30/M15 can be viewed as a high impedance series capacitor in parallel with a high-leakage-reactance phase-shifting transformer. To better understand the power flow control characteristic of the IPC, it is interesting to study and compare those of its components.

The following comparison of the three devices (PAR, SC and IPC) is made with the help of a simple network. The responses of the power flow is plotted as a function of the phase angle δ_{sr} across the terminals of the device, first to variations of the control parameter of each device, then to variations imposed by the network.

A. Test Network

The AC test network is represented in Figure 5. Two infinite busses are connected by a transmission line. They dictate the voltages and the network angle δ. The p.u. base used for the calculations is the voltage and the surge impedance loading of the line. The results apply to any line with a characteristic impedance of 285 Ω such as a 230 kV-line with .366 Ω/km and 4.52 $\mu\Omega^{-1}$/km. Each section of the line is 100 km long. Losses are neglected while shunt capacitive admittances are included.

The three devices are successively connected in the middle of the line as shown in Figure 5 where their parameters are defined. The ranges for α, B_C, B_1 and B_2 are chosen in order to have a coherent set of results.

Assuming that $V_s = V_r$, the power flow in the transmission line is given by:

$$P_r = \frac{1}{X_L}\sin(\delta - \delta_{sr}) \qquad (1)$$

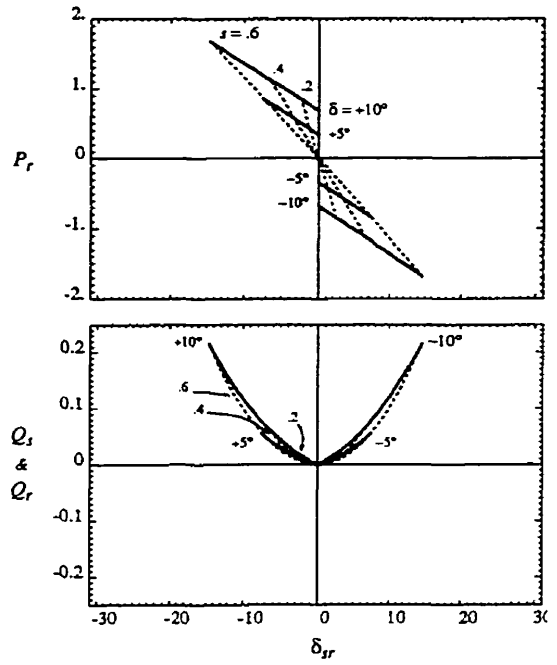


Fig. 7. Power flow responses with series compensation.

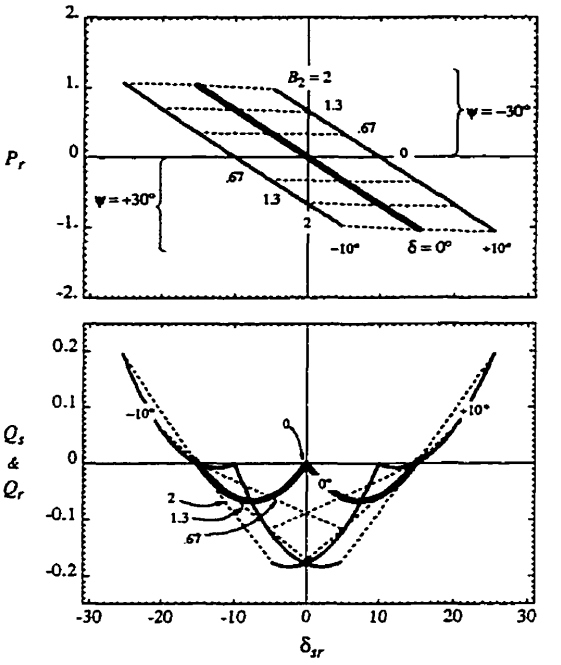


Fig. 8. Power flow responses with IPC.

It can be approximated by the linear equation (2) if it is assumed that $\sin(\delta - \delta_{sr}) \approx \delta - \delta_{sr}$:

$$P_r = m\delta_{sr} + b$$
$$m = \frac{-1}{X_L} \qquad (2)$$
$$b = \frac{\delta}{X_L}$$

Equation (2) provides a good description of the response of the network to the injection of P_r. It shows that the slope m of the active power is a function of the external reactance while the vertical displacement b is determined by the external reactance and the network angle δ. Whichever the means to force the power into the transmission line, the resulting phase angle δ_{sr} will be approximately the same.

B. Phase Angle Regulator

A phase-shifting transformer is usually connected close to a strong bus and not in the middle of the line as it is done here.

This helps voltages along the line to remain closer to 1.0 p.u. since the reactive power consumed by the PAR is supplied directly by a strong bus. However, in the present context, this is of secondary importance since in all cases the voltages remain within ±4%. It is the relation between the power flowing into the line and the phase angle δ_{sr} that is of main concern here.

1) Response to changes in control angle α: For given values of the network angle δ (−10°, 0° and +10°), the control angle α is varied over its full range. As shown by the heavy lines in Figure 6, the active power P_r varies almost linearly with δ_{sr} while Q_s & Q_r remain negative. These reactive powers are equal to zero only when the power flow is zero.

2) Response to variations of network angle δ: The dotted lines in Figure 6 give the natural response of a PAR at a fixed tap position α to a variation in the network causing a change in phase angle δ. It is almost linear with a positive slope.

If the network phase angle δ remains within ±10°, the outermost dotted lines enclose the limits of the effective P_r-δ_{sr} working area of the PAR. The only way to enlarge this working area is to install a PAR with a wider range of α.

The PAR has only one degree of freedom, α, used to impose the active power P_r. The reactive powers obtained are a result of the power flow solution.

C. Series Compensation

The amount of series compensation is varied from 0 to 60% of the total line reactance. Figure 7 presents the behavior of the active and reactive powers for the same range of the network angle δ.

1) Response to changes in the degree of compensation: The characteristic of P_r as function of δ_{sr} is as predicted by (2) but it is limited to two quadrants. Moreover, no active power can be forced into the transmission line while $\delta = 0°$. The reactive powers are always positive (supplied to the network). The graduation of the characteristics is expressed in terms of the degree of series compensation *s*.

2) Response to variations of network angle δ: The dotted lines in Figure 7 give the natural response of a series compensated line to a variation in the network causing a change in the phase angle δ. It is almost linear and has a negative slope.

Again, a P_r-δ_{sr} working area can be defined, partly imposed by the network behavior, partly limited by the installed amount of series compensation.

D. Interphase Power Controller

In the IPC 30/M15 described above, the control parameters are the values of the susceptances B_1 and B_2. As mentioned previously, each susceptance is subdivided in two parts of 33% and 67%. In this example they are switched in conjugated pairs. The internal phase-shift angle ψ is fixed at −30° or +30° depending on the direction of the power flow.

1) Response to changes in susceptance: If the value of the susceptances could be varied continuously while maintaining the relation $B_1 = -B_2$, the solid lines in Figure 8 would be obtained for the three values of the network angle δ. In practice, with susceptances subdivided in two parts, three power levels are possible for each direction of power flow. These points are very close to those obtained with the PAR in accordance with (2).

The response of the reactive power is different than that of the PAR and the SC. Indeed, reactive power is negative inside the range of $\delta_{sr} = \pm 15°$ and positive outside this range.

2) Response to variations of network angle δ: The dotted lines in Figure 8 give the natural response of the IPC to changes in the network affecting the network angle δ. They correspond to the characteristics presented in Figure 4. The steps of the active power characteristics are nearly horizontal segments of cosine curves.

Once more, the width and the slope of the P_r-δ_{sr} working area are imposed by the network. As for the PAR, the extremities of the working area of the IPC are imposed by the values of its control parameters, the susceptances.

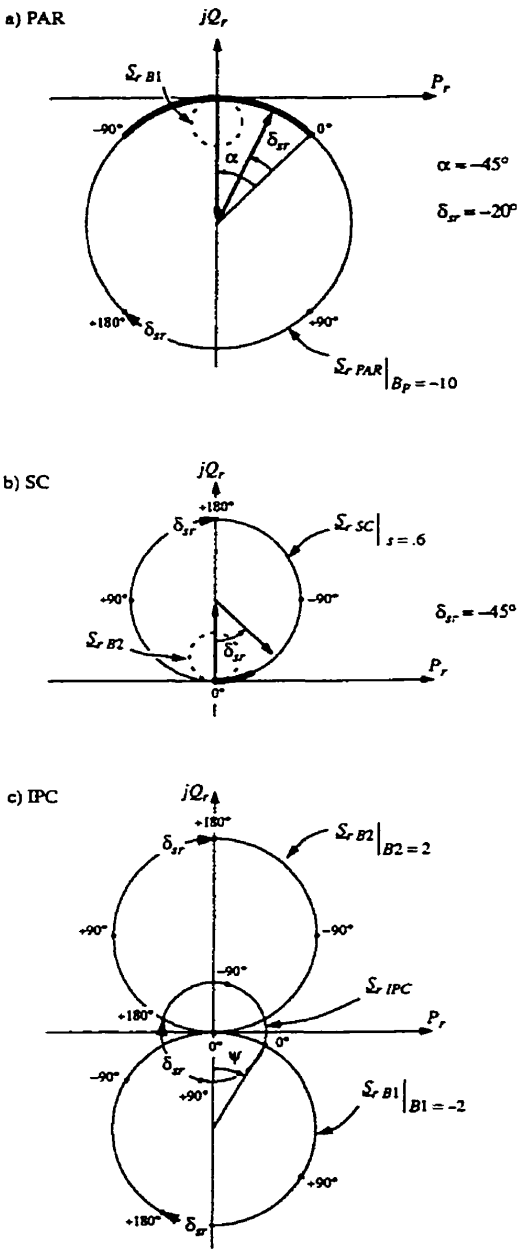


Fig. 9. Comparative circle diagram.

E. Discussion of Results

The response curves in Figures 6, 7 and 8 show that for a given network condition, the slope of the $P_r(\delta_{sr})$ characteristics is fixed by the parameters of the network and is independent of the technology used to control the power flow.

The size of the P_r-δ_{sr} working area available for the controlled operation of each device is governed partly by the control parameters (α, s, B_1 and B_2) and partly by the change in network angle δ to be accommodated.

In the case of series compensation, the working area is smaller than that available from a PAR or an IPC. This is because series compensation is more dependent of the network angle δ.

The natural responses of the three devices to changes in network conditions can be compared using the dotted lines of Figures 6, 7 and 8. They show that the IPC has an inherent power control characteristic while the PAR and SC need control action to regulate power flows.

From the reactive power point of view, the IPC can generate or absorb, depending on the phase angle δ resulting from the power flow and the network conditions. Thus, if the characteristics are adapted by design to the operating conditions of the network, the IPC can help control the voltages in accordance with the power flow conditions.

In the next section, circle diagrams in the Q-P plane are used in order to illustrate how the IPC can be compared with the other two technologies from the point of view of active and reactive power control.

IV. Control of the Active and Reactive Powers

In this section the impedances of the network are set to zero ($\delta = \delta_{sr}$). Only P_r and Q_r are presented since Q_s is equal to Q_r when voltages on both sides are equal.

Figure 9 presents the circle diagrams for a PAR, a series capacitor and the IPC from the example in the previous section. For the sake of clarity of the figures, the following variables has been exaggerated: $\alpha = -45°$ for the PAR and $\delta_{sr} = -45°$ for the SC.

Figure 10 gives expanded views of the area of effective control for each of the three technologies. For the sake of clarity, the Q_r axes are expanded three times more than the P_r axes. The comparison is made for the rated power of the IPC at unity power factor, i.e. $P_r = 1.0$ p.u. and $\delta_{sr} = -15°$. In this condition, $B_2 = -B_1 = 1.93$. The corresponding value of α is $-20.74°$ and the required value of the susceptance is $B_C = 3.86$ (corresponding to 101% series compensation in the previous example).

A. Phase Angle Regulator

In the Q_r-P_r plane, the locus of the active and reactive powers of a PAR is a circle given by:

$$S_{r\,PAR} = -jB_P V_s V_r e^{j(\alpha - \delta_{sr})} + jB_P V_r^2 \qquad (3)$$

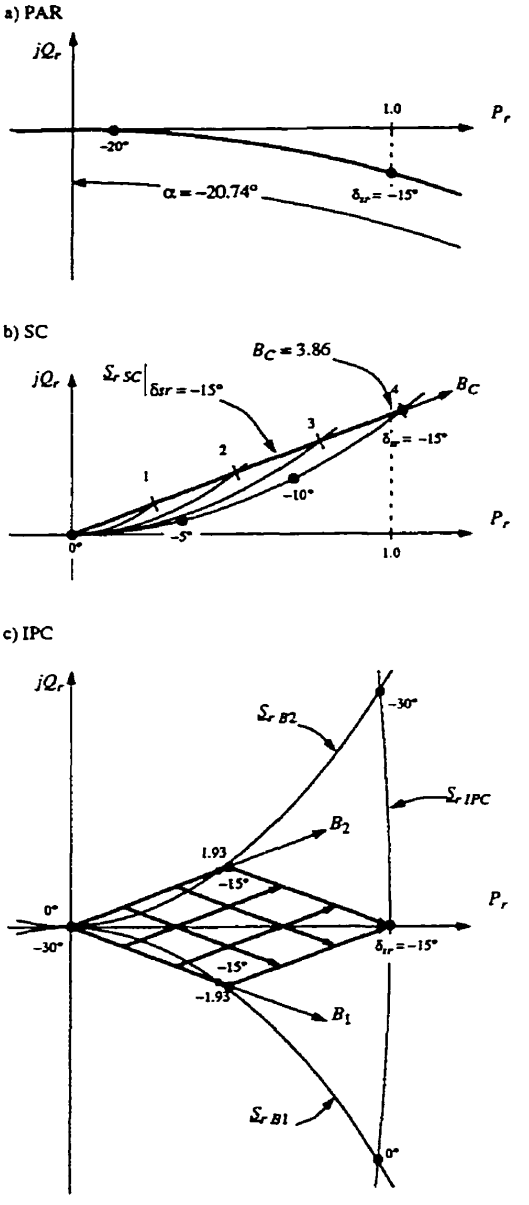


Fig. 10. Comparative methods of power control.

As shown in Figure 9-a, this locus is the sum of two terms represented by the two vectors. The circle is scaled as a function of the phase angle δ_{sr}. Its radius is determined by the leakage susceptance B_P. The position of the vectors are for a PAR with a range of $\alpha = \pm 45°$ set at one extreme of its control range. The segment in a heavier line shows its control range.

For the sake of comparison, the small dotted-line circle $\mathcal{S}_{r\,B1}$ is the locus of the inductive branch of the IPC. It is drawn to the same scale for comparison and will be discussed later.

Active power flow can be controlled by adjustment of α. Variation of α is equivalent to sliding the graduation on the locus of $\mathcal{S}_{r\,PAR}$. For instance, when α is set equal to δ_{sr} the power flow is equal to zero. Figure 10-a shows $P_r = 1.0$ at $\delta_{sr} = -15°$ and $\alpha = -20.74°$.

With that type of PAR only one degree of freedom (P_r) is available. Two degrees of freedom can be provided by a voltage and phase angle control regulating transformer. The voltage regulation makes possible a transfer of reactive power through the device which gives to the operator two degrees of freedom (P_r and Q_s or Q_r). However, whichever type used, a PAR always consumes reactive power.

B. Series Compensation

In the case of series compensation, the locus of $\mathcal{S}_{r\,SC}$ is given by:

$$\mathcal{S}_{r\,SC} = -jB_C V_s V_r e^{-j\delta_{sr}} + jB_C V_r^2 \qquad (4)$$

The two vectors associated with (4) are indicated in Figure 9-b for 60% series compensation. Again the circle is scaled in terms of δ_{sr} and is drawn to the same scale as Figure 9-a. The segment in a heavier line outlines an angle range of 25 degrees. The small circle $\mathcal{S}_{r\,B2}$ is the locus of the capacitive branch of the IPC.

As shown in Figure 10-b, the control of the power flow is obtained by variation of the series susceptance B_C which dictates the radius of the locus $\mathcal{S}_{r\,SC}$. For a given angle δ_{sr}, active and reactive powers increase linearly with B_C. The resultant linear locus of $\mathcal{S}_{r\,SC}$ is graduated in terms of B_C and shown for $\delta_{sr} = -15°$.

The series compensation offers one degree of freedom to adjust P_r. The reactive power produced by the SC increases with the amount of active power flowing into the transmission line. This increase goes in the same direction with the needs of the network.

C. Interphase Power Controller

The IPC combines the PAR and SC technologies. Three loci are presented in Figure 9-c: two for the susceptances B_1 and B_2 and a third equal to their sum:

$$\begin{aligned} \mathcal{S}_{r\,IPC} &= \mathcal{S}_{r\,B1} + \mathcal{S}_{r\,B2} \\ \mathcal{S}_{r\,B1} &= -jB_1 V_s V_r e^{j(\psi - \delta_{sr})} + jB_1 V_r^2 \\ \mathcal{S}_{r\,B2} &= -jB_2 V_s V_r e^{-j\delta_{sr}} + jB_2 V_r^2 \end{aligned} \qquad (5)$$

The two large circles in Figure 9-c correspond to the small dotted-line circles in Figures 9-a and 9-b.

Both susceptances of the IPC can be varied independently as shown in Figure 10-c. Similarly to series compensation with constant δ_{sr}, two axes can be drawn and graduated linearly in terms of the value of each susceptance. These axes are noted B_1 and B_2. For a given δ_{sr} with only one susceptance energized, the active and reactive powers of the IPC can be read directly on the corresponding axes. With both susceptances at their maximum values, P_r and Q_r are given by $\mathcal{S}_{r\,IPC}$. Finally, when the two susceptances are varied independently, the resulting apparent power is obtained by adding the vectors associated with each susceptance.

The arrows illustrated are for an IPC having susceptances subdivided in two parts of 33 and 67%. In that case, each intersection of the arrows corresponds to a possible operating point of the IPC.

Thus, the IPC can control the power flow while producing or absorbing reactive power depending on the selected values of the susceptances. The two degrees of freedom of the IPC allow the selection of any operating point located within the Q_r-P_r working area delimited by the parallelogram in Figure 10-c.

V. Conclusion

A new configuration of Interphase Power Controller (IPC) has been presented where the position of the power control characteristic is offset and where its useful portion is shifted with the level of the power set point. It is an IPC using voltage injection in the reactor branch only.

The characteristics of this IPC can be adapted by design to operating requirements of a given network. Indeed, the slope of the staircase active power characteristics can be matched to the slope of the P_r-δ_{sr} characteristics of the network by selection of the internal phase-shift angle ψ. The desired power level is set by changing the values of the susceptances.

This new IPC represents a substantial reduction in the MVA rating of its main components and in losses while maintaining the fundamental qualities of the previous IPCs.

In a simple example, the new IPC with the shifted characteristics is compared with two conventional technologies: a Phase-Angle Regulator and Series Compensation. The comparison bears on the response of the power flow to changes in the specific control parameters and to changes in the network (natural response). These comparisons give insight into how the IPC can regulate the active power directly, without need for additional control action, and how it can generate or absorb

reactive power independently of the active power to minimize voltage variations.

The IPC with the shifted characteristics can also be implemented using a variable injection and fixed susceptances. This allows a great flexibility in adapting its characteristics to the specific conditions of a given network.

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors would like to convey their thanks to Dr. Jacques Lemay for his contribution in the edition of the paper.

GLOSSARY

An underline denotes a phasor while the same unadorned symbol refers to its modulus. Susceptance designates the physical property as well as the physical device. Per unit values are used throughout the text.

- B Susceptance, respectively positive and negative when capacitive and inductive
- B_P Phase-angle regulator leakage susceptance ($B_P = -1/X_P$)
- B_C Series compensation susceptance ($B_C = -1/X_C$)
- b Vertical displacement of the active power characteristic of the network
- C Capacitance
- $\underline{I}$ Current phasor
- L Inductance
- m Slope of the active power characteristic of the network
- P_r Active power flowing from the sending (S) terminal to the receiving (R) terminal
- Q_r Reactive power flowing out of the R terminal
- Q_s Reactive power flowing out of the S terminal
- $\underline{S}$ Apparent power
- s degree of series compensation
- $\underline{V}$ Voltage phasor
- $\underline{V}_{s1}$ Phase-shifted voltage applied to B_1
- X Reactance, respectively positive and negative when inductive and capacitive
- X_L Transmission line series reactance
- X_P Phase-angle regulator leakage reactance
- X_C Series compensation reactance
- α Phase shift applied to $\underline{V}_s$ by a phase-angle regulator before applying it to X_P, defined positive when retarded
- δ Phase angle difference imposed by the AC network across the transmission line
- δ_{sr} Phase angle difference between $\underline{V}_s$ and $\underline{V}_r$ ($\angle\underline{V}_s - \angle\underline{V}_r$)
- ψ Phase shift applied to $\underline{V}_s$ before applying it to B_1, defined positive when $\underline{V}_{s1}$ is retarded

Subscripts:

- A, B, C Individual phases of the networks
- s, r Sending and receiving sides of IPC

REFERENCES

[1] J. Brochu, P. Pelletier, F. Beauregard, G. Morin, "The Inter-phase Power Controller, A New Concept for Managing Power Flow Within AC Networks", Paper No. 93 SM 435-8 PWRD, *IEEE/PES 1993 Summer Meeting*, Vancouver, BC.

[2] K. Habashi, J.-J. Lombard, S. Mourad, P. Pelletier, G. Morin, F. Beauregard, J. Brochu, "The Design of a 200 MW Inter-phase Power Controller Prototype", Paper No. 93 SM 436-6 PWRD, *IEEE/PES 1993 Summer Meeting*, Vancouver, BC.

[3] F. Beauregard, J. Brochu, G. Morin, P. Pelletier, "Interphase Power Controller with Voltage Injection", Paper No. DC-9-WPM-94 , *IEEE/PES 1994 Winter Meeting*, New York, NY.

BIOGRAPHIES

Jacques Brochu (M'86) obtained his B.A.Sc. and M.A.Sc. degrees in electrical engineering from Université Laval in 1981 and 1986 respectively. From 1981 to 1983, he was production engineer for Canadian General Electric. He has been with the electrical apparatus department at Hydro-Québec's research institute (IREQ) since 1985. His research has mainly revolved around transistorized drives, induction heating inverters and power flow control devices for power systems.

In 1990, he joined CITEQ where he is currently involved in main circuit development and network studies.

François Beauregard (S'83,M'86) received his B.A.Sc. and M.A.Sc. degrees in electrical engineering from Montréal's École Polytechnique in 1984 and 1987 respectively. He joined Hydro-Québec in 1986, and began working as a researcher at the utility's research institute (IREQ) in the fields of telephone interference related to HVDC converters and motor drive modeling. In 1990 he joined CITEQ, where he is currently involved in control systems and network modeling.

Gaston Morin (M'85) received his B.A.Sc. degree in electrical engineering from Université de Sherbrooke in 1978 and his M.A.Sc. degree from Montréal's École Polytechnique in 1983. He has been with Hydro-Québec since 1978 and with the power systems operation department until 1991. In January 1992, he joined the CITEQ team as a researcher.

He specializes in harmonics, DC systems and power system transients. He has authored papers on power system restoration, harmonics and DC modeling. He is currently a member of the IEEE Power System Restoration Task Force, System Overvoltage Working Group, Modelling and Analysis Techniques using Electromagnetic Transient Programs WG, and FACTS WG.

Pierre Pelletier (M'87) received his B.A.Sc. degree in electrical engineering from Université de Sherbrooke in 1969. He joined Hydro-Québec's system testing department in 1969 where he was more specifically involved with the analysis of 735-kV transmission system performances.

He has performed simulations and site measurements for the commissioning of the Churchill Falls Labrador power system in the province of Newfoundland and for the generating plants for the Manic-Outardes complex.

He was responsible for testing, integration and acceptance tests of the first 315-kV Rimouski static var compensator and the 735-kV static var compensators for James Bay system. He was also involved in the acceptance tests for the Châteauguay, Madawaska and Des Cantons HVDC projects.

He holds Canadian and U.S. patents on the interconnection of synchronous and asynchronous AC networks.

He joined CITEQ in October 1990 as Project Leader for the development of a new power flow control device for power systems.

ANNEXE E

SIMULATOR DEMONSTRATION OF THE INTERPHASE POWER CONTROLLER TECHNOLOGY

SYBILLE, G., HAJ-MAHARSI, Y., MORIN, G., BEAUREGARD, F., BROCHU, J., LEMAY, J. et PELLETIER, P. (1996). Simulator demonstration of the interphase power controller technology. IEEE, No 96 WM 119-8 PWRD.

SIMULATOR DEMONSTRATION OF THE INTERPHASE POWER CONTROLLER TECHNOLOGY

G. Sybille, Member; Y. Haj-Maharsi, Non-member; G. Morin, Member; F. Beauregard, Member; J. Brochu, Member; J. Lemay, Senior Member; P. Pelletier, Member

Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ)
Varennes, Canada

CITEQ *, Varennes, Canada

Abstract: *The paper reports on a simulator demonstration of the Interphase Power Controller (IPC) technology. The simulator models developed and the testing methodology are described. The main results confirm the basic attributes of the IPC (robust power flow control characteristic, fault current limitation and decoupling of the interconnected networks) and that the IPC can be built from conventional equipment. Random testing performed on the simulator proved to be useful in assessing the maximum stresses on the equipment.*

Keywords: FACTS, current limiter, Interphase power controller, phase-shifting transformer, simulator, interconnection

1.0 INTRODUCTION

The Interphase Power Controller (IPC) is an emerging technology developed for the management of power flows within AC networks. It is a series-connected controller consisting of two impedances per phase, one inductive and one capacitive, subjected to separately phase-shifted voltages. The values of these impedances are high so that the IPC limits its own contribution to a short-circuit. In the particular case where the impedances have conjugated values, each side of the IPC can be represented as a voltage-dependent current source [1]. One of the novelties of the IPC is its inherent constant-power characteristic obtained in a passive manner. This makes the IPC a very robust and predictable controller.

The IPC can take many forms, depending on the application and on the method used to implement the phase shifts of the internal voltages. For high voltage applications, efficient IPCs are based on the use of Phase-Shifting Transformers (PST) [2] as shown in Fig. 1. The power characteristics of the IPC can be adapted to the operating requirements of specific applications; one way is to use a single PST in only one branch [3] thus reducing its cost. The trade-off, in this type of adaptation, is the loss of the independent control of the reactive power. This situation is acceptable for the interconnection of strong networks that high short-circuit levels would otherwise not allow.

Such interconnections represent the most promising application area for this type of IPC. A 225 MW demonstration prototype is planned for the fall of 1997 in the Hydro-Québec 120 kV urban subtransmission network on the island of Montréal. A preliminary design of this IPC has been described in [4] where the ratings of the main components are explained.

In order to validate the steady-state and transient performances of the IPC and to demonstrate its capabilities to potential customers, real-time models of the IPC were implemented on the simulator at the Hydro-Québec Research Institute (IREQ). The main objectives of this simulator study were to:

- demonstrate that the IPC behaves as predicted and to verify that control (start/stop) and protection strategies do not lead to unacceptable situations,
- establish the maximum stresses on the equipment for the open-circuit condition, which is the worst situation for a current-source device, and demonstrate the effectiveness of the overvoltage protection system,
- establish the sensitivity to variations in system variables such as voltage unbalances, frequency, etc.

This paper describes the simulator models implemented and reports on the simulation results for the proposed prototype.

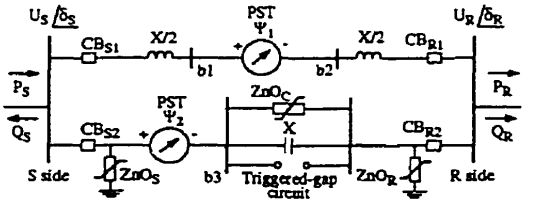


Fig. 1: Typical one-line diagram of the IPC

96 WM 119-8 PWRD
©1996 IEEE

* CITEQ (Centre d'Innovation sur le Transport d'Énergie du Québec) is a R&D company formed by Asea Brown Boveri and Hydro-Québec.

2.0 OVERVIEW OF THE IPC TECHNOLOGY

A single-line diagram of the IPC has been presented in Fig. 1. In its more general configuration, the IPC consists of two parallel reactive branches having the same reactance X at the fundamental frequency. Each branch is connected in series with a PST (Ψ_1 and Ψ_2). The transmitted power is adjusted by controlling the phase angles Ψ_1 and Ψ_2 of the two PSTs.

Equations (1) and (2) indicate that the active and reactive powers P and Q flowing through the IPC are a function of a maximum theoretical power P_{max}, the two phase angles Ψ_1, Ψ_2 and the phase angle difference δ between the two system voltages U_S and U_R applied respectively at the sending and receiving ends.

$$P_S = P_R = P_{max}\cos\left(\delta - \frac{\Psi_1+\Psi_2}{2}\right)\sin\left(\frac{\Psi_2-\Psi_1}{2}\right) \quad (1)$$

$$Q_S = Q_R = -P_{max}\sin\left(\delta - \frac{\Psi_1+\Psi_2}{2}\right)\sin\left(\frac{\Psi_2-\Psi_1}{2}\right) \quad (2)$$

where:

$$P_{max} = 2\frac{U_S U_R}{X}: \quad \text{maximum theoretical power} \quad (3)$$

$$\delta = \delta_S - \delta_R: \quad \text{phase angle across the IPC} \quad (4)$$

In practice, the rated power of the IPC is lower than the maximum theoretical power. It is limited by the maximum allowed voltages across the inductive and capacitive reactances. For the simulator demonstration, the rated power of the IPC was 200 MW.

The basic property of the IPC is explained by equation (1). It can be seen that for constant phase-shifts Ψ_1 and Ψ_2 the active power varies as cos(δ). Therefore, for a limited range of system angles, the P(δ) characteristic remains almost constant. For example, the top graph of Fig. 2 shows the P(δ) characteristic obtained with the single-PST configuration (Ψ_2=0) delivering its rated power of 200 MW at Ψ_1=-18°, for a range of δ from -20° to +2°. Over this range, the maximum deviation in active power is 1.8%.

The principle of operation of the IPC can be better understood by looking at the variations of individual powers P_1 and P_2 flowing in the inductive and capacitive branches as δ increases. When P_1 is increasing, P_2 is decreasing and vice-versa, so that the total power P_1+P_2 remains practically constant. The lower graph of Fig. 2 shows the variations of voltages across the inductive and capacitive branches. For the IPC considered, the maximum allowable voltages U_C and U_L were 0.35 pu (based on phase-to-ground voltage) corresponding to lower and upper limits of network angles δ of -20° and +2°.

3.0 SIMULATOR MODELING

3.1 IPC models

In the single-line diagram of Fig. 1, each of the two branches of the IPC has its own PST. Two configurations were developed for the simulator study: the general one with the two PSTs and another with the PST in the inductive branch only (Ψ_2=0), corresponding to the configuration of the prototype.

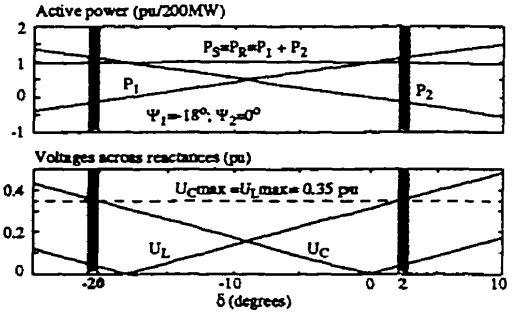


Fig. 2: Active power and voltages across series reactances as function of angle δ across the IPC

Only results obtained with the single-PST configuration are reported in this paper.

The PST models are built with «squashed delta» transformers [5] and on-load tap changers allowing to cover a -40 to +40 degrees range in steps of 2 degrees. The transformer models include leakage reactances and saturation.

The angles Ψ_1 and Ψ_2 are adjusted by means of an open loop system controlling the tap changers. This control system is implemented on two digital signal processors (DSP) and interfaced with a mimic panel displayed on a workstation (Fig. 3). The control panel allows Ψ_1 and Ψ_2 or P and Q to be changed from the mouse or keyboard. The control algorithm allows independent control of P and Q. In addition, various quantities computed in real time by the DSPs are displayed on the mimic panel.

3.2 Overvoltage protection system

As shown by the results presented in section 5.1, high voltage stresses appear across inductors and capacitors when one end of the IPC is opened. In order to limit these overvoltages and reduce the rating of equipment, metal oxide varistors (MOV) are installed at both ends of the capacitive branch (ZnO_S and ZnO_R in Fig. 1).

In addition, a protection scheme similar to the one used for line series compensation has been adopted to protect the capacitors. As shown in Fig. 1, it consists of a multicolumn MOV in parallel with a triggered gap to reduce the number of parallel columns. The gap is triggered when the energy in any phase of the three MOVs exceeds a predetermined value. Finally, four circuit breakers (two per parallel branch) are used to disconnect the IPC and clear faults.

3.3 Network model

The IPC has been tested on a 120 kV interconnection. The configuration of the simulated network is shown on Fig. 4. The network model is flexible enough to allow the variation of short-circuit levels from 400 MVA to 3000 MVA at each IPC bus, corresponding to short-circuit ratios varying between 2 and 15. The single-line diagram of Fig. 4 is also displayed on a workstation. This allows easy monitoring of voltages and power flows while controlling the IPC.

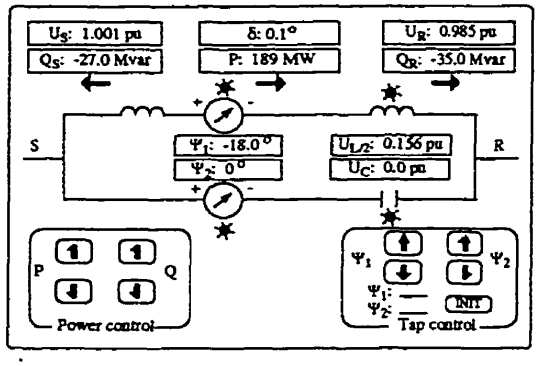


Fig. 3: IPC control panel

The test procedure comprised not only simple deterministic tests (pre-defined switching operations) to verify the IPC performance but also the execution of hundreds of random switching operations with automatic worst case selection. This random-testing technique combined with the on-line waveform processing, was used to evaluate the statistical distribution of stresses (overvoltages, overcurrents and arrester energies).

4.0 STEADY-STATE PERFORMANCE

The following series of tests were carried out to verify the steady-state and dynamic performance of the IPC:

- Variation of the network angle δ
- Variation of the sending and receiving bus voltages
- Transfer of voltage unbalance
- Variation of the network frequency
- Operation with one and two phases out of service.

4.1 P(δ) and Q(δ) characteristics

Fig. 5 shows the P(δ) and Q(δ) characteristics of a single-PST IPC (Ψ_2=0) connecting two 3000 MVA short-circuit level networks. The five curves of Fig. 5a correspond to five different reference powers ranging from -200 MW to +200 MW. Each corresponds to a given position of the tap changer in the PST which controls the angle Ψ_1 between -18 et +18°. The resolution of active power which can be achieved is imposed by the number of taps in the IPC phase-shifting transformer. For this case, the power increments is 11 MW per degree.

These characteristics are in good agreement with the theory when equations (1) and (2) take into account the leakage reactance of the PST. The leakage reactance of the PST causes a slight displacement of the P(δ) characteristic so that for Ψ_1=-18° and δ=+2°, the power transfer is 8.5% less than nominal, as compared to the 1.8% predicted by equation (1). This can easily be compensated in the final design.

The Q(δ) characteristics are shown on Fig. 5b. For a complete scan of the network angle for which the IPC is designed

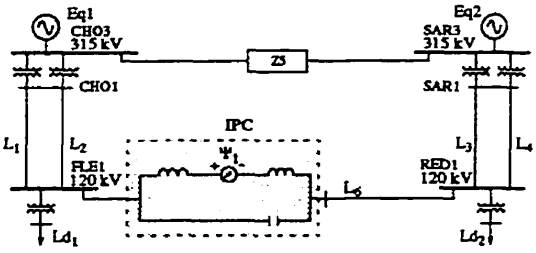


Fig. 4: Network model used on the simulator

(22 degrees), the change in reactive power on each side is approximately 70 Mvar (at maximum rating). For the strength of the networks considered (3000 MVA) the change in voltage is only 2.3%.

4.2 Variation of power as function of bus voltages

As expected from equations (1), (2) and (3), the active and reactive powers were found to be proportional to the magnitude of the system voltages.

4.3 Impact of voltage unbalance

In order to quantify the decoupling effect of the IPC between the two interconnected networks, the transfer of voltage unbalances from one end to the other was verified. A given amount of negative-sequence voltage was injected at one end and the resulting voltage unbalance V2/V1 measured at the other end. The following results were obtained:

The transmitted voltage unbalance is attenuated. The attenua-

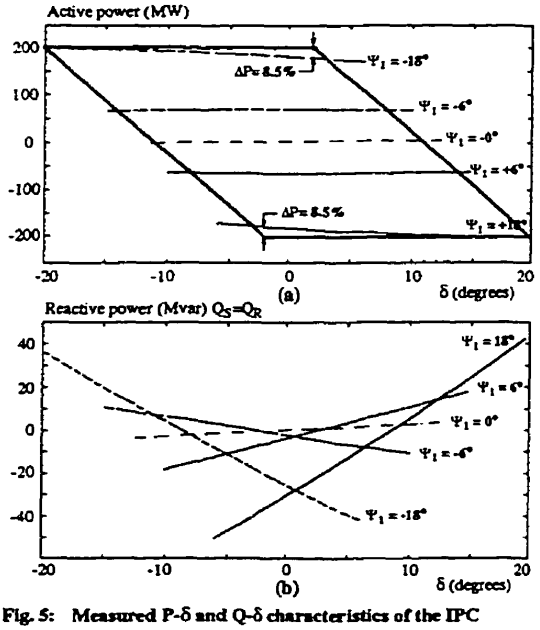


Fig. 5: Measured P-δ and Q-δ characteristics of the IPC

tion varies with the amount of power transfer and the system strength. For the strong network (3000 MVA), only 6% of the unbalance is transmitted. For the weak network (400 MVA), 44% of the original unbalance is transmitted at maximum power transfer.

4.4 Variation of power as function of system frequency

The behavior of the IPC during a fundamental frequency variation has also been studied. For these tests, the frequency of the two equivalent sources feeding the sending and receiving end networks (Fig. 4) was varied simultaneously, while keeping their phase shift constant. This scenario represents the case of an IPC located within a subtransmission network fed from a radial transmission network. Results indicated that when the reactive power is close to zero, the active power is practically independent of system frequency. The highest variations of active power occurred at maximum reactive power.

Fig. 6 illustrates the variation of active and reactive powers as frequency changes from 55 Hz to 65 Hz at a constant rate of 3Hz/s, for an IPC connected between strong networks and transmitting its rated power from R to S. As the IPC is absorbing reactive power (Q=19 Mvar at both ends), P_S and Q_S flow in reverse directions so that the magnitude of the active power decreases with frequency. The active power variation with respect to the reference value is only 6%. For weak networks (400 MVA), larger deviations in the order of 20% were observed.

4.5 Operation with one or two phases out of service

The IPC is able to operate at reduced power with one or two phases of the network out of service on one side. If the three phases on the other side remain energized, the IPC can remain in service in a degraded mode with the corresponding phases of the reactive elements disconnected. The transmitted power is then proportional to the number of phases in service. Tests performed on the simulator with the IPC at rated power have shown that disconnecting one phase of the capacitor branch reduces the power from 205 MW to 137 MW (2/3 of rated power). Opening a second phase reduces the power to 69 MW (1/3 of rated power).

5.0 TRANSIENT PERFORMANCE

The following series of tests were carried out in order to verify transient performance of the IPC:

- Opening of the IPC and of line circuit breakers
- External faults
- Internal faults
- Transformer switching at IPC terminals

5.1 IPC opening

As previously mentioned, each phase of the IPC consists of a parallel LC circuit tuned at the fundamental frequency. This parallel resonant circuit provides decoupling of the two subnetworks during perturbations. However, this topology produces high voltages with one end of the IPC open-circuited. This could result, for example, from opening of a line circuit breaker (L6 on Fig. 4). During such conditions, voltages induced by PSTs in the resulting series LC circuit generate high voltages across each reactance (Fig. 7a). The highest overvoltages are obtained at maximum power transfer when the voltage applied to this series LC circuit is maximum. Without MOVs, the prospective overvoltages would be limited only by the resistive losses in the PST and inductors.

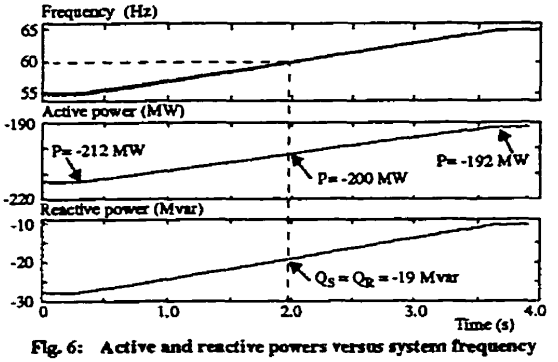


Fig. 6: Active and reactive powers versus system frequency

The diagram of Fig. 7b illustrates the various voltage and current phasors when the R side of the IPC is opened at maximum power transfer (+200 MW). High phase-to-ground overvoltages U_R appear at the receiving end. If the power transfer is reversed (Fig. 7c), the highest overvoltages appear across the capacitors and inductors. In order to limit these overvoltages, three sets of MOVs are connected phase-to-ground and across the capacitor bank as shown on Fig. 1. Depending on the direction of power and on the opening side, different MOVs will be conducting.

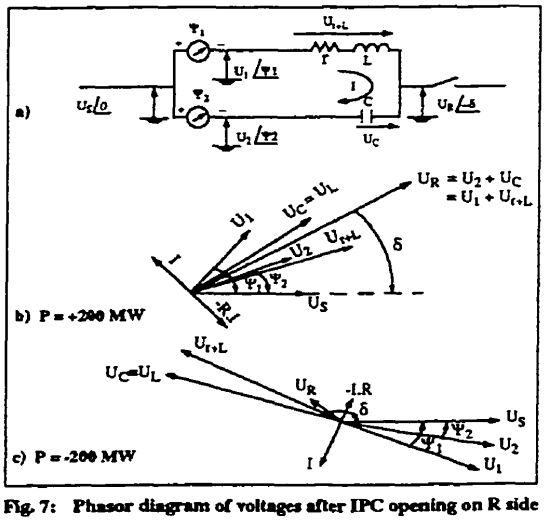


Fig. 7: Phasor diagram of voltages after IPC opening on R side

These conditions are summarized as follows: when the IPC is opened on the side of incoming power, capacitor MOVs are stressed. Otherwise, the phase-to-ground MOVs located on the opening side are stressed.

In order to limit the number of parallel columns of the MOVs, a protection circuit triggers the gap connected across the capacitor bank when the energy dissipated in any phase of the three MOVs exceeds a predetermined level. The operation of the gap detunes the LC circuit and an opening order is sent to the four circuit breakers of the IPC. For the simulator study, the energy threshold level was set at 3 MJ per phase for each of the three MOVs.

Random openings of the IPC performed on the simulator with different short-circuit levels and power transfers have shown that the MOVs and gap protection system adequately protect the IPC equipments. Fig. 8 illustrates the opening of line L6 when the IPC is transmitting -200 MW in strong network conditions. The figure shows phase A phase-to-ground voltages and currents at both ends of the IPC, the capacitor voltage and the energy dissipated in the stressed MOV (ZnO_C). The gap operates when the energy exceeds 3 MJ, three cycles after line opening and the voltage across the capacitor is limited at 1.25 pu

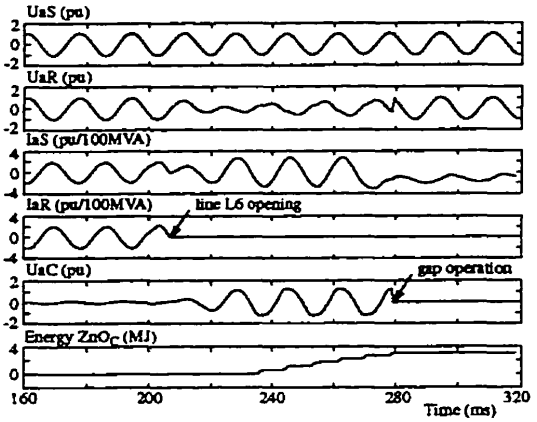


Fig. 8: Stresses on the capacitor bank after IPC opening on R side; P = -200MW

5.2 External faults

One of the main features of the IPC is its ability to limit the short-circuit currents during external faults. The advantage of using an IPC as compared with a conventional PST interconnection is demonstrated by the two tests shown on Fig. 9. For these tests, a six cycle phase-to-ground fault was applied on the S bus with short circuit levels of 3300 MVA and 3000 MVA short-circuit levels respectively at the S and R buses. The two top traces show the S and R bus voltages of the faulted phase. The fault current and the current flowing into the interconnection are superimposed on the bottom graph.

The waveforms shown on Fig. 9a are similar to those obtained with a conventional PST interconnection. The fault current reaches 76 pu /100 MVA of which the contribution of the interconnection is 28 pu. The waveforms of Fig. 9b correspond to the case of an IPC interconnection transmitting 200 MW. The contribution of the IPC to the fault current is negligible (approximately the same value as the load current), so that the fault current is reduced by 42% (44 pu instead of 76 pu). As a result of the IPC decoupling effect, the voltage on the other side of the IPC remains close to 1 pu during the fault.

The maximum MOV energy recorded during the random fault application tests (0.8 MJ) is well below the threshold level of 3 MJ. This guarantees that no gap operation will occur and that the current limiting property of the IPC is preserved during external faults.

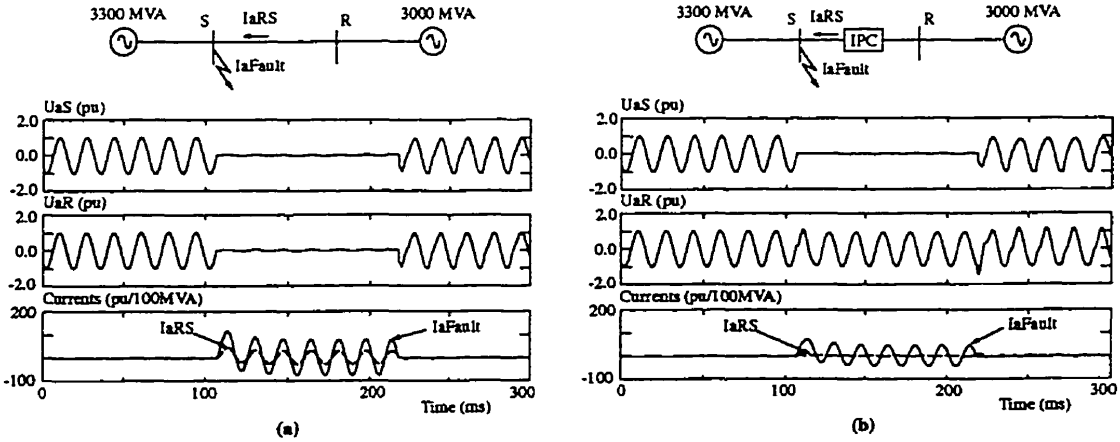


Fig. 9: Voltage and current waveforms during phase-to-ground fault at S bus

5.3 IPC current offset during external faults

For a fault applied on either IPC terminal, the total IPC current may contain a transient DC component if the fault is applied close to a voltage zero crossing. In addition, at low power transfer, this DC component can even exceed the AC component. Therefore, the zero crossings of the IPC current can be delayed by several cycles, which prevents breaker opening.

This phenomenon is illustrated on Fig. 10 for a fault applied when the voltage across the IPC inductor is close to zero and with the IPC transferring a very small amount of power. The current in the inductor contains a high DC component (4th trace). The AC component of the current in the capacitive branch (5th trace) is equal to that in the inductive branch but 180° out of phase and its DC component is zero. Therefore, the total IPC current contains only a DC component and no zero crossing is observed during the first 6 cycles following the fault (3rd trace). The longuest durations of the offset obtained during random tests performed with various types of faults and network configurations was 99 ms.

However, the operation of the IPC breakers is not delayed because the inductive and capacitive branch currents have normal zero crossings every half cycle. Thus, normal protection times can be achieved.

5.4 Internal faults

The performance of the IPC during internal faults was also verified. Random faults were applied at internal buses and cleared by random opening of the four IPC circuit breakers three to six cycles after the fault application. The parameters varied during these tests were: the network configuration and short circuit level (300 MVA to 3000 MVA), the fault location (buses b1, b2 and b3 of Fig. 1), the type of fault (phase-to-ground, phase-to-phase) and the IPC power transfer (-200 MW, 0 MW and +200 MW). Bus voltages, energies dissipated in the MOVs as well as transient recovery voltages (TRV) across the IPC circuit breakers were recorded and statistically analysed.

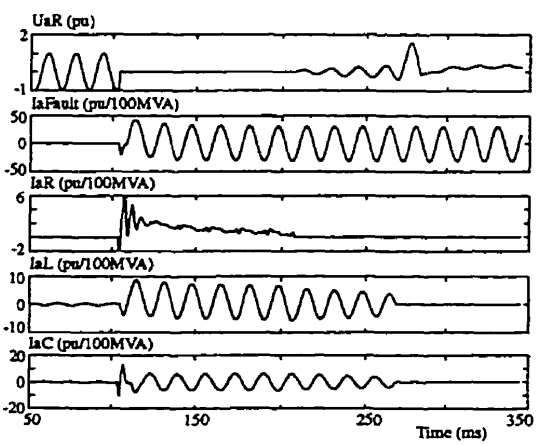


Fig. 10: IPC current offset; phase-to-ground fault at S bus P= 0MW

The tests have shown that the MOVs protecting the capacitors can conduct during faults, but the energy is low as compared with IPC opening. The maximum energy recorded in the MOVs (0.9 MJ) occurs at fault application. As for external faults, this low energy level preserves the current limiting property of the IPC during internal faults. With the PST of the inductive branch protected by metal oxide arresters (not shown on Fig. 1) having a MCOV of 86 kV (2.2 pu), the maximum TRV across the IPC circuit breakers is 3.1 pu. This should cause no problem for breaker selection.

5.5 Harmonic performance

For normal operating conditions, with system voltages below the saturation level of PSTs, no harmonics are generated by the IPC because it is constructed from passive elements.

The transfer of externally generated harmonics through the IPC was evaluated by energizing a 100 MVA transformer at the sending end bus (FLE1 120 kV in Fig. 4). In order to maximize the harmonic content, the tests were performed on a weak network (300 MVA) tuned at the third harmonic at the switching bus, as shown on the impedance versus frequency curve of Fig. 11. The harmonic voltages generated at the switching bus and transferred to the receiving end were measured. Worst cases were found by random switching.

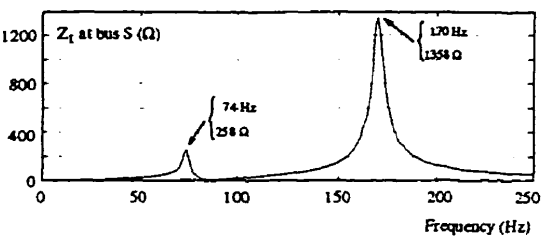


Fig. 11: Positive-sequence network impedance vs frequency

The waveforms obtained at the sending and receiving ends with the IPC transferring 200 MW are presented on Fig. 12a and 12b. The switching condition corresponds to highest 3rd harmonic content of transformer inrush current obtained from 100 random switchings. The 2nd and 3rd harmonic content of phase A voltages measured on S and R sides are presented on the last two traces. As the network is tuned at 3rd harmonic, highest harmonic content is also observed at 3rd harmonic (22%). The harmonics generated at one end are transmitted almost completely to the other end but without amplification. This behavior results from the impedance of the parallel LC tuned circuit of the IPC: as frequency increases, the IPC impedance decreases and tends to behave like a short circuit.

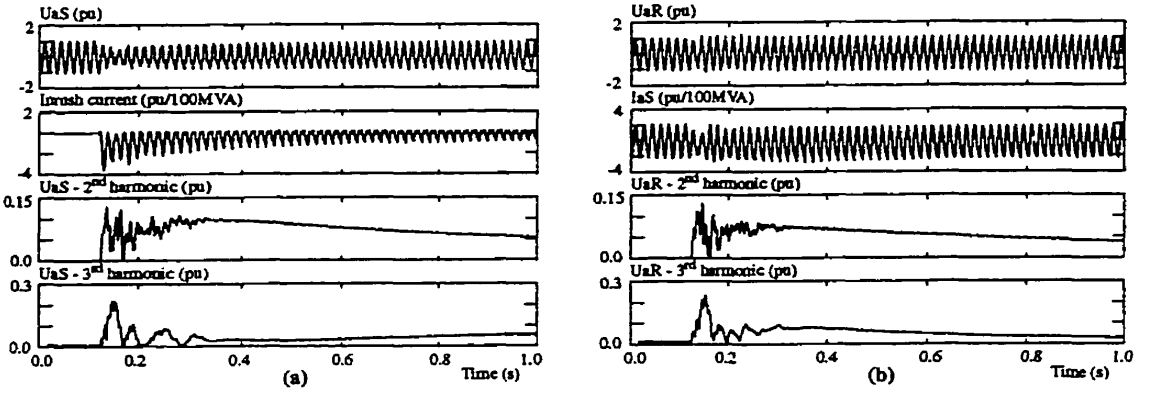


Fig. 12: Harmonic content of voltages at S and R buses when energizing a 100 MVA transformer at S bus

6.0 CONCLUSIONS

The results of the simulator study confirm the basic attributes of the IPC. They show that the IPC:

- is a robust power flow controller with inherent power-angle characteristics insensitive to changes in the network
- does not contribute to increasing short-circuit levels
- decouples the voltages on both sides thus reducing the impact of faults on interconnected networks
- does not generate harmonics.

The simulator results also confirm the expected steady state and transient behavior of the IPC by showing:

- the low impact of PST leakage reactances on the basic power characteristics
- the low sensitivity to variations in system frequency
- that the active and reactive power are proportional to the magnitude of the two terminal voltages
- that negative-sequence voltage unbalances are attenuated when transferred through the IPC; the stronger the network, the stronger the attenuation. Therefore, in a strong system, the IPC can be operated with one or two phases open on one side, provided that all three phases of the PST remain energized on the other side
- that externally generated harmonics are transferred without amplification
- that the IPC does not contribute more than its initial load current to a fault.

Because of the possibility of performing random tests, the simulator proved to be a useful tool in assessing the maximum stresses on components. The results confirm that the IPC can be built from conventional equipment and that:

- the maximum voltage stresses occur during open-circuit conditions. The proposed overvoltage protection system using metal-oxide varistors and triggered gaps can protect the IPC equipment adequately during such conditions
- the energy dissipated in the MOVs during external faults is well below the gap-firing treshold so that the IPC maintains its decoupling properties for all external faults
- the delayed zero-crossings in the IPC currents for some external fault conditions cause no difficulties as the IPC breaker currents have normal zero crossings every half cycle.

The simulator model proved to be a valuable small-scale version of the demonstration prototype. For other IPC installations in different network environments, additional simulator studies may be required to help finalize the design of protection systems, preferably with the real relays interfaced to the simulator.

7.0 ACKNOWLEDGMENTS

The authors gratefully acknowledge all participants for their collaboration throughout the course of this study. Special recognition is given to Frédéric Giguère and Éric Allard for the preparation of the simulator models and their help during the study, Julie Lambert for the design of the IPC interface and Jean Lemay for the design of the phase-shifting transformer models. The authors also acknowledge the management support of Michel Toupin, responsible for control system studies (IREQ) and Jean-Guy Pineault president of CITEQ.

8.0 REFERENCES

[1] J. Brochu, P. Pelletier, F. Beauregard, G. Morin, «The Interphase Power Controller: A New Concept for Managing Power Flow Within AC Networks», IEEE Transactions PWRD Vol. 9, No. 2, April 1994, pp 833-841.

[2] F. Beauregard, J. Brochu, G. Morin, P. Pelletier, «Interphase Power Controller with Voltage Injection», IEEE Transactions PWRD Vol. 9, No. 4, October 1994, pp 1956-1962.

[3] J. Brochu, F. Beauregard, G. Morin, P. Pelletier, «Interphase Power Controller Adapted to the Operating Conditions of Networks», IEEE Transactions PWRD Vol. 10, No. 2, April 1995, pp 961-969.

[4] K. Habashi, F. Beauregard, J. Brochu, J. Lemay, G. Morin, P. Pelletier, «Interphase Power Controller - A New Device for the Steady State Flow Management in AC Networks», Canadian Electrical Association, Electrical Apparatus Section, Toronto, March 1994.

[5] J. MacDonald «Present Phase-Angle Regulating Transformer Technology» IEEE Special Publication: Current Activity in Flexibal AC Transmission Systems, 92 TH 0465-5 PWR, April 1992.

9.0 BIOGRAPHIES

Gilbert Sybille obtained his B.A.Sc. degree in France (1970) and his M.A.Sc. degree in Electrical Engineering from Université Laval (Québec) in 1978. He joined the *Institut de recherche d'Hydro-Québec* (IREQ) in 1978 as a research engineer. He has been project leader in several simulator studies related to insulation coordination and control systems. He has also developed various models and software programs for the IREQ's real-time power system simulator. He is the author of several publications in national and international journals, related to static var compensators and power system studies. He is also active in IEEE and CIGRE working groups on temporary overvoltages.

Yassine Haj-Maharsi graduated from the Université du Québec à Trois-Rivières where he received the B.A.Sc. degree in Electrical Engineering in 1987, and the M.A.Sc. degree in Power Systems in 1990. Since then, he has been with IREQ. He is interested in the design of controls for static var compensator and HVDC converters.

Gaston Morin received his B.A.Sc. degree in Electrical Engineering from Université de Sherbrooke in 1978 and his M.A.Sc. degree in Power System Transients from Montreal's École Polytechnique in 1983. He has been with Hydro-Québec Power System Operation Department from 1978 to 1991. Since then, he joined the CITEQ team as a researcher. He is interested in harmonics, DC systems and power system transients. He is a member of several IEEE working groups.

François Beauregard received his B.A.Sc. and M.A.Sc. degrees in electrical engineering from Montréal's École Polytechnique in 1984 and 1987 respectively. He joined Hydro-Québec in 1986, and began working as a researcher at the utility's research institute (IREQ) in the fields of telephone interference related to HVDC converters and motor drive modeling. In 1990 he joined CITEQ, where he is currently involved in control systems and network modeling.

Jacques Brochu received his B.A.Sc. and M.A.Sc. degrees in electrical engineering from Université Laval in 1981 and 1986 respectively. From 1981 to 1983, he was production engineer for Canadian General Electric. He has been with the electrical apparatus department at Hydro-Québec's research institute (IREQ) since 1985. His research has mainly revolved around transistorized drives, induction heating inverters and power flow control devices for power systems.I n 1990, he joined CITEQ where he is currently involved in main circuit development and network studies.

Jacques Lemay received his B.A.Sc. degree from École Polytechnique of Montréal, a M.A.Sc. degree from University of Sherbrooke and a Ph.D from McGill University. He was the technical coordinator for the Québec/New England multiterminal DC system and for the transmission planning sector of the Hydro-Québec R&D program. He is responsible for application studies of the Interphase Power Controller at CITEQ. He is active in CIGRE and IEEE committees dealing with FACTS, HVDC and interactions between AC and DC systems.

Pierre Pelletier received his B.A.Sc. degree in electrical engineering from Université de Sherbrooke in 1969. He joined Hydro-Québec's system testing department in 1969 where he was involved with the analysis of 735-kV transmission system performances and testing of SVCs and HVDC interconnections. He holds Canadian and U.S. patents on the interconnection of synchronous and asynchronous AC networks. He joined CITEQ in October 1990 as Project Leader for the development of a new power flow control device for power systems.

ANNEXE F

APPLICATION OF THE INTERPHASE POWER CONTROLLER TECHNOLOGY FOR TRANSMISSION LINE POWER FLOW CONTROL

BROCHU, J., BEAUREGARD, F., LEMAY, J., MORIN, G., PELLETIER, P. et THALLAM, R. S. (1996). Application of the interphase power controller technology for transmission line power flow control. IEEE, No 96 SM 453-1 PWRD.

Application of the Interphase Power Controller Technology for Transmission Line Power Flow Control

J. Brochu Member, F. Beauregard Member, J. Lemay Senior Member, G. Morin Member, P. Pelletier Member

CITEQ*, Varennes, Québec, Canada

R. S. Thallam Senior Member

Salt River Project, Phoenix, Arizona, USA

Abstract — **This paper presents an application of the IPC technology for controlling power flows while maintaining the natural synchronizing capacity of transmission lines. The benefits for transmission systems are a substantial increase in steady-state transmission capability, lower losses and voltage support. An example based on the 500 kV Mead-Phoenix Project demonstrates the effectiveness of the IPC solution: the addition of a 370 Mvar capacitor in parallel with the two 500 kV phase-shifting transformers increases their maximum capability from 1300 to 1910 MW. The concepts presented are the results of the first phase of work leading to the development of an IPC using power electronics.**

I. INTRODUCTION

The Interphase Power Controller (IPC) technology includes devices characterized by two reactive branches in each phase, one inductive and one capacitive, subjected to separately phase-shifted voltages as shown in Fig. 1-a. It is a versatile technology where the four basic parameters (two impedances and two phase shifts) can be set at the design stage to create different IPC topologies, each with specific characteristics.

The IPCs described in previous publications [1-4] were current-limiting and voltage-decoupling devices based on high impedance values or impedances of the same magnitude in each branch. It has been shown that the generic IPC can be adapted to its operating environment, while maintaining its decoupling characteristics, by the proper selection of the phase shifts.

However, the objective here is to control power flows and preserve the synchronizing capacity of the line in series with the new IPC. This is achieved by adapting the IPC parameters in the following manner, as illustrated in Fig. 1-b:

- the large inductor L is removed and the impedance of the inductive branch is the leakage impedance L_t of the phase shifting transformer (PST);
- there is no phase shift in the capacitive branch.

This new IPC configuration can be used either to increase the capabilities of existing PST installations or to achieve a desired maximum steady-state power level with a smaller PST. This IPC configuration will lend itself naturally to the addition of power electronics, in either branch, for providing dynamic control capabilities.

Following the explanation of its operation principle, the paper presents an application example using the 500 kV Mead-Phoenix Project (MPP). Other examples are also discussed to demonstrate the general applicability of the technology.

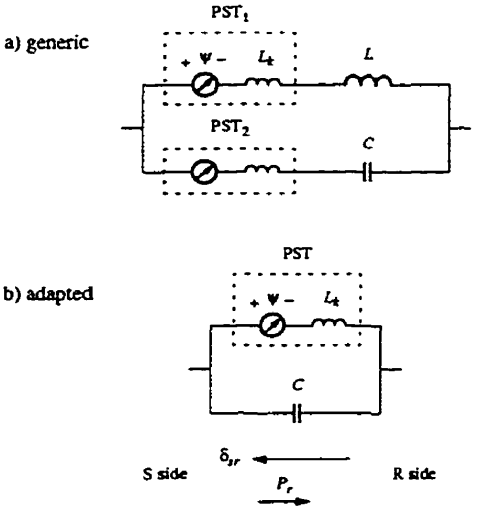


Fig. 1. Adaptation of the generic IPC to transmission line power flow control.

96 SM 453-1 PWRD
©1996 IEEE

* CITEQ (Centre d'Innovation sur le Transport d'Énergie du Québec) is a R&D company formed by Asea Brown Boveri and Hydro-Québec.
1501 boulevard Lionel-Boulet, Varennes, Qc, Canada J3X 1P9

II. CONTROL OF TRANSMISSION LINE POWER FLOW WITH THE IPC

A. Power Characteristics

The power characteristic of the IPC is given by the heavy line in Fig. 2; it is the result of the addition of the individual characteristics of the two branches. These characteristics are plotted as a function of the phase angle δ_{sr} across the IPC terminals.

The capacitive impedance is larger than the PST leakage impedance so that the characteristic is dominated by the PST. As shown in the region of interest of the power characteristic, a given position of the tap changer with angle ψ produces an effective phase shift ψ' of larger magnitude. Thus the addition of the capacitor widens the control range of the PST.

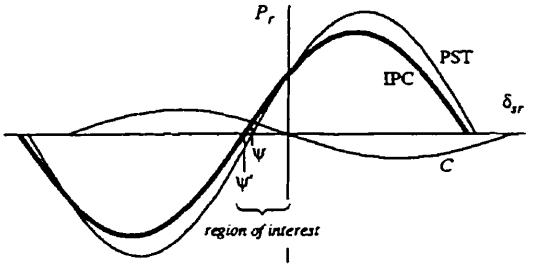


Fig. 2. IPC power characteristic as a function of the phase angle δ_{sr} across its terminals.

B. Working Area and Power Flow Control

The simplified network representation of Fig. 3 is used to illustrate the power flow control capability of the IPC installed at the sending end of a transmission line. The IPC and the line are connected to infinite busses of the AC network. The parameters of the Mead-Phoenix Project [5] are used here for illustration of the basic concepts.

The 500 kV transmission line is 391 km long, 70% series, and 70% shunt compensated. The PST is of the Mersereau type (two-tank wye-wye excitation, wye-delta series) and is rated at 1300 MVA. Its series and excitation transformers exhibit a 15.9% impedance. The PST can vary the internal angle ψ between ±25° which causes a variation of X_{Lt} between 0.006 to 0.012 pu on a 100 MVA basis. The line has a net series reactance X_L of 0.034 pu.

The results presented in Fig. 4 compare the capabilities of the IPC to those of the PST alone.

In this figure, the capabilities of the PST and of the IPC are plotted as a function of δ_{sr} instead of the network angle δ as normally done. This approach is proposed for power flow controller design studies for the following reasons:

- in the P-δ_{sr} plane, apparatus and network limits can be approximated by straight lines whose slopes are almost constant and easy to calculate;
- comprehension of the device developed as function of δ_{sr} can readily be used in real network since δ_{sr}, imposed by the power flow controller, is easy to vary while δ variations may be cumbersome to obtain.

The following description of power flow control by the PST illustrates how to interpret the P-δ_{sr} plane.

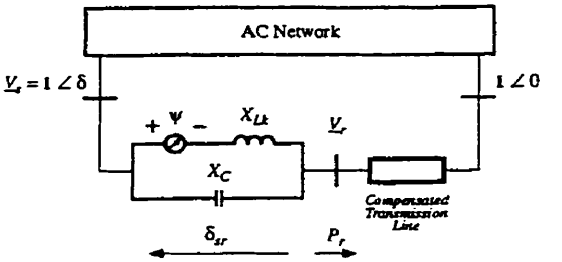


Fig. 3. Simplified network used to illustrate IPC power flow control.

C. Power Flow Control with a PST

The solid lines in Fig. 4-a show the P-δ_{sr} working area of the PST. This working area is delimited by three factors:

- the extreme dispatch conditions represented by lines of slope $-1/X_L$ intersecting the horizontal axis at values of δ_{min} and δ_{max} set arbitrarily here at ±20°;
- the maximum phase shift of the PST represented by lines of slope $1/X_{Lt}$ intersecting the horizontal axis at values of ψ_{min} and ψ_{max} set at ±25°;
- the maximum rating of the PST (1300 MVA).

If the PST rating is not a limit, the working area is given by the dotted lines.

The intersection of the thin lines inside the working area illustrate the operating point of the PST and the network for $\psi = -14°$ and $\delta = 10°$. When $\delta_{sr} = 0°$, the transmission line carries its natural power flow.

Having established the maxima of a device and of the network, all the steady-state operating points are necessarily inside the working area and the steady-state ratings of the power flow control device can be calculated from the P-δ_{sr} graph.

D. Power Flow Control with the IPC

Fig. 4-b shows the working area of the IPC resulting from the addition of a –0.05 pu capacitor in parallel with the PST. With the capacitor, the current in the PST is equal to the difference between the line current and the capacitor current. Hence,

the capacitor can be selected in order that the current limit of the PST is never exceeded. In this condition, the action of the capacitor is equivalent to removing the current limit imposed by the PST.

The power characteristic of this capacitor is given by the dotted line. As indicated by the arrows, its impedance has been selected so that the power flow in the capacitor is equal to the difference between the network limit and the capability of the PST at its maximum tap position. In this IPC, it is only at maximum power flow, around 2000 MW, that the PST windings will be carrying their rated current.

The shaded zones show the increase in power flow control capability of the IPC over those of the PST working alone. Besides removing the current limit imposed by the PST, the capacitor also increases the effective phase-angle control range as per Fig. 2. For a network angle $\delta = 0°$, the PST alone would need a tap changer setting of $-32°$ to force the same power flow as the IPC set at $-25°$.

As can be calculated from Fig. 4-b, the addition of the capacitor causes a 10% reduction in the synchronizing coefficient $\Delta P_r/\Delta\delta$ of the line from 38.4 MW/degree with the PST to 34.6 MW/degree with the IPC.

E. Reduction of the Losses

The shaded zones of Fig. 4-c delimit the power flow condition where the capacitor *C* should be in service. Inside these zones the capacitor always provides a reduction of the losses as compared to those of the PST alone, for the same power flow.

Depending on the operating point of the IPC, the power flow in the capacitor *C* and in the PST can be in the same direction or of opposite direction. Same direction power flow is ideal since the two branches are working together. This occurs for a power flow above the dotted line. A small opposite power flow in the PST can still be attractive if the capacitor is carrying the major part of the line current. This happens between the dotted line and line *a-b*.

Below the dotted line, the reverse current in the PST can increase up to the point where a given power flow is obtained with the same losses, whether the PST is used alone or with the capacitor. Beyond this point, represented by the boundary *a-b*, it is better to disconnect the capacitor to minimize the losses.

The closer the operating point is to the dotted lines, the smaller will be the losses since the capacitor is then carrying most of the line current.

F. Capacitor switching

The transition between the IPC and the PST modes of operation can be done either when $\delta_{sr} = 0°$ (no voltage across the capacitor) or when the power flow is low. In either case, the switching can be done without any significant transient in the network.

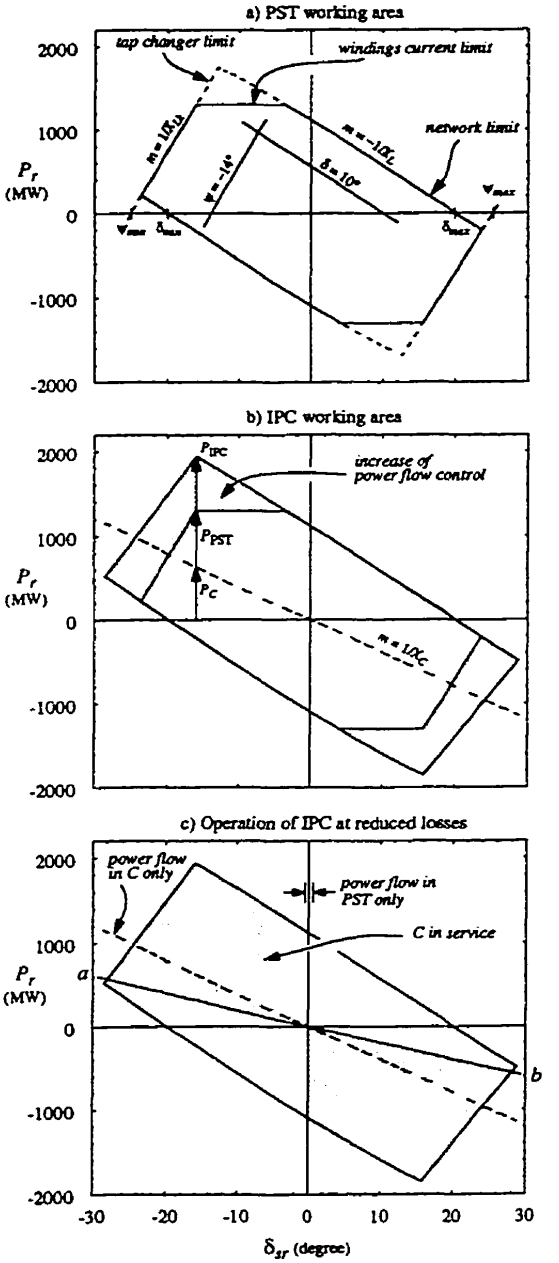


Fig. 4. Power flow control and loss reduction capabilities of the IPC compared to the PST.

III. APPLICATION EXAMPLE: THE 500 kV MEAD PHOENIX PROJECT

A. Background

The Mead-Phoenix Project (MPP) is part of the transmission system between Arizona and California [5-7]. Some of the design considerations of the MPP are quite unique. The most significant is the application of two parallel 500 kV phase shifting transformers rated 650 MVA each. The PSTs are installed at the sending end of the line, in the Perkins substation which is the SRP extension to the Westwing substation near Phoenix.

The 500 kV line is series compensated (70%) to increase its transfer capability. The PSTs are necessary for the dispatch condition when the phase angle across the line is small and the power flow is restricted despite the high level of series compensation. Without the PSTs, the maximum capability of the line is limited to about 800 MW. The steady-state loading of the line is limited to 1300 MW by the PSTs.

B. Operating conditions

The steady-state capabilities presented in Fig. 5 cover the expected range of dispatch conditions as well as the most significant contingencies on the 500 kV network. These results obtained with the complete load flow data base differ only slightly from those of Fig. 4. In the real situation, δ remains between $-2°$ and $19°$ and the line is operated at 525 kV.

The following paragraphs provide a discussion and evaluation of the impact of the addition of the capacitor on system aspects. Section *D* covers the equipment design aspects.

C. System aspects

1) Increase in transmission capacity: As shown in Fig. 5, the maximum increase in transmission capability is of the order of 610 MW. This is possible in winter when the network angle δ across the line is large. On the other hand, if the network angle is small, the power transfer capability is limited by the maximum tap changer position. In this case, the increase in capability is due to the extension of the angle range. For all operating conditions, the increase is at least 210 MW.

2) Loss reduction: The line labeled *with C* in Fig. 5 corresponds to the lower limit of the area with reduced losses in Fig 4-c. It can be concluded from Fig. 5 that the capacitor can be maintained in service for all positive power flows located on the left-hand side of the P_r-δ_{sr} plane. Fig. 5 shows that a capability increase and loss reduction are also possible for reverse power flows.

The loss reduction varies with the operation point of the IPC. For a given power level, the higher the phase angle δ_{sr} across the IPC, the higher the current in the capacitor and, therefore, the higher the loss reduction. At 1000 MW, the reduction in losses varies between 0 and 1.3 MW. It is 0.9 MW at $\delta = 5°$ near the center of the working area.

3) Voltage support: Fig. 6 shows variations in the source-side and in the line-side voltages, with and without the capacitor. The two sets of curves are drawn for a network angle δ of $5°$ and show the voltages as a function of the phase angle δ_{sr} across the two power flow controllers. This angle range reflects a change in power flow between -1000 MW ($\delta_{sr} = 24°$) and 1500 MW ($\delta_{sr} = -21°$). The results demonstrate the voltage support provided by the capacitor in parallel with the two PSTs.

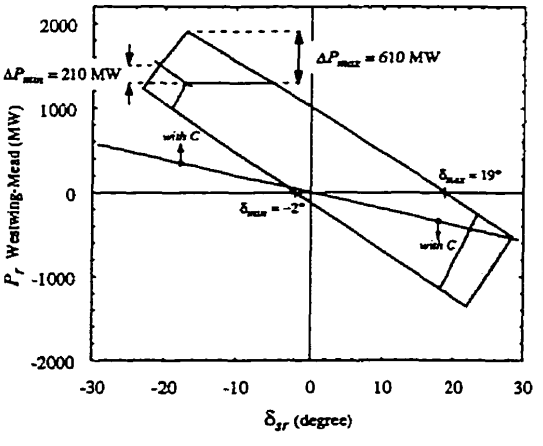


Fig. 5. Increase in the working area provided by an IPC at Westwing.

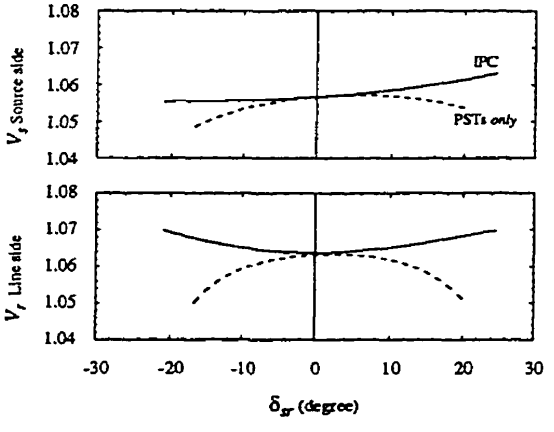


Fig. 6. Voltages at the Westwing substation before and after conversion of the existing PSTs into an IPC.

This voltage support action of the capacitor is similar to that of conventional series compensation except that, here, the phase angle across the capacitor is controlled by the PSTs, not the current flowing through it.

4) Dynamic stability: The dynamic behavior of the transmission system in the southwestern states of California, Nevada, and Arizona has been documented for the integration of the Mead-Phoenix and the Mead-Adelanto projects [7]. Dynamic voltage support is required in the form of two 388 Mvars SVCs equipped with supplementary modulation controllers to provide damping of the 0.7 Hz mode between Arizona and California.

The conversion of the PSTs into an IPC results in a slight increase of the impedance (0.012 pu PSTs and –0.05 pu capacitor have a net impedance of 0.016 pu). This increase can have an impact on a system that is marginally stable.

This is evaluated by the two graphs of Fig. 7 which compare stability results with the PSTs alone and with the IPC included. In the benchmark case, the flow in the line is 1300 MW and the internal angle of the PSTs is 13 degrees. This marginally stable case is considered as the stability limit.

With the IPC, the internal angle of the PSTs is reduced to 12 degrees, the power flow in each PST is 533.5 MW, and the flow through the capacitor is 248 MW, for a total line flow of 1315 MW. The response to the same perturbation is slightly unstable, with no sign of stabilization at the 5th oscillation cycle.

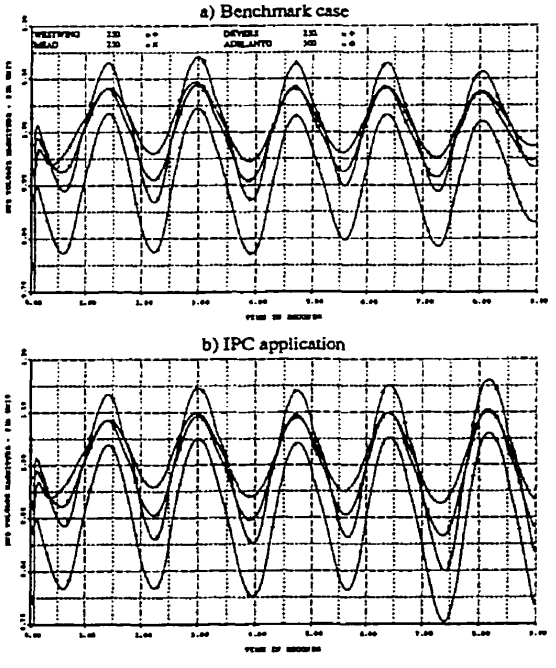


Fig. 7. Dynamic stability comparison with the MPP at 1300 MW

These results show a small reduction in the synchronizing coefficient of the line due to the addition of the IPC which may have to be compensated by other means. In this case, an increase in SVC size at Market Place by about 25 MVA is required to bring the stability limit equal to the base case.

5) Subsynchronous resonance: The concept of subsynchronous resonance is associated with the addition of series capacitors. In the case of the addition of the capacitor in parallel with the PSTs, a new supersynchronous oscillatory mode is introduced corresponding to the resonance of the capacitor with the leakage inductance of the PSTs.

Fig. 8 shows the variation in the frequency of this new mode, with the two PSTs in service, as a function of the variation in tap changer position, which causes a change in the value of the leakage inductance. As shown by Fig. 8, the mode remains above 125 Hz for all positions of tap changer. With only one PST the frequency of the mode remains above 99 Hz. With no PST in service, the 70% series compensation of the line combined with the IPC capacitor provide 170% series compensation which is not an acceptable mode of operation. Fig. 8 also shows that the dominant SSR mode due to the existing series compensation in the line is not affected by the change of PST internal angle.

Therefore, the conversion of the PSTs into an IPC does not affect the SSR performance of the system.

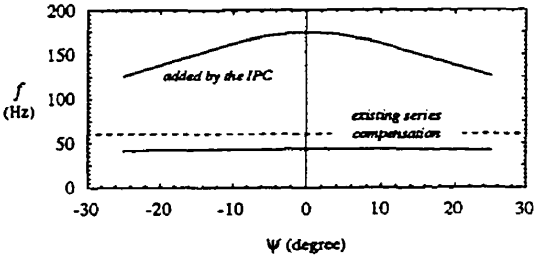


Fig. 8. Modes of oscillation influenced by the phase shift ψ.

6) Voltage transients on the PSTs: Because the PSTs of the Mead-Phoenix Project are the first application of the PST technology at 500 kV, extensive EMTP studies were carried out prior to specification [5] and during the design stage [6]. The first set of studies identified the types of disturbances and switching operations that could affect the insulation level of the PSTs. The second set of simulations concentrated on the internal resonance frequencies and amplification factors for the worst cases identified in the pre-specification studies. These studies concluded that high frequency transients in the range of

10 kHz to 100 kHz have to be ascertained for the final design of such large PSTs.

Although these aspects have not been investigated yet in the course of the present study, it is expected that, when in service, the capacitor in parallel with the PSTs will provide a shunting effect thus decreasing the internal insulation stresses.

7) Short-circuit levels: Unlike conventional series compensation, the addition of the capacitive impedance in parallel with an inductive impedance leads to an increase in the overall impedance. Thus the contribution to a fault from the IPC is smaller than from the PSTs alone. This is confirmed by short-circuit studies which show a reduction of between 2 and 10% depending on the tap position of the PSTs.

D. Equipment design aspects

1) Rating of the capacitor: As explained in the previous section, the capacitor impedance has been selected to yield the maximum transmission capability increase at maximum network angle. At δ_{max}, the steady-state rating of the PSTs is fully utilized but never exceeded.

As shown in Fig. 5, the capacitor current will be maximum at maximum tap-changer position ($\psi_{max} = -25°$) and minimum network angle ($\delta_{min} = -2°$). The phase angle δ_{tr} applied across the capacitor is then $-23.2°$ which results in a capacitor voltage of 124.4 kV. Hence, the 125 Ω capacitor rating is 370 Mvars.

2) Overvoltage protection: When the two PSTs are in service the leakage impedance L_t is always smaller than the capacitor impedance by a factor 4 or more. Although tuned above the second harmonic, this parallel circuit can still create a fundamental frequency overvoltage upon opening of one of its terminals. Such voltage increase can be seen by the network if the opening is on the substation side and the IPC remains connected to the line. However, this type of phenomenon has already been addressed for the previously documented IPC which is tuned to the fundamental frequency and exhibits much higher overvoltages. TNA studies [4] confirm that phase-to-ground metal oxide varistors provide efficient control of these temporary overvoltages.

E. Cost-benefit evaluation

Based on the project cost of the 500 kV line series compensation, the cost of the capacitor in parallel with the PSTs is estimated at 12$/kvar which gives $4.4 M for the 370 Mvar bank. Hence, the incremental cost of the 610 MW power flow increase is 7.2$/kW as compared to the estimated 15 $/kVA unit cost of the PSTs.

Assuming a 1000 MW power transfer and a network angle of 5° as the average operating condition, loss reduction with the IPC will be 0.9 MW. Using typical loss evaluation value of $2500 per kW, savings with the IPC application will be $2.25 M.

IV. DISCUSSION

The application of the IPC technology for the control of transmission line power flow can be used to retrofit and uprate existing installations, as shown in the example above. The technology can also be used to design new installations for similar applications. A wider selection of criteria is then available for rating not only the capacitor but also the PST.

For example, had the IPC technology been available at the time the Mead-Phoenix Project was designed, the same 1300 MW maximum flow could have been achieved with a smaller PST and/or with a lesser amount of series compensation.

Existing methods to increase power flow capability of the Mead-Phoenix line beyond the 1300 MW are technically constrained and limited. The IPC technology offers an attractive alternative. The power flow capability can be increased to 1910 MW with a reasonable size of capacitor.

Based on a brief review of the application of PSTs in the WSCC system (the power system in western United States and Canada), two other examples can be used to illustrate the capabilities of the IPC solution in different operating environments:

- the 400 MVA, 230 kV PST at the BC Hydro Nelway substation is used to control loop flows in the interconnection with the Northwestern US system. Because of the large amount of nearby generation on each side of the PST, the range between the maximum and the minimum network limits is of the order of ±20°. At δ_{max}, the capability of the interconnection can be more than doubled by the addition of a capacitor selected to prevent overloading the PST;
- the 500 MVA, 230 kV PST at the Liberty substation is in series with the 345 kV line operated in parallel with the 500 kV Mead-Phoenix line. Its working area is normally well below the PST current rating, so that the limiting factor is the maximum tap position. The addition of the proper capacitor, in this case, increases the effective angle range of the PST, resulting in a transmission capability increase of the order of 100 MW.

These examples demonstrate the general applicability of the IPC technology.

V. FUTURE IPC DEVELOPMENTS

The concepts presented here result from the first phase of work leading to the development of an IPC using power electronics either in the form of thyristor controlled phase shifting transformer in the inductive branch or thyristor switched series compensation in the capacitive branch. Such electronic modules would add control capabilities to a power flow controller that has already maximized steady-state capabilities efficiently using passive components. A bang-bang type of control would be well adapted to the technology and is expected to be sufficient for a large number of dynamic stability applications.

VI. CONCLUSION

The paper presents the application of the Interphase Power Controller (IPC) technology for controlling power flows in transmission lines and interconnections where the inherent synchronizing capacity must be preserved.

The IPC application described here consists of a fixed capacitor in parallel with a conventional phase shifting transformer. When applied to an existing PST installation, the IPC solution provides enhancements in terms of increased steady-state capabilities, lower losses and additional voltage support. For a new installation, the desired power level can be achieved with a smaller PST, at lower initial and operating costs than with PST alone.

The capacitor does not create subsynchronous resonance modes nor does it affect existing modes due to adjacent series-compensated lines.

The paper gives an example based on the 500 kV Mead-Phoenix Project whose maximum steady-state transmission capability can be increased from 1300 MW to 1910 MW by adding a 370 MVAR capacitor bank in parallel with the two PSTs thus forming an IPC. The minimum increase for all operating conditions is 210 MW. At 1000 MW, the reduction in losses varies between 0 and 1.3 MW depending on the operating condition.

Two other possible applications in the WSCC system are briefly discussed to demonstrate the versatility of the IPC application in overcoming the limitations caused by either current rating or phase-angle rating of existing PSTs.

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors would like to convey their thanks to Mr Jim Hsu and Mr Joe Giles of Salt River Project for the system stability evaluation and to Mr. Faouzi Tourkhani of Laval University for his support in using his eigenvalues program.

REFERENCES

[1] J. Brochu, P. Pelletier, F. Beauregard, and G. Morin, "The interphase power controller, a new concept for managing power flow within AC networks", IEEE Transactions PWRD vol. 9, no. 2, April 1994, pp. 833-841.

[2] F. Beauregard, J. Brochu, G. Morin, and P. Pelletier, "Interphase power controller with voltage injection", IEEE Transactions PWRD vol. 9, no. 4, October 1994, pp. 1956-1962.

[3] J. Brochu, F. Beauregard, G. Morin, and P. Pelletier, "Interphase power controller adapted to the operating conditions of networks", IEEE Transactions PWRD vol. 10, no. 2, April 1995, pp. 961-969.

[4] G. Sybille, Y. Haj-Maharsi, G. Morin, F. Beauregard, J. Brochu, J. Lemay, and P. Pelletier, "Simulator demonstration of the interphase power controller technology", IEEE/PES 1996 Winter Meeting.

[5] R. S. Thallam, T. G. Lundquist, D. W. Gerlach, S. R. Atmuri, and D. A. Selin, "Design studies for the Mead-Phoenix 500kV ac transmission project", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 10, no. 4, October 1995, pp. 1862-74.

[6] R. S. Thallam, D. W. Gerlach, T. G. Lundquist, and S. R. Atmuri, "Modeling Mead-Phoenix 500 kV phase shifting transformer in EMTP studies", Proceedings of the International Conference on Power Systems Transients'95, 95IPST112-25, pp. 377-381, Lisbon, Portugal, September 1995.

[7] R. L. Lee, M. J. Beshir, A. T. Finley, D. R. Hayes, J. C. Hsu, H. R. Peterson, G. L. DeShazo, and D. W. Gerlach, "Application of static VAR compensators for the dynamic performance of the Mead-Adelanto and Mead-Phoenix transmission projects", IEEE T&D Conference, Chicago, April 1994.

BIOGRAPHIES

Jacques Brochu (M'86) obtained his B.A.Sc. and M.A.Sc. degrees in electrical engineering from Université Laval of Québec in 1981 and 1986 respectively. From 1981 to 1983, he was production engineer for Canadian General Electric. He has been with the electrical apparatus department at Hydro-Québec's research institute (IREQ) since 1985. His research has mainly revolved around transistorized drives, induction heating inverters and power flow control devices for power systems. In 1990, he joined CITEQ where he is currently involved in main circuit development and network studies.

François Beauregard (S'83,M'86) received his B.A.Sc. and M.A.Sc. degrees in electrical engineering from Montréal's École Polytechnique in 1984 and 1987 respectively. He joined Hydro-Québec in 1986, and began working as a researcher at the utility's research institute (IREQ) in the fields of telephone interference related to HVDC converters and motor drive modeling. In 1990 he joined CITEQ, where he is currently involved in control systems and network modeling.

Jacques Lemay (M'67, SM'90) is technical coordinator responsible for application studies of the Interphase Power Controller under development at CITEQ. Before his transfer to CITEQ, he was with the Transmission Planning Department of Hydro-Québec where he was technical coordinator for the Québec/New England 450 kV, 2000 MW multiterminal dc system and for the transmission planning sector of the R&D program. Dr Lemay is active in CIGRE and IEEE committees dealing with FACTS, hvdc systems and interactions between ac and dc systems.

Gaston Morin (M'85) received his B.A.Sc. degree in electrical engineering from Université de Sherbrooke in 1978 and his M.A.Sc. degree from Montréal's École Polytechnique in 1983. He has been with Hydro-Québec Power System Operation Department from 1978 to 1991. Since then, he joined the CITEQ team as a researcher. He is interested in harmonics, DC systems and power system transients. He is member of several IEEE working groups.

Pierre Pelletier (M'87) received his B.A.Sc. degree in electrical engineering from Université de Sherbrooke in 1969. He joined Hydro-Québec's system testing department in 1969 where he was involved with the analysis of 735-kV transmission system performances and testing of SVCs and HVDC interconnections. He holds Canadian and U.S. patents on the interconnection of synchronous and asynchronous AC networks. He joined CITEQ in October 1990 as Project Leader for the development of a new power flow control device for power systems.

Rao. S. Thallam (SM'80) is presently Senior Principal Engineer, Power System Analysis Division, Salt River Project, Phoenix, Arizona. He is responsible for conducting harmonics, overvoltages, and insulation coordination studies, and for specification of static var control and series compensation systems. He is author of a chapter for The Electrical Engineering Handbook, published by the CRC Press.

ANNEXE G

THE IPC TECHNOLOGY - A NEW APPROACH FOR SUBSTATION UPRATING WITH PASSIVE SHORT-CIRCUIT LIMITATION

BROCHU, J., BEAUREGARD, F., MORIN, G., LEMAY, J., PELLETIER, P. et KHEIR S. (1997). The IPC technology - a new approach for substation uprating with passive short-circuit limitation. IEEE, No PE-830-PWRD-0-04-1997.

The IPC Technology - A New Approach for Substation Uprating with Passive Short-Circuit Limitation

J. Brochu Member, F. Beauregard Member, G. Morin Member, J. Lemay Senior Member, P. Pelletier Member

CITEQ*, Varennes, Québec, Canada

S. Kheir

ABB Canada Inc., Montréal, Canada

Abstract: The paper presents a new approach to fault current limitation based on the Interphase Power Controller (IPC) technology. From a power system point of view, this IPC has the same function as a transformer: it handles its share of the load current but, during a fault, it does not contribute to the fault current. It thus allows a substation to be uprated without increasing the fault level. A four-transformer 315-120 kV substation is used to illustrate the concept.

Keywords: Substation, Uprating, Fault Current Limiter, Short-circuit Current, Interphase Power Controller.

I. INTRODUCTION

Constant growth of the load experienced in some urban areas and integration of non-utility generators can unexpectedly result in excessively high system fault levels. To cope with the demand, utilities must either convert their substations to the new system fault level or limit the increase. However, both approaches are constrained by several factors. In the former case, the recent short-circuit uprating of ten existing 500-kV substations in Japan shows that the transformation can be very complicated since numerous pieces of equipment have to be replaced, redesigned or tested to insure that risks remain below acceptable levels [1]. The latter approach is typically achieved by split-running of substations, occasional use of series reactors or high-impedance transformers. However, although simpler and less costly, it impairs the system performance through: increase of active and reactive losses; reduction of the steady-state power flow and stability margin; reduction of operating flexibility and reliability [2].

Hence, considerable efforts have been invested in the development of fault current limiters (FCL) over the last years to maintain the system integrity and, in particular, avoid split-running of substations. For operation at 120 kV and over, the FCLs put forward are mainly based on superconducting (SC) materials. Different concepts are proposed such as: the inductive SC fault current limiter (LFCL), the resistive SC fault current limiter (RFCL), the screening SC fault current limiter (SCRFCL), and the saturated-core SC fault current limiter (SATFCL) [3-4]. However, they all face technical challenges that delay their implementation:

- long reset time (hours for SC-based 345 kV devices);
- modification of the existing fault detection relays;
- high mass of iron and copper (> 800 tonnes for two-shot 345-kV SCRFCL and SATFCL);
- unlikely availability of a high resistivity low-loss AC superconductor in the medium term (LFCL and RFCL);
- relatively high cost (> $8 M for multi-shot 345-kV SC-based FCLs at 35 K).

This paper introduces a completely different approach to fault limitation based on the Interphase Power Controller (IPC) technology [5-9]. Contrary to the above FCLs, which are specific devices added to a power system, the present IPC can best be seen as a special type of transformer. As shown in Fig. 1, it is connected in parallel with existing transformers, handles its share of load current but produces no fault current. Thus, the IPC prevents an increase of the fault current rather than opposing it. Moreover, it is made of conventional equipment only.

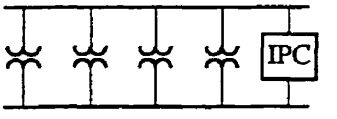


Fig. 1. Uprating a transformer substation without increasing the short-circuit level by adding an IPC.

We show here how an IPC can be implemented for uprating a four-transformer 315-120 kV substation used as a base case. Comparison to conventional solutions such as circuit breaker upgrading, system splitting and installation of a standby transformer shows that the IPC approach is a promising alternative to these as well as to the FCLs listed above.

PE-830-PWRD-0-04-1997
©1997 IEEE

* CITEQ (Centre d'Innovation sur le Transport d'Énergie du Québec) is a R&D company formed by Asea Brown Boveri and Hydro-Québec.
1501 boulevard Lionel-Boulet, Varennes, Qc, Canada J3X 1P9

II. CONVENTIONAL METHODS FOR SUBSTATION UPRATING

Figure 2 depicts a typical substation at the subtransmission level found in the vicinity of dense urban areas. It consists of four 315/120 kV, 240 MVA transformers with 15% impedance and ±10% voltage regulation. This installation is inspired by a real one with only six circuit breakers and one line less. For the sake of simplicity, we added what was needed to make it symmetrical. Throughout the paper, the results are based on these transformer ratings. Winter and short-term ratings are not taken into account here, because, albeit of interest, they would complicate the presentation without changing the conclusions of the paper.

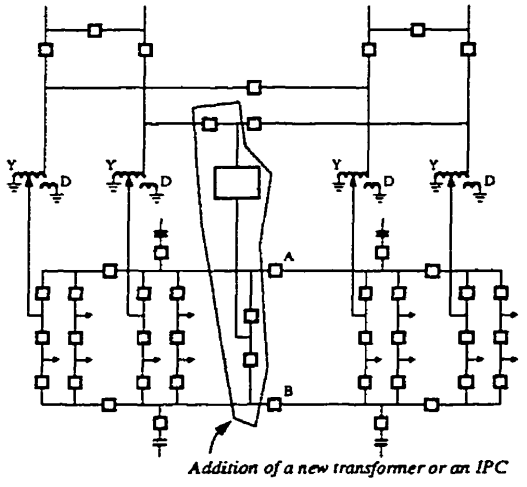


Fig. 2. Uprating of a 315-120 kV four-transformer substation.

Short-circuit studies indicate symmetrical fault currents on the load side of the order of 25 kA (even more for the asymmetrical fault). However, the addition of a fifth transformer can increase the fault current up to 30 kA, which might be too high for the existing circuit breakers. If so, substation uprating can be performed using any of the following techniques.

A. Circuit breaker upgrading

As shown in Fig. 2, a new transformer can be added to the substation with one 315-kV and two 120-kV circuit breakers. In this case, all the existing 120-kV breakers must be uprated or replaced, since the fault level is now higher by some 20%. This approach preserves the operating flexibility and the reliability of the substation. However, it can prove costly for such a large substation, since the number of 120-kV circuit breakers is high and several other items of equipment may have to be replaced.

B. Network splitting

A much more common and less expensive approach consists in installing one transformer and splitting the low-voltage busses in order to reduce the fault currents. Circuit breakers A and B must then stay open subsequently. All the existing circuit breakers can be kept, since the fault current is reduced by around 20% but, compared to the above scheme, the operating flexibility is reduced because the load has been split in two, fed by two or three transformers instead of five. After the loss of one transformer, some switching is likely to be needed to balance the load and respect the rating of the remaining transformers.

C. Transformer unit in standby

Another technique consists in adding a transformer as described in *A)* without replacing any of the existing circuit breakers. To avoid high fault current, the transformer is energized on one side only with the other side left open, put into service only after the outage of one of the other transformers. During the short transition to the post-contingency condition, the remaining transformers can be momentarily overloaded by as much as 33%. This approach is less costly and preserves the flexibility of operation. However, it has some disadvantages: active and reactive losses are always higher by some 25% as compared to operation with five transformers; voltage drop and voltage dip at the substation are more severe; switching of two rather than one circuit breaker is needed following a fault. Furthermore, this technique can be used to add just one more transformer.

III. IPC SOLUTION TO SUBSTATION UPRATING

A. Operating principle

The IPC technology is very flexible at the design stage and numerous implementations are possible. So far, it has been applied for power flow control of synchronous interconnexions (tuned IPC) [5-8] or transmission lines (untuned IPC) [9]. In the present context, it is the inherent fault current limitation capability of the tuned IPC that is the main feature.

Figure 3 a) presents a topology adapted for uprating the substation of Fig. 2. It consists of an autotransformer whose low-voltage side is connected to a reactor, a capacitor and a series transformer.

As shown in Fig. 3 b), this IPC can be conceptually represented by two parallel reactive branches with a phase-shifting unit in series with the capacitor. It is the combined installation of these two branches which provides the specific properties that make the IPC technology distinctive.

The phase shift ψ in series with capacitor C is obtained by injecting a voltage phase-shifted by 120° with the series transformer. By controlling the amplitude of the injected voltage

with the tap changer, the phase shift ψ varies between 0° and a maximum value which in the present case is set to 20°. According to the IPC theory [5, 6], this phase-shift adjustment controls the power forced by the IPC into the load: the larger the angle ψ, the higher the power flow. Reactances X_1 and X_2 are almost conjugated impedances (tuned at 60 Hz) which means that for ψ = 0° they form a high-impedance tuned circuit that delivers almost no current to the load. However, when ψ = 20°, the reactances are such that the IPC carries its share of the nominal load current. To insure redundancy in the substation, the IPC has the same rated throughput as the other transformers.

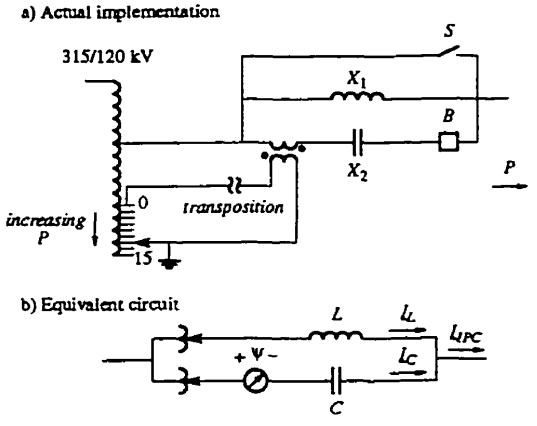


Fig. 3. IPC for substation uprating.

The IPC offers two modes of operation, namely, the IPC and the stand-alone transformer modes. Due to short-circuit constraints, it operates in the IPC mode when all the four transformers are in service. When there are three transformers in service, the IPC can be used either as an IPC or as a conventional transformer just like the others. The modes of operation are selected with the by-pass switch *S* and the circuit breaker *B*. The IPC mode is obtained with *S* open and *B* closed, while the reverse produces the transformer mode.

Hence, the IPC controller has two different tasks, depending on the mode of operation. In the IPC mode, the tap changer is positioned to adjust the output current to the value of the other transformers, whereas in the transformer mode, it performs voltage regulation, just like the other transformers.

Figure 4 shows the simplified network used to characterize the substation operation. The IPC is connected in parallel with one branch representing the substation transformers of which there can be three or four, depending on the presence of a contingency. The transformer of the IPC is assumed ideal, with no leakage impedance, since the major part of this impedance can be compensated at the design stage by apropriate selection of the IPC reactive elements. Steady-state load representation assumes a unity power factor and constant power independent of the voltage V_r, a load representation which is quite adequate considering the very low impact of an inductive load on the results.

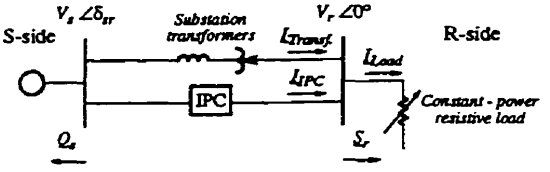


Fig. 4. Simplified network used to characterise the combined operation of the IPC and the transformers.

During normal operation, that is with all transformers and the IPC in service, the currents $I_{Transf.}$ and I_{IPC} flowing out of the substation work together to carry the resistive load current. As shown in Fig. 5 a), the IPC current exhibits a reactive part that returns in the transformers, indicating that the IPC has the capability of producing reactive power which can help compensate the reactive consumption of the parallel transformers or of the load when inductive.

B. Short-circuit limitation

When a fault occurs on the R side, the collapse of the voltage on this side causes a rotation of the IPC currents that results in a small net current, Fig 5 b). This current is in quadrature with the current delivered by the transformers into the fault. Hence the tuned parallel circuit passively limits the IPC contribution to the fault. A similar behavior of the IPC would be obtained if the fault were applied on the S side and there were a source on the R side.

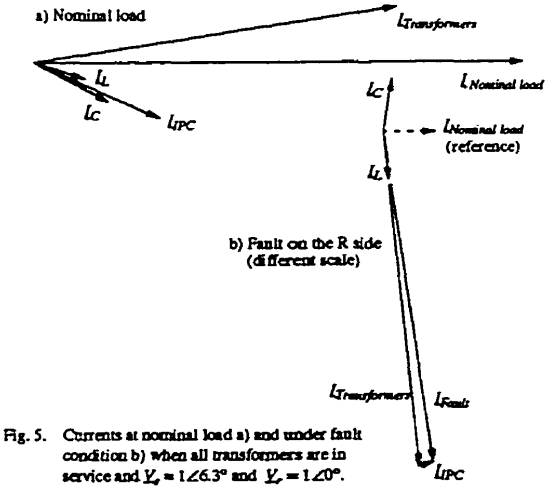


Fig. 5. Currents at nominal load a) and under fault condition b) when all transformers are in service and $\underline{V}_s = 1\angle 6.3°$ and $\underline{V}_r = 1\angle 0°$.

IV. OPERATION OF THE IPC

The present section exposes the robustness of the IPC solution, which is characterized by the following properties:

- few IPC tap changer operations for normal daily load fluctuations;
- ability to passively undergo the loss of a substation transformer;
- negligible interaction between the tap changers of the transformers and those of the IPC;
- low sensitivity of the load voltage to the position of the IPC tap changer;
- voltage support in most operating conditions.

The tap changers of the transformers are controlled by their voltage regulator in order to maintain the load voltage within prescribed limits. As for the IPC, its tap changer controller may be used to implement different strategies. In the following, it performs current regulation to reduce the losses in the substation.

A. Typical load variation

The IPC carries its share of the load current by adjusting its tap changer according to the load level. In the next section, the duty of this tap changer is estimated on the basis of the load fluctuations of the substation used for reference. Typically, the average load variation is 20% of the nominal load over a 24-hour period and the maximum daily variation reaches 40% only a few times during the year. Less than 2% of the year is spent at a load higher than 95%.

B. All transformers in service

The apparent power of each transformer ($S_{transformer}$) and of the IPC (S_{IPC}) when all the transformers are in service is shown in Figs. 6 a) and b) as a function of the total load level. Figure 6 c) also shows the corresponding operation of the IPC tap changer assuming a continously varying tap changer.

The heavy lines show the apparent powers on the R side in the case where the IPC controller is able to adjust its tap changer to the exact position to minimize the losses. This is achieved by distributing the currents evenly between the transformers and the IPC.

Figures 6 a) and b) show that the maximum apparent power of each transformer and of the IPC is 0.82 pu. However, if a conventional five-transformer substation had been used to feed a 4.0 pu load, each transformer would have been subjected to 0.8 pu. The slight 0.02 pu increase is due to the reactive power produced by the IPC that returns to the source side through the transformers.

The thin lines show the maximum deviations of the apparent powers when the tap position is increased by one step assuming a 16-position tap changer. This increases the IPC apparent power by 12% while the corresponding apparent-power decrease of each transformer is roughly four times smaller since there are four transformers in parallel with the IPC.

As shown in Fig. 6 c), the IPC tap changer follows the load variation linearly. It can be seen that the IPC tap changer operates only twice for a 20% variation in the load level. In the current regulator mode, an average of four or five operations per day can be expected, which is a low duty compared to a tap changer normally used for voltage regulation.

With a practical tap-changer, these characteristics will be discretized because of its inherent step-wise action. Although the duty of the IPC tap changer is low, it is possible to reduce it even more. To do so, coarse adjustment and large hysteresis bands can be implemented at the expense of increased substation losses. In cases where the losses would not be prioritized, it would be possible to operate the IPC tap changer only a few times per year.

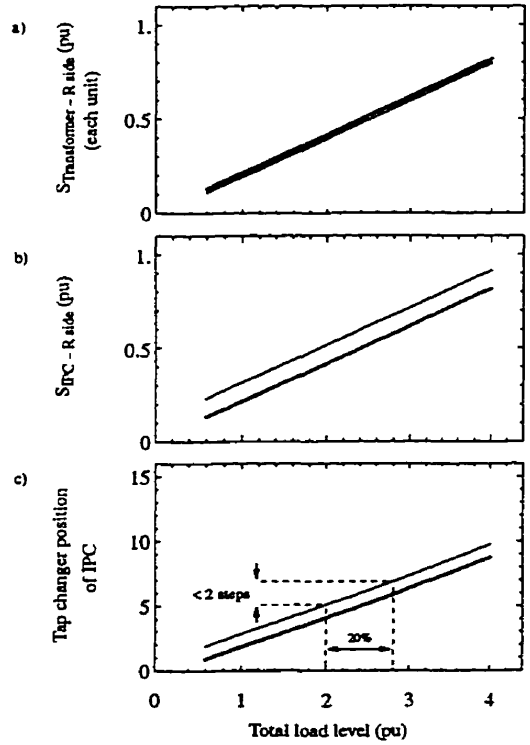


Fig. 6. Operation with all transformers in service and $V_s = 1.0$.
Heavy lines: ideal tap adjustments.
Thin lines: +1 tap variation of IPC tap changer.

C. One transformer out of service

When one transformer is out of service, the IPC behaves in the same manner. At maximum load level and with ideal adjustment to reduce the substation losses, the maximum apparent power of one transformer and of the IPC is now 1.02 pu.

The loss of the transformer results in an increase in the apparent power of the transformers but not of the IPC, whose apparent power is mostly dictated by its tap changer. Hence, if one transformer drops out of service when the load is at its maximum level, the apparent power of each transformer will rise from 0.82 to 1.10 pu while the IPC apparent power will decrease from 0.82 to 0.79 pu. To balance the currents in the substation after the loss of one transformer, the IPC tap changer will have to move up by two or three steps (2.5 steps in the ideal case). The short-term rating of the transformers allows plenty of time to readjust the IPC tap changer after the contingency.

If needed, it would also be possible to conceive the IPC controller differently to completely avoid tap changer action after a contingency while insuring that the nominal rating of the transformers is never overstepped. This could be achieved simply by presetting the IPC tap changer to its post-contingency position, when all transformers are in service. This presetting would be needed only 2% of the year when the load level exceeds 95% of the nominal load. For this short period, the steady-state apparent power of each transformer would be 0.75 pu and 1.14 pu for the IPC. The rating of an IPC would therefore be slightly higher when designed to avoid tap changer operation after the loss of one transformer.

D. Decoupled operation of the transformers and IPC tap changers

An important feature of the IPC is that it does not interfere with the normal operation of the transformers regulating the voltage on the load side. This is shown in Fig. 7, where the ideal position of the transformer and IPC tap changers are plotted as a function of the load level and with different voltages on the source side as a parameter.

Two interesting observations can be deduced from Fig. 7. First, extreme variations in the voltage V_s result in variations of the IPC tap changer position smaller than 1.3 steps and, second, the position of the transformer tap changers remains within 0.3 step only, whatever the load level. Moreover, although not shown, a ±1 step variation of the IPC tap changer produces a voltage variation of less than ± 0.003 pu on the load side.

Thus, there will be a weak coupling between the voltage control loop of the transformers and the current control loop of the IPC.

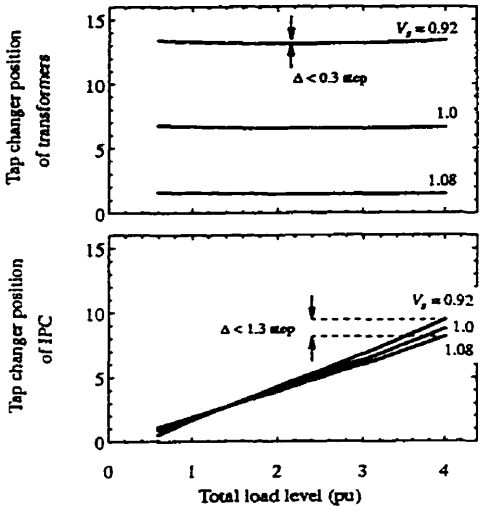


Fig. 7. Decoupled operation of transformers and IPC tap changers.

E. Total reactive power of the IPC

In order to compare the reactive-power generation or consumption of a transformer and of the IPC, it is convenient to look at the sum of the reactive power flowing out of both sides of each. These sums are plotted in Fig. 8 as a function of the

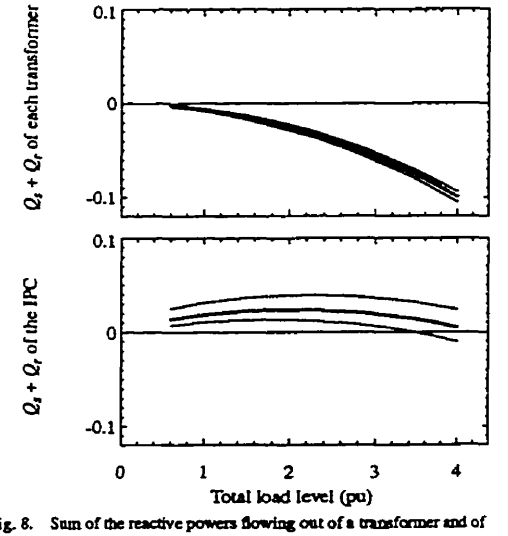


Fig. 8. Sum of the reactive powers flowing out of a transformer and of the IPC when $V_s = 1.0$.
Heavy lines: ideal tap adjustments.
Thin lines: ±1 tap variations of IPC tap changer.

load level when all transformers are in service; only the ideal adjustments and ±1 step deviations are shown. It can be seen that the IPC mostly produces reactive power. When it consumes reactive power, its consumption is much smaller than that of a transformer. Hence, the addition of an IPC reduces the need for shunt compensation in the substation rather than increasing it. These characteristics remain representative for different voltage levels on the source side as well as when one transformer is out of service.

V. IMPLEMENTATION OF THE IPC

A. Ratings

As mentioned, the parameters ψ, X_1 and, X_2 are selected in such a way that the IPC has the same apparent power rating as each existing transformer. Furthermore, the X_1/X_2 ratio of the IPC reactances is selected to insure that, whatever the tap changer position of the transformers, the fault current is equal to or smaller than the fault current existing before the addition of the IPC. In the present case, X_1 = 0.316 pu and X_2 = 0.259 pu. Other values could have been used if we had been interested in reducing the fault current rather than keeping it at its initial value, or minimizing the cost of the IPC, had a few percent fault current increase been acceptable.

To evaluate the size of the IPC, we first calculate for each element what is defined here as the actual size. This is given by the product of the largest current by the largest voltage encountered for all operating conditions. The product of the actual size by a construction factor gives the equivalent size we used to estimate the cost of the IPC. These figures are summarized in Table 1. This exercise shows that the equivalent size of an existing transformer is 0.8 pu while the overall IPC is estimated at 1.46 pu.

TABLE 1 REFERENCE TRANSFORMER AND IPC RATINGS

Equipment		Actual size	Construction factor	Equivalent size	Total size
Reference autotransformer		0.79	1.0	0.79	0.79
IPC	auto-transformer	0.97	1.0	0.97	
	series transformer	0.23	1.5	0.35	1.46
	L	0.10	0.6	0.06	
	C	0.14	0.6	0.08	

As mentioned, an IPC capable of undergoing the loss of one transformer without any further adjustment to its tap changer will have a larger rating. In the present case, the IPC would only be 10% larger.

The higher rating of the IPC autotransformer compared to an existing transformer comes from the higher currents flowing through the bottom part of its winding when in the IPC mode. Although the IPC transformer has to carry higher currents, its impedances and no-load voltages at each step have to be compatible with the existing transformers to make the stand-alone transformer mode of operation possible. This important aspect can be taken into account at the design stage.

B. Layout

Figure 9 presents the expected layout of the IPC. It can be seen that the by-pass switch S in Fig. 3 has been removed to reduce the size and the cost of the installation. We assume here that the probability of using the stand-alone transformer mode of operation is low. When needed, it could be implemented manually with a jumper.

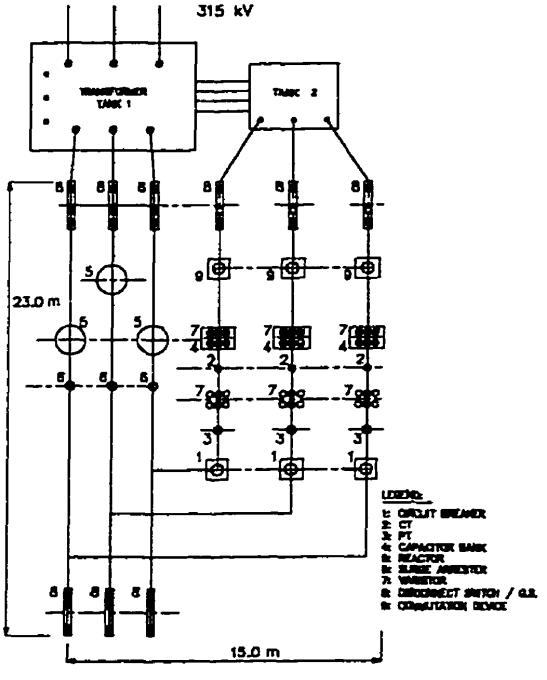


Fig. 9. Layout of a 315-120 kV IPC rated 240 MVA.

C. Protection

The L-C circuit of the IPC should never be left connected on only one side or it will start to resonate. This was a major concern in previous applications and we described how to safely control this phenomenon which can be inadvertently initiated by switchings outside the substation [8]. However, in the

present case, this is no longer a serious concern because it is easy to insure that the IPC will always be connected in parallel with at least one transformer. Failing that, all signals necessary for the detection of this situation will be available locally in order to automatically open circuit breaker *B* of Fig. 3. Nevertheless, some ZnO arresters should be installed as standard practice to protect the equipment.

Also, to prevent uncontrolled resonance resulting from a malfunction of disconnecting switches during start-up, the IPC internal angle ψ will be set at zero before the power is ramped up.

D. Cost vs. benefits

The total cost of the major parts of the IPC can be estimated on the basis of the equivalent size of Table 1. Assuming $2.1 M for a 315/120 kV, 240 MVA autotransformer, the cost of the IPC is $3.9 M including the autotransformer, series transformer and reactive elements.

Comparison of the IPC with the three methods described in section II is a delicate task, since operating practices differ from one utility to another. In all cases, specific studies will be needed to select the best solution. Still, the IPC offers definite advantages over conventional methods.

If we consider circuit breaker upgrading, an investment of around $3.4 M is needed just for the 34 breakers, which makes the IPC approach more economical. But, as mentioned in the introduction, the uprating of an existing substation involves much more than just an increase in the ratings of its circuit breakers [1]. Even if the existing breakers are old enough to justify replacement, the cost of replacing other pieces of equipment and the uncertainties associated with such a transformation may be judged high enough to justify the incremental cost of the IPC.

Compared to the network splitting option, the IPC offers two distinct benefits: it allows uprating without reducing the operating flexibility under normal conditions and without creating a need for load redistribution after the loss of one transformer.

As for the transformer unit in standby, the following comparative advantages are offered by the IPC: lower active and reactive losses; smaller voltage drop and reduced voltage dip during a fault or switchings; no switching needed after the fault. In this case the costs associated with the active losses and shunt compensation should be taken into account.

VI. DISCUSSION

As far as SC-based fault current limiters are concerned, it appears that a sharp cost reduction would be needed for them to become competitive. The estimated cost of any type of multi-shot 345-kV SCFLs currently under development would be over $8 M [3]. In the present case, two 120-kV SCFLs installed in series with breakers A and B in Fig. 2 would be required to allow the simplest installation consisting of one transformer and its three circuit breakers. Assuming $8 M for the two, this approach would cost much more than the IPC.

The next step in the development of the IPC will be based on a real case. The following aspects will then be covered to complete the demonstration of the concept: realistic design of the autotransformer and the series transformer; good representation of the network and of the load; modeling and simulation with an EMTP-type program; coordination and compatibility with existing protection; line-current balancing with single-phase tap changers; thorough analysis of all operating conditions. Although not shown here, preliminary EMTDC studies have confirmed the fault current limitation exposed here both for symmetrical and asymmetrical faults.

Investigations at the distribution level will also be done in order to determine how the IPC technology could be adapted to this type of application. Furthermore, significant space reduction will be pursued by removing the inductive branch. The resulting increase in reactive power production can then be adequately controlled by adding a second tap changer.

VII. CONCLUSION

An IPC for uprating a substation without increasing the short-circuit level has been presented. From a power system point of view, this IPC plays the same role as a transformer. However, it does not no contribute to the fault current. It is expected to have a very low impact on the existing control and fault detection relays or on any of the other types of equipment in the substation whose stresses will not be increased.

As opposed to SCFLs, the IPC prevents the increase of fault current rather than opposing it. Moreover, it is made of conventional equipment only and will remain more economical, unless a major breakthrough happens in the field of SC materials.

In its present form, the IPC is intended for the uprating of large substations where integrity has to be preserved and many circuit breakers have to be uprated or replaced. Its passive short-circuit limitation allows reliable uprating without splitting the low-voltage busbar and without modifying the existing breakers. Hence, operational flexibility is preserved.

REFERENCES

[1] T. Kawamura, S. Kobayashi, H. Takagi, Y. Aoshima, K. Sasaki, K. Ibuki, and Y. Murayama, "Raising the short-circuit current at existing 500 kV substations", *Proceedings of the 1996 CIGRÉ Conference*, 23-110, Japan.

[2] A. J. Power, "An overview of transmission fault current limiters", *IEE*, 1995.

[3] L. Salasoo, A. P. Imece, R. W. Delmerico, and R. D. Wyatt, "Comparison of superconducting fault limiter concepts in electric utility applications", *IEEE Trans. Applied Superconductivity*, vol. 5, no. 2, June 1995, pp. 1079-1082.

[4] T. Verhaege, C. Cottevieille, P. Estop, P. G. Therond, P. Thomas, Y. Laumond, M. Bekhaled, and P. Bonnet, "Investigations of HV and EHV Superconducting fault current limiters", *IEEE Trans. Applied Superconductivity*, vol. 5, no. 2, June 1995, pp. 1063-1066.

[5] J. Brochu, P. Pelletier, F. Beauregard, and G. Morin, "The interphase power controller, a new concept for managing power flow within AC networks", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 9, no. 2, April 1994, pp. 833-841.

[6] F. Beauregard, J. Brochu, G. Morin, and P. Pelletier, "Interphase power controller with voltage injection", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 9, no. 4, October 1994, pp. 1956-1962.

[7] J. Brochu, F. Beauregard, G. Morin, and P. Pelletier, "Interphase power controller adapted to the operating conditions of networks", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 10, no. 2, April 1995, pp. 961-969.

[8] G. Sybille, Y. Haj-Maharsi, G. Morin, F. Beauregard, J. Brochu, J. Lemay, and P. Pelletier, "Simulator demonstration of the interphase power controller technology", *IEEE/PES 1996 Winter Meeting*, 96 WM 119-8 PWRD.

[9] J. Brochu, F. Beauregard, J. Lemay, G. Morin, P. Pelletier, and R. S. Thallam, "Application of the interphase power controller technology for transmission line power flow control", *IEEE/PES 1996 Summer Meeting* 96 SM 453-1 PWRD.

BIOGRAPHIES

Jacques Brochu (M' 86) obtained his B.A.Sc. and M.A.Sc. degrees in electrical engineering from Université Laval in Québec in 1981 and 1986 respectively. From 1981 to 1983, he was production engineer for Canadian General Electric. He worked as research engineer in the Electrical Apparatus department at Hydro-Québec's research institute, IREQ from 1985 to 1990. His research revolved mainly around transistorized drives, induction heating inverters and power flow control devices for power systems. In 1990, he joined CITEQ where he is currently involved in main circuit development and system studies.

François Beauregard (S' 83, M' 86) received his B.A.Sc. and M.A.Sc. degrees in electrical engineering from Montréal's École Polytechnique in 1984 and 1987 respectively. He joined Hydro-Québec in 1986 and began working as a researcher at the utility's research institute (IREQ) in the fields of telephone interference related to HVDC converters and motor drive modeling. In 1990 he joined CITEQ, where he is currently involved in control systems and system studies.

Gaston Morin (M' 85) received his B.A.Sc. degree in electrical engineering from Université de Sherbrooke in 1978 and his M.A.Sc. degree from Montréal's École Polytechnique in 1983. He has been with Hydro-Québec Power System Operation department from 1978 to 1991. Then, he joined the CITEQ team as a researcher from 1992 to 1995. He is currently with the interconnection group at Hydro-Québec. His main interests are harmonics, DC systems and power system transients.

Jacques Lemay (M' 67, SM' 90) was technical coordinator responsible for application studies of the Interphase Power Controller developped at CITEQ. Before his transfer to CITEQ, he was with the Transmission Planning Department of Hydro-Québec where he was technical coordinator for the Québec/New England 450 kV, 2000 MW multiterminal DC system and for the transmission planning sector of the R&D program. Dr. Lemay was long active in CIGRE and IEEE committees dealing with FACTS, HVDC systems and interactions between AC and DC systems. He is now a consultant in the field of electric power transmission, FACTS and HVDC applications.

Pierre Pelletier (M' 87) received his B.A.Sc. degree in electrical engineering from Université de Sherbrooke in 1969. He joined Hydro-Québec's system testing department in 1969 where he was involved with the analysis of 735-kV transmission system performances and testing of SVCs and HVDC interconnections. He holds Canadian and U.S. patents on the interconnection of synchronous and asynchronous AC networks. He joined CITEQ in October 1990 as Project Leader for the development of a new power flow control device for power systems.

Samir Kheir obtained his B. Eng degree in electrical engineering from Montréal's Concordia University in 1982. He joined BBC (now ABB) in 1981 and has held, since then, different positions within the Power Systems group. He has worked on several HVDC and SVC projects in the capacity of project engineer and commissioning engineer. He has been Project Manager for the 735 kV Series Compensation installed on the Hydro-Québec grid from 1990 through 1995. Today he is manager of the Reactive Power Compensation and HP Rectifiers Project group.

ANNEXE H
STEADY-STATE ANALYSIS OF POWER FLOW CONTROLLERS USING THE POWER CONTROLLER PLANE

BROCHU, J., BEAUREGARD, F., LEMAY, J., PELLETIER, P. et MARCEAU, R. J. (1997). Steady-state analysis of power flow controllers using the power controller plane. Soumis à l' IEEE en octobre 1997.

Steady-State Analysis of Power Flow Controllers using the Power Controller Plane

J. Brochu
Member

F. Beauregard
Member

J. Lemay

CITEQ*, Varennes, Québec, Canada

P. Pelletier
Member

Hydro-Québec, Montréal, Québec, Canada

R. J. Marceau
Member

École polytechnique, Montréal, Québec, Canada

Abstract — **This paper presents a new approach which simplifies the steady-state analysis and design of power flow controllers (PFC). The method is independent of the size and complexity of networks. It introduces the power controller plane where two families of nearly decoupled active power characteristics are defined as a function of the phase angle across the PFC: one for the network and the other for the PFC. Limiting cases of each families are used to define a working area which contains all the operating points of a given PFC and where its most stressing operating conditions can be readily identified. With this approach, only a few network cases are needed to perform steady-state PFC studies for both pre- and post-contingency conditions. Because the method looks at networks from the PFC's point of view, it simplifies contingency analysis, the design of PFCs and the definition of simple network equivalents suitable for active power flow studies.**

Keywords: interphase power controller, FACTS, phase-angle regulator, phase-shifting transformer, power flow control, series compensation.

I. INTRODUCTION

Power flow controllers (PFC) such as phase-shifting transformers (PST) and controlled series compensation (CSC) are generally characterized in steady-state operation by observing their effect on the power flow of a transmission line. Consequently, results and conclusions are typically presented as a function of the phase-angle across the line [1, 2]. This practice is convenient for illustrating the impact of the PFC on the network but does not translate the impact of the network operating conditions on the PFC. In order to establish the steady-state constraints imposed by a network and simplify the design of PFCs, a new method of analysis is presented where the network is considered from the PFC's point of view.

Soumis à l'IEEE en octobre 1997.

This method is based on the "power controller plane" defined in terms of the active power flow P controlled by a PFC and the phase angle δ_{rr} immediately across its terminals as illustrated in Fig. 1. The concept of the power controller plane allows the definition of two nearly decoupled families of active power characteristics: the network and the controller characteristics. For each family, limiting cases can be identified which bound all the others.

The main feature of the power controller plane is that it allows the graphical construction of a "working area" delimited by the limiting conditions of both the network and PFC characteristics. This area contains *all* the possible steady-state operating points of the PFC. Figure 1 shows such a working area approximated by straight lines for a PST (also known as phase-angle regulator). As will be seen, these characteristics are effectively almost straight lines.

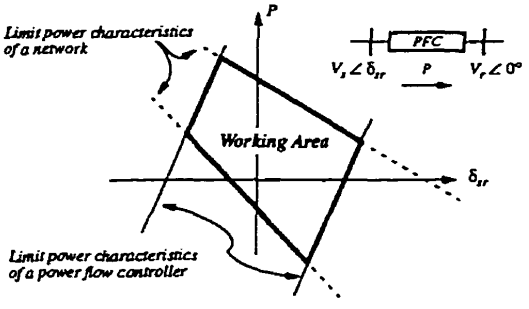


Fig. 1. Working area of a power flow controller (PFC) in the power controller plane.

Utilization of the concept of working area simplifies the design of PFCs as only a few cases related to the limiting power characteristics are required while all the intermediate cases can easily be identified and put aside. The linearity of the characteristics also helps in making graphical analyses. Finally, this approach leads to a better understanding of network phenomena such as contingencies and loop flows.

---

* CITEQ (Centre d'Innovation sur le Transport d'Énergie du Québec) is a R&D company formed by Asea Brown Boveri and Hydro-Québec.
1501 boulevard Lionel-Boulet, Varennes, Qc, Canada J3X 1P9

The paper begins by presenting the power controller plane. The behavior of different elementary networks are considered from this perspective as well as those of different PFCs. The construction of a working area is also explained. An example based on an actual case study is provided which shows the working areas of two PSTs converted into an interphase power controller (IPC) [5]. Finally, a simple network equivalent is introduced which allows a good approximation of the active power controlled by any PFC within a real network.

II. THE POWER CONTROLLER PLANE: A CONVENIENT FRAME OF REFERENCE

Let us consider an elementary transmission line represented by an inductance connected between a single generator and a reference bus as shown in Fig. 2 a). In the present case, the active power flow is given by the well known relation:

$$P_G = \frac{1}{X}\sin\delta \tag{1}$$

The active power flow is traditionally plotted as a function of the phase angle δ across the line.

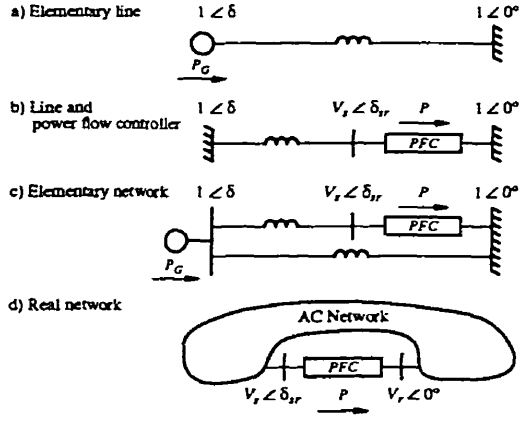


Fig. 2. The controller angle δ_{sr} is always available as opposed to the network angle δ.

However, when a PFC sets the active power flowing through this line, we must then represent the line and its PFC connected between two infinite buses as shown in Fig. 2 b). The active power flow is thus given by:

$$P = \frac{V_s}{X}\sin(\delta - \delta_{sr}) \tag{2}$$

Here again, the power characteristic is usually plotted as a function of the phase angle δ across the line. In the following, we refer to δ as the network angle and to δ_{sr} as the PFC angle.

In the case of the elementary network of Fig. 2 c), it is still possible to plot the active power flowing through the line as a function of the network angle δ. However, the more complex the network becomes, the more difficult it is to define a network angle δ. In fact, in the case of real networks such as in Fig.2 d), only the voltages and the PFC angle δ_{sr} at the PFC terminals are readily available. Using a standard approach to remodel a real network in a familiar format where a network angle δ can be defined, a considerable amount of time and effort is required to analyze the network and reduce its size to a simple equivalent like the one of Fig. 2 b) or 2 c).

Since the PFC angle δ_{sr} is readily available whatever the size of the network, it turns out that use of this angle as a reference for power flow controller studies leads to an understanding of the network that is general and versatile.

III. P-δ_{sr} CHARACTERISTICS OF NETWORKS

This section describes the behavior of different networks in the power controller plane assuming that the PFC imposes the active power flow while networks are responsible for maintaining the voltages within acceptable limits. We will see that all the networks look quite the same in the power controller plane and that the response of the networks to power flow control is almost independent of the PFC used. Though this is demonstrated using simplified networks, it must be stressed that real networks show similar behaviors as will be seen in the case study of section VI. Simplified networks, linearized active power equations and voltage approximations are thus used to simplify the discussion in what follows but do not limit its generality.

A. Radial Network

Assuming that $\sin\delta_{sr} \approx \delta_{sr}$ in radians and $V_s \approx 1$ p.u., the active power P imposed by the PFC of Fig. 3 a) can be approximated by the following linearized active power flow equation:

$$P = \frac{-\delta_{sr}}{X_{loop}} + \frac{\delta_{sr0}}{X_{loop}} \tag{3}$$

where:

$$X_{loop} = X_1 + X_2 \tag{4}$$

Hence, the loop reactance X_{loop} is equal to the sum of the reactances in series in the loop containing the PFC.

The slope m and the PFC angle δ_{sr0} at zero power flowing through the PFC can be approximated using:

$$m = \frac{-1}{X_{loop}} \qquad \delta_{sr0} = P_G X_2 \tag{5}$$

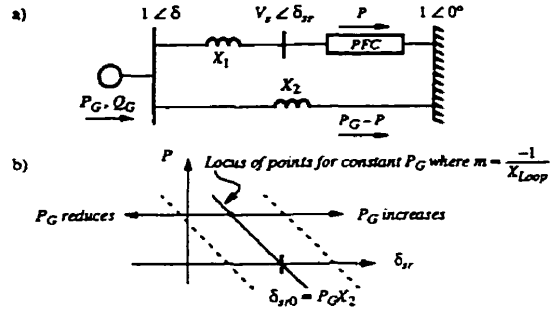


Fig. 3. Radial network.

The linearized network power characteristic (3) is shown in Fig. 3 b) for three levels of generation. As we can see, the amount of generation imposes the position of the characteristics while the reactances of the network set the slope. Since (3) to (5) express these characteristics in terms of network variables only, they are called network characteristics. Control action by the PFC allows operation at different power levels along the network characteristics.

With the simplified equations developed here, the PFC appears to have no effect on the network characteristics. However, in a real network, there is a small coupling between the PFC and the network due to some variation in the voltage V_s that is influenced by the level of the active power flow.

Fig. 4 illustrates the effect of a contingency on the power characteristics. Here we suppose that the reactance X_2 of Fig. 3 represents many lines in parallel and that one of them has tripped resulting in a larger post-contingency reactance X_2'. The contingency reduces the slope of the network characteristics and translates it to the right.

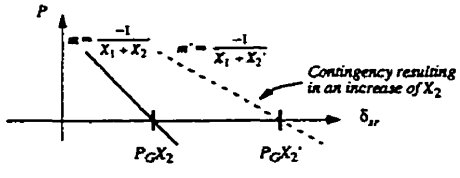


Fig. 4. Effect of a contingency on the characteristic of a radial network.

If both the effect of contingencies and changes in power generation are combined, we can plot the left-most and the right-most network characteristics as in Fig. 5. For such a simple network, all other possible network characteristics fall within these two lines.

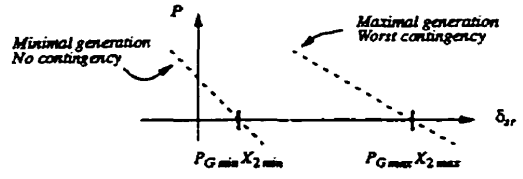


Fig. 5. Left most and right most network characteristics.

B. Meshed Network

Similar results can be obtained with the meshed network of Fig. 6 a). The linearized equation of the power flowing through the PFC can be shown to have the same form as in (3) but with its parameters as follows:

$$X_{loop} = X_1 + X_2 + X_3 \qquad \delta_{sr0} = \delta_{sr0\ radial} + \Delta\delta_{sr0} \tag{6}$$

where:

$$\delta_{sr0\ radial} = P_2(X_2 + X_3) \qquad \Delta\delta_{sr0} = P_1 X_{loop} + P_3 X_3 \tag{7}$$

As shown in Fig. 6 b), when sources 1 and 3 produce no power, the network characteristic crosses the δ_{sr} axis at the same point $\delta_{sr0\ radial}$ as the radial network. However, when the level of generation of these sources is no longer zero, the network characteristic is shifted in phase.

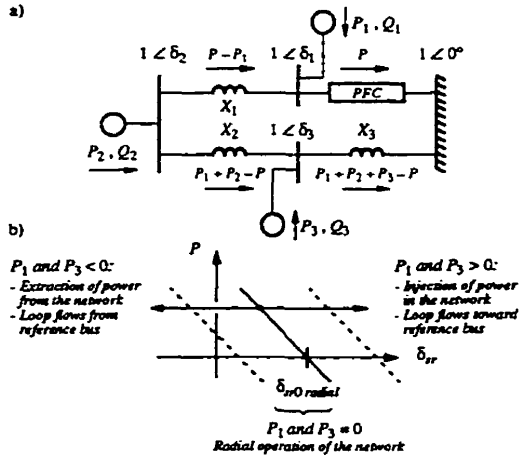


Fig. 6. Meshed network.

The effect of the sources can be interpreted as power injection and extraction into the loop or alternatively as loop flows. For instance, when the PFC is at constant power and the generation 1 and 3 increases, the PFC angle also increases causing the voltage to rise across the PFC itself. Hence, this can be seen as an increase in the voltage stress imposed to the PFC resulting from loop flows created by external utilities.

C. Interconnected Synchronous Networks

Figure 7 a) presents a pair of networks interconnected at two different points. Far from a strong interconnection point represented by the reference bus, a PFC is used to exchange power between them. Here again, the linearized equation of the power flowing through the PFC has the same form as (3) with its parameters defined as follows, assuming that $V_s \approx V_r \approx 1$:

$$X_{loop} = X_2 + X_4 \qquad \delta_{sr0} = P_1 X_2 - P_2 X_4 \tag{8}$$

It can be noted in Fig. 7 b) that the PFC angle is now more subject to becoming zero, or even negative, since it is the difference between P_1X_2 and P_2X_4 which governs the position of the network characteristics.

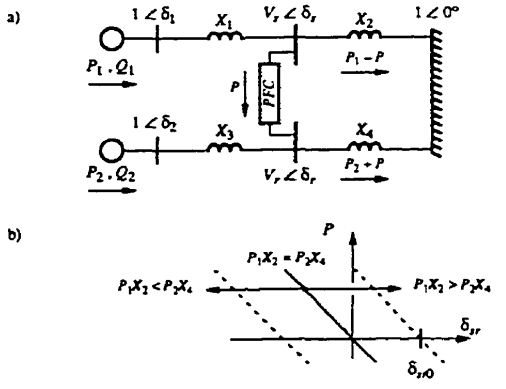


Fig. 7. Interconnected synchronous networks.

IV. P-δ_{sr} CHARACTERISTICS OF POWER FLOW CONTROLLERS

We now consider the behavior of different PFCs in the power controller plane. As opposed to the networks which exhibit similar characteristics, PFCs are very different from one to another.

In Fig. 8, the power characteristics of a PST, CSC and, a tuned IPC are plotted in the power controller plane. As indicated in the literature [3-4], the power flow of a tuned IPC can be considered constant over a relatively large angle range.

As shown in Fig. 8 a), the slope m and the PFC angle at zero power δ_{sr0} of a PST power characteristic can be approximated by its leakage impedance X_{Lt} and the internal (no-load) phase shift ψ. These approximations are based on the linearized power equation of a PST assuming $V_s \approx V_r \approx 1$ and neglecting the dependency of X_{Lt} on the tap changer position:

$$P = \frac{\delta_{sr}}{X_{Lt}} - \frac{\psi}{X_{Lt}} \tag{9}$$

When the control parameter ψ is varied, the power characteristic is shifted while the slope remains constant.

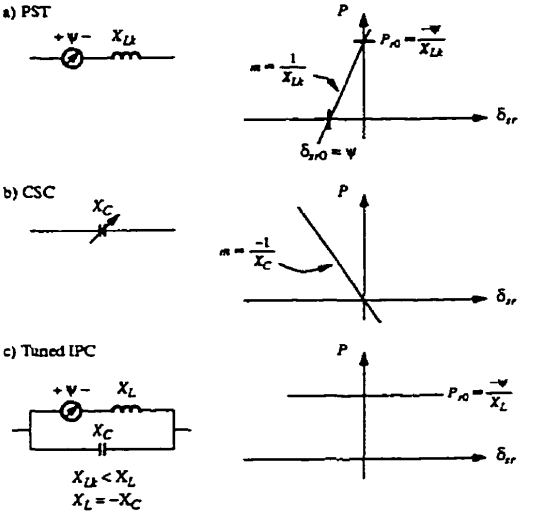


Fig. 8. Characteristics of the PST a), the CSC b), and the ICP c) in the power controller plane.

In the case of the CSC, Fig. 8 b), the controlled parameter is the capacitor impedance X_C which sets the slope of its power characteristic. The slope is now of opposite sign as before since the series element is capacitive instead of inductive.

Finally, the power characteristic of a tuned IPC is plotted in Fig. 8 c). As shown, this particular IPC is made of the parallel arrangement of a PST and series compensation. Since the impedances are tuned, the resulting power characteristic has a slope equal to zero and the control parameter ψ is used to adjust the level of the power characteristics.

Because of the dependency of the power characteristics of Fig. 8 on the parameters of the PFCs, these characteristics are called controller characteristics. However, as mentioned in the previous section, there exists a weak coupling between PFCs and the network through the variation in the terminal voltages which has been assumed constant in the aforementioned linearization process.

V. WORKING AREA

Since network characteristics such as (3) are not affected by the PFC and controller characteristics such as (9) are independent of the network, it is possible to find a graphical solution to these two equations whose unknowns are P and δ_{sr}. This is shown in Fig. 9 where the operating point of the network and a PST is given by the intersection of the two characteristics.

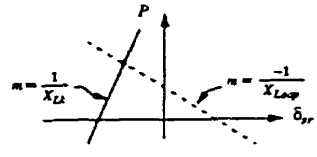


Fig. 9. Intersection of the network and controller characteristics (PST)in the power controller plane.

This type of graphical solution to a set of two equations with two unknowns is similar in its essence to the well-known load-line concept used to find the operating point of a semiconductor device connected to a Thévenin equivalent. However, the loop reactance X_{loop} must not be confused with the Thévenin impedance of a network.

If we now combine the left-most and right-most network characteristics of Fig. 5 together with the extreme characteristics of a PFC such as a PST, we can define completely the working area of this power flow controller as shown in Fig. 10. Assuming that these network characteristics do represent the extreme operating conditions of the network, it can be stated that all steady-state operating points of a PST will necessarily be found within this working area.

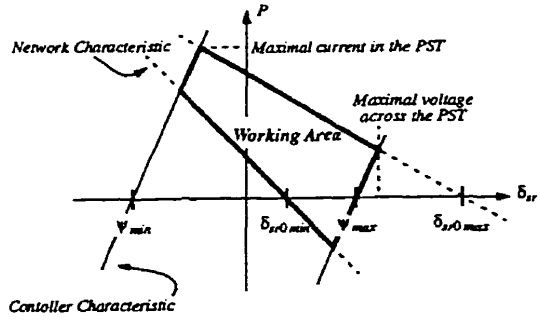


Fig. 10. Construction of the working area of a PST and identification of the most stressing operating conditions.

The steps for plotting the exact working area are as follows:

1-the two tests indicated in section VII.A are applied to the network;

2-the slope m and the PFC angle δ_{sr0} at zero power are then calculated using (5), (10) and, (11);

3-steps 1 and 2 are repeated for different dispatch conditions and contingencies;

4- the left- and right- most network characteristics are selected using guidelines such as those illustrated in Fig. 5, 6 and 7;

5-with these limiting cases, the network characteristics are plotted by varying the control parameter of the PFC over its complete range;

6-finally, to close the working area, the PFC is set at its extreme control parameter settings and load flow solutions are calculated for a few intermediate cases which provide the data needed to plot the controller characteristics when only the network varies.

Steps 5 and 6 can be simplified when: 1- PFCs are operated within a PFC angle range of ±60°, 2- networks are not very voltage-sensitive in the vicinity of the PFCs, 3- precise characteristics are not needed. The network and controller characteristics can then be approximated by straight lines using the network parameters calculated in 2 and a simplified PFC model such as those shown in Fig. 8.

Hence the definition of a working area in the power controller plane eases the design of the PFC in three different ways:

- only few limiting cases are needed to cover all the steady-state operating conditions imposed by the network on the PFC;
- as illustrated in Fig. 10, the most stressing current and voltage of the PFC can readily be identified on the graph;
- once the working area is known, graphical constructions can be used in conjunction with load flow calculations to design the PFC.

Concerning the last point, it is interesting to mention that the graphical constructions plotted on calculated load flow characteristics speed up the design without imposing compromises on the accuracy of the final design.

VI. LOAD FLOW STUDIES WITH REAL NETWORKS

The power flow control method for the steady-state analysis of PFCs has been presented with linearized power equations in order to underline its effectiveness and versatility in real network studies. As mentioned above, the working area can be defined with a standard load flow program without relying on such approximations. This is shown with the following example describing the benefits that could result from the conversion of the two existing PSTs of the Mead-Phoenix project (MPP) into an untuned IPC [5]. As shown in Fig. 11 a), this conver-

sion is obtained in this case by simply adding a capacitor across the existing PSTs.

The MPP is part of the transmission system between Arizona and California [6]. Some of the design considerations of the MPP are quite unique. The most significant is the application of two parallel 500 kV phase shifting transformers rated 650 MVA each. The PSTs are installed at the sending end of the line, in the Perkins substation which is an extension to the Westwing substation near Phoenix.

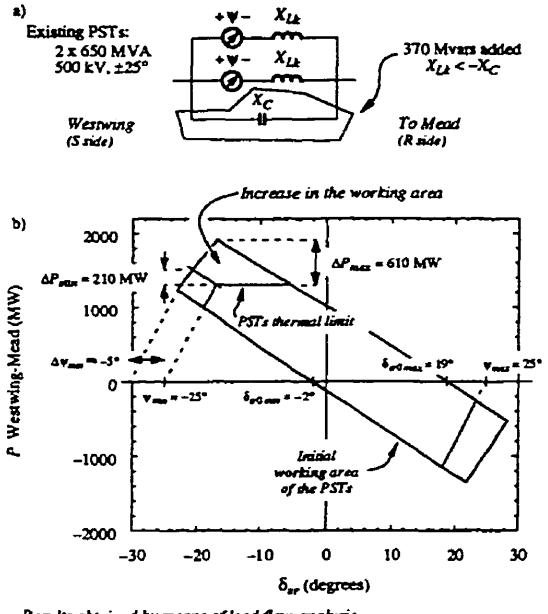


Fig. 11. Utilisation of the power controller plane for studying the uprating of existing PSTs by converting them into an untuned IPC.

The 500 kV line is series compensated (70%) to increase its transfer capability. The PSTs are necessary for the dispatch condition when the phase angle across the line is small and the power flow is restricted despite the high level of series compensation. Without the PSTs, the maximum capability of the line is limited to about 800 MW. As shown in Fig. 11 b), the steady-state loading of the line is thermally limited to 1300 MW by the PSTs.

The steady-state capabilities delimited by the working area of the PSTs covers the expected range of dispatch conditions as well as the most significant contingencies on the 500 kV network. We can see that the addition of 370 Mvar across the PSTs provides a minimal increase of 210 MW and a maximal increase of 610 MW. The results shown were obtained by load flow simulation using a base case that covers all the west part of the north-american network. Although many working cases were considered, only two extreme cases were needed to illustrate the increase in the working area. The proposed method proved to be very effective in the process of selecting the capacitor size while ensuring that the ratings of the PSTs are not exceeded.

It is also interesting to mention that in another study performed with this approach [4], the behaviors of a PST, CSC and a tuned IPC were compared in both the $P(\delta_{sr})$ and the $Q(\delta_{sr})$ planes. There again, the $P(\delta_{sr})$ plane was helpful in illustrating the operating conditions imposed by a network on a PFC but the $Q(\delta_{sr})$ plane did not allow the definition of working areas with easily predictable boundaries. Although the description of $Q(\delta_{sr})$ the plane is beyond the scope of the present paper, it can be pointed out that this plane clearly differentiates the three devices from a reactive power perspective. Utilization of a "power controller space" could then be used to study a power flow controller intended for both active power flow and reactive/voltage controls. To obtain this space, a Q axis or, alternatively, a V axis must be added to the power controller plane. One power controller space per side could be considered if both sides of the PFC behave very differently as far as reactive power or voltage are concerned.

VII. EQUIVALENT NETWORK

We have already mentioned in section II that reduction of a real network into a smaller one requires a considerable amount of time and effort. However, this section shows that for power flow controller studies an equivalent network can easily be defined to approximate the behavior of the active power flow of a real network.

The fact that the different network topologies of Fig. 3, 6 and 7 have very similar network characteristics defined by a relation such as (3) indicates that, as far as active power flow is concerned, they can all be represented by a very simple equivalent network. Such a network is presented in Fig. 12 a). It is not strictly equivalent but its parameters can be selected in order that the active power responds to the PFC quite closely to the real network. The interest of such an equivalent network mainly lies in the fact that it provides a simple representation of a complex network, thus simplifying the interpretation of the results obtained when conducting the study of a PFC in a real context

Although approximate, we show in the following that it is still possible to use such an equivalent to perform preliminary investigations with software such as MATHEMATICA, MATLAB, etc. Other equivalent networks with better performances can be conceived but at the cost of more complicated parameter evaluations. It is however beyond the scope of this paper to discuss this matter.

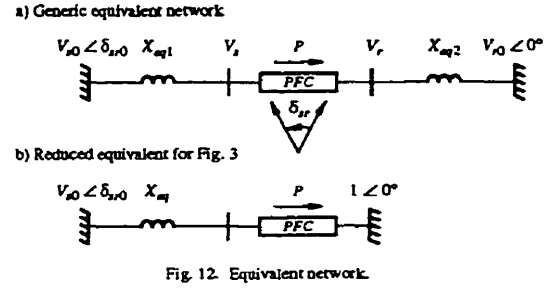


Fig. 12. Equivalent network.

A. Parameters selection

First, the parameters V_{s0}, V_{r0} and δ_{sr0} of the equivalent network are calculated using a load flow solution where the PFC is open-circuited. For this particular operating condition of the real network, we obtain across the PFC V_s', V_r' and δ_{sr}' which give:

$$V_{s0} = V_s' \qquad V_{r0} = V_r' \qquad \delta_{sr0} = \delta_{sr}' \tag{10}$$

Then, with the PFC in service and set at the maximum expected power level P_r'', we obtain from the real network solution the PFC angle δ_{sr}'' which allows us to compute the loop reactance of the equivalent network:

$$X_{loop} = \frac{V_{s0}V_{r0}}{P_r''}\sin(\delta_{sr0} - \delta_{sr}'') \tag{11}$$

This equation is based on Fig. 12 a) assuming that $V_s \approx V_r$. The loop reactance can then be distributed on both sides of the PFC in accordance with the actual network impedances as long as $X_{loop} = X_{eq1} + X_{eq2}$. In the case of the radial network of Fig. 3, we end up with the equivalent network of Fig. 12 b) where the loop reactance is entirely lumped on one side of the PFC.

Depending on the operating conditions of the real network such as levels of generation and contingencies, the parameters of the equivalent network may need to be readjusted to cover the complete working area.

B. Power flow approximation

In order to get some idea of the precision which can be expected from such an equivalent network, we plotted the active power P and the voltage V_s of the radial network (Fig. 3) and the same variables for its equivalent network (Fig. 12 b) in Fig. 13. The solid lines shows the real network while the dashed lines are obtained with the equivalent network. Although not shown here, the behavior of the control parameter ψ of the PST used as PFC are very similar in both cases.

The dotted box delimits an 82° angle range where the power flow difference between the two cases remains within ±6% while the power flow varies between ±1.7 times the surge impedance loading P_N of the line. It can be seen that the active power is similar in both cases over a wide range of power flows.

The voltage V_s is however different as compared to the base case. This arises from the fact that the equivalent network was strictly based on the active power flow equation. It is apparent that the loss of precision in the active power flow is related to the weakness of the equivalent network in providing a good voltage response.

A simple means of increasing the precision of the equivalent network without complicating its construction is as follows: when applicable, the actual series and shunt impedances in the immediate vicinity of the PFC are directly used and some series reactances are added to get a total series reactance equal to X_{loop}. In the case of the MPP study presented in section VI, the results obtained with such an enhanced equivalent network were very close to those obtained with the real network.

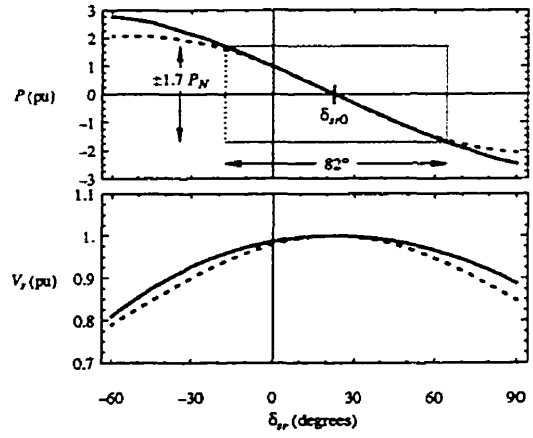


Fig. 13. Power flow P estimated with the equivalent network as compared to the base case.

VIII. CONCLUSION

A new method for simplifying the steady-state analysis and the design of power flow controllers (PFC) has been presented. It is based on the utilization of the "power controller plane" where the controlled active power flow is plotted as a function of the phase angle across the PFC.

The method is independent of the size and the complexity of the network and defines two families of almost decoupled characteristics: one for the network and the other for the PFC. The combination of the two families is used to define a working area which contains all the possible operating points of a given PFC and where its most stressing operating conditions can readily be identified. Only a few network cases are needed for the analysis so that the comparison and design of different PFCs within a given network can easily be performed taking into account pre- and post-contingency conditions.

The method brings a new perspective to power flow control studies as it looks at the network from the PFC's point of view. It allows the effective analysis of contingencies and facilitates the design of PFCs and the definition of simple network equivalents for power flow studies.

REFERENCES

[1] L. Gyugyi, "Solid-State Control of AC Power Transmission", IEEE PES/WM Panel Session on Flexible AC Transmission System, Atlanta, February 1990.

[2] D. Povh, "Load Flow Control in High Voltage Power Systems Using FACTS Controllers", CIGRE TF 38-01-06, January 1996.

[3] J. Brochu, P. Pelletier, F. Beauregard, and G. Morin, "The interphase power controller, a new concept for managing power flow within AC networks", IEEE Transactions PWRD vol. 9, no. 2, April 1994, pp. 833-841.

[4] J. Brochu, F. Beauregard, G. Morin, and P. Pelletier, "Interphase power controller adapted to the operating conditions of networks", IEEE Transactions PWRD vol. 10, no. 2, April 1995, pp. 961-969.

[5] J. Brochu, F. Beauregard, J. Lemay, G. Morin, P. Pelletier, and R. S. Thallam, "Application of the interphase power controller technology for transmission line power flow control", IEEE Transactions PWRD vol. 12, no. 2, April 1997, pp. 888-894.

[6] R. S. Thallam, T. G. Lundquist, D. W. Gerlach, S. R. Amuri, and D. A. Selin, "Design studies for the Mead-Phoenix 500kV ac transmission project", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 10, no. 4, October 1995, pp. 1862-74.

BIOGRAPHIES

Jacques Brochu (M'86) obtained his B.A.Sc. and M.A.Sc. degrees in electrical engineering from Université Laval of Québec in 1981 and 1986 respectively and his Ph.D. degree from École polytechnique de Montréal in 1997. From 1981 to 1983, he was production engineer for Canadian General Electric. He was a research engineer at Hydro-Québec's research institute (IREQ) from 1985 to 1990 and is currently at CITEQ since 1990. His research has mainly revolved around transistorized drives, induction heating inverters and power flow control devices for power systems. He is co-author of a number of patents relating to the design and the conception of the Interphase Power Controller (IPC) technology.

François Beauregard (S'83,M'86) received his B.A.Sc. and M.A.Sc. degrees in electrical engineering from Montréal's École Polytechnique in 1984 and 1987 respectively. He joined Hydro-Québec in 1986, and began working as a researcher at the utility's research institute (IREQ) in the fields of telephone interference related to HVDC converters and motor drive modeling. In 1990 he joined CITEQ, where he is currently involved in control systems and network modeling. He is co-author of a number of patents relating to the design and the conception of the Interphase Power Controller (IPC) technology.

Jacques Lemay (M'67, SM'90) is consultant for electric power transmission and distribution systems, HVDC and FACTS applications. Before his retirement, he was coordinator responsible for application studies of the Interphase Power Controller under development at CITEQ. Before his transfer to CITEQ, he was with the Transmission Planning Department of Hydro-Québec where he was technical coordinator for the Québec/New England 450 kV, 2000 MW multiterminal dc system and for the transmission planning sector of the R&D program. Dr Lemay has long been active in CIGRE and IEEE committees dealing with FACTS, HVDC systems and interactions between ac and dc systems.

Pierre Pelletier (M'87) received his B.A.Sc. degree in electrical engineering from Université de Sherbrooke in 1969. He joined Hydro-Québec's system testing department in 1969 where he was involved in the analysis of 735-kV transmission system performances. He was responsible for field testing, integration and acceptance tests of the first 315-kV Rimouski static var compensator and 735-kV static var compensators for James Bay system. He was also involved in the acceptance tests for the Chateauguay, Madawaska and Des Cantons HVDC projects. He holds Canadian and U.S. patents on the interconnection of synchronous and asynchronous AC networks. He joined CITEQ in October 1990 as Project Leader for the development of the Interphase Power Controller (IPC) technology. In April 1997, he joined the IREQ laboratories as Power System Expert for the promotion of field testing services.

Richard J. Marceau (M'81) obtained his B.Eng. at McGill University (1977) and his M.Sc.A. at École Polytechnique de Montréal (1983). From 1978 to 1982, he worked for MONENCO in system planning, relaying and power station design. At Hydro-Québec from 1982 to 1990, he worked in operations, as a researcher in induction heating (IREQ), and in strategic planning of R&D. From 1990 to 1993, he was a Ph.D. student at McGill University. He is currently Associate Professor at École Polytechnique de Montréal. His immediate research interests include software frameworks and dynamic security analysis.