



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação



Operação e Planeamento de Redes de Energia Eléctrica com recurso ao Trânsito Optimizado de Energia

SAMUEL ALEXANDRE DA COSTA LOURENÇO
(Licenciado)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Electrotécnica - ramo de Energia

Orientadores:

Professor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis
Professor Sérgio Miguel Redondo Faias

Júri:

Presidente: Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa

Vogais:

Professor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis
Professor Sérgio Miguel Redondo Faias
Professora Dulce Helena Pereira Costa

Dezembro de 2012

“I have not failed. I've just found 10,000 ways that won't work.”

Eu não falhei. Eu apenas descobri 10,000 maneiras que não funcionam.

(Thomas Alva Edison)

Agradecimentos

Agradeço à Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação do ISEL e a todos os professores, por me terem acompanhado nesta jornada e por estimularem o meu interesse pelo conhecimento e pela vida académica.

Há que destacar duas pessoas cruciais para o desenvolvimento deste trabalho, os meus orientadores, o Professor Francisco Reis e o Professor Sérgio Faias. Pela sua dedicação, disponibilidade, paciência, apoio, transmissão de conhecimentos e rigor, o meu enorme obrigado.

Agradeço a todos os colegas e amigos com quem me cruzei ao longo destes anos, com quem estudei, trabalhei e me diverti, pois foi com base nesses ensinamentos e vivências, que me foi possível crescer e chegar até aqui. Agradeço, ainda e sobretudo, ao Fábio Teixeira, um grande colega e amigo que me acompanhou ao longo desta jornada.

Um agradecimento especial, às pessoas a quem dedico esta dissertação, aos meus pais, António Lourenço e Natércia Lourenço. O seu apoio incondicional, carinho, dedicação e força de vontade para enfrentar as adversidades da vida, contribuíram a todos os níveis para a realização desta dissertação.

Quero também dirigir uma palavra de apreço à Diana Parreira que, durante este trabalho, me encorajou e apoiou.

A todos, os que de algum modo contribuíram para a realização deste trabalho, o meu sincero reconhecimento e profunda gratidão.

Resumo

Esta dissertação tem como objectivo explorar as potencialidades de aplicação do trânsito optimizado de energia (*Optimal Power Flow* - OPF), no contexto da operação e planeamento de redes de energia eléctrica. Para o efeito, são ilustradas diferentes funções objectivo, nomeadamente, a minimização: dos custos de combustível, da potência activa de perdas, da potência reactiva de perdas, do ajuste de carga, do ajuste da reactância das linhas e da inserção das reactâncias *shunt* e/ou baterias de condensadores.

São ainda propostas duas abordagens, que recorrem ao OPF, para efectuar a resolução do problema da compensação do factor de potência, em redes de distribuição de energia eléctrica. Em cada abordagem, são inseridas baterias de condensadores comutáveis na rede, com o objectivo de conduzir a uma redução dos custos de geração de energia eléctrica. Na primeira abordagem, dimensionam-se as baterias de condensadores para o nível de carga mais elevado, enquanto na segunda abordagem proposta, o valor e localização dos condensadores, tem em conta o conjunto dos níveis de carga considerados para o qual se pretende efectuar o dimensionamento.

As duas abordagens apresentam resultados distintos para a potência reactiva das baterias de condensadores adicionadas em cada barramento, bem como para a selecção dos escalões, que devem estar em funcionamento em diferentes níveis de carga.

De forma a avaliar a qualidade das soluções efectua-se, uma avaliação técnico-económica para diferentes níveis admissíveis de compensação do factor de potência, tendo em conta cenários de carga considerados na óptica do planeamento.

É proposta uma metodologia, com o objectivo de obter a solução do problema em função dos seguintes factores: orçamento disponível, nível de perdas considerado satisfatório, VAL e $\tan \varphi$ das cargas da rede.

As abordagens propostas são aplicadas à rede de distribuição de energia eléctrica de São Vicente. São ainda efectuadas sensibilidades em relação à natureza da carga, mediante a variação da sua $\tan \varphi$. Verifica-se que os resultados obtidos são robustos e que a segunda abordagem é mais vantajosa.

Palavras-Chave: Trânsito optimizado de energia; Operação; Planeamento; Compensação do factor de potência;

Abstract

The objective of this work is to exploit the capabilities of using Optimal Power Flow (OPF), in the context of electric power systems operation and planning. For this purpose, different objective functions are illustrated, amid others, minimization of: fuel costs, active power loss, reactive power loss, load adjustment, branch reactance adjustment and the insertion of shunt reactors and/or shunt capacitors.

This work also proposes two approaches that use OPF, for solving the problem of reactive power compensation, for electric distribution networks. In each one, switched shunt capacitors are added to the network, in order to achieve a reduction of electricity generation costs. In the first approach, the shunt capacitors sizing is done for the highest load level. In the second approach, the value and location of shunt capacitors, takes into account all the load levels.

Both approaches provide different results for the reactive power of the shunt capacitors installed on each bus, as well as for the selection of the steps that should be operated in different load levels.

In order to evaluate the quality of the solutions, both a technical and economical evaluation for different levels of reactive power compensation is done, bearing in mind typical load scenarios usually considered when planning a network.

Finally it is also proposed a methodology to obtain the solution of the problem taking into account the following factors: available budget, acceptable level of power losses, NPV and $\tan \varphi$ of the load.

The approaches are applied to the electric distribution network of São Vicente. Sensitivities concerning the nature of the network load are also carried out, by varying its $\tan \varphi$. It is verified that the results obtained are robust and that the second approach is the most advantageous approach.

Keywords: Optimal Power Flow; Operation; Planning; Reactive Power Compensation.

Índice

Agradecimentos.....	v
Resumo.....	vii
Abstract	ix
Índice.....	xi
Índice de figuras	xv
Índice de tabelas	xvii
Lista de acrónimos e abreviaturas	xix
Lista de símbolos e variáveis	xxi
1. Introdução.....	1
1.1. Enquadramento	2
1.2. Objectivos	3
1.3. Organização do texto	3
2. Trânsito de energia optimizado	5
2.1. Enquadramento histórico	6
2.2. Aplicações.....	7
2.3. Formulação matemática.....	8
2.3.1. Função objectivo	9
2.3.2. Restrições de igualdade e desigualdade.....	11
2.4. Métodos de resolução	12
2.4.1. Método do gradiente.....	14
2.4.2. Métodos baseados em Newton	16
2.4.3. Programação linear	20
2.4.4. Programação quadrática	24
2.4.5. Método do ponto interior.....	26
2.4.6. Algoritmos genéticos.....	30
2.4.7. <i>Particle swarm optimization</i>	33

2.4.8. Outros métodos não convencionais	35
2.4.9. Análise dos métodos convencionais e não convencionais.....	37
3. Aplicação de uma ferramenta comercial na resolução do problema OPF	39
3.1. Descrição do programa informático.....	40
3.1.1. Processo de resolução	40
3.2. Descrição da rede usada nos exemplos de aplicação	49
3.3. Minimização dos custos de combustível - caso A	52
3.3.1. Comparação entre o despacho económico e problema OPF.....	55
3.4. Minimização da potência activa de perdas - caso B	59
3.5. Minimização da potência reactiva de perdas - caso C	62
3.6. Minimização do ajuste de carga nos barramentos - caso D	65
3.7. Minimização do ajuste da reactância das linhas - caso E.....	73
3.8. Minimização da inserção de reactâncias <i>shunt</i> e/ou baterias de condensadores - caso F.....	77
3.9. Análise global dos resultados obtidos	83
4. Compensação do factor de potência através da resolução do problema OPF – Caso prático.....	85
4.1. Aspectos gerais sobre a redução da potência activa de perdas através da compensação do factor de potência.....	86
4.2. Descrição das abordagens propostas para o dimensionamento e localização de baterias de condensadores	89
4.2.1. Fase de obtenção dos resultados teóricos	90
4.2.2. Abordagem I.....	92
4.2.3. Abordagem II.....	98
4.3. Descrição da rede de distribuição de São Vicente	104
4.3.1. Localização.....	104
4.3.2. Rede de energia eléctrica.....	105
4.4. Pressupostos do problema.....	109
4.5. Resultados	113
4.5.1. Teóricos	115

4.5.2. Práticos	119
4.5.3. Sensibilidade dos resultados práticos em relação à $\tan \varphi$ média das cargas	129
4.6. Análise global dos resultados.....	136
4.7. Selecção do nível de compensação de factor de potência.....	138
5. Conclusões e desenvolvimentos futuros.....	141

Referências

Anexo I - Condições de Kuhn-Tucker

Anexo II - Rede de 6 barramentos usada no Capítulo 3

Anexo III - Características das linhas aéreas e cabos subterrâneos

Anexo IV - Dados das cargas

Anexo V - Características das baterias de condensadores

Apêndice A - Resultados teóricos obtidos para os diferentes níveis de carga e compensação

Apêndice B - Delimitação das zonas da rede de energia eléctrica simplificada de São Vicente

Apêndice C - Resultados da aplicação da abordagem I

Apêndice D - Resultados da aplicação da abordagem II – variante ponta

Apêndice E - Resultados da aplicação da abordagem II – variante intermédio

Apêndice F - Resultados da aplicação da abordagem II – variante vazio

Apêndice G - Resultados da aplicação da abordagem I

Apêndice H - Resultados da aplicação da abordagem II – variante ponta

Apêndice I - Resultados da aplicação da abordagem II – variante intermédio

Apêndice J - Resultados da aplicação da abordagem II – variante vazio

Índice de figuras

Figura 2.1 – Função de penalidade quadrática.	18
Figura 2.2 - Função de custo quadrática.	21
Figura 2.3 - Função de custo linearizada.....	21
Figura 2.4 – Esquema do comportamento do MPI e simplex na busca da solução óptima.	27
Figura 3.1 - Função de barreira logarítmica.	44
Figura 3.2 – Fluxograma com o processo iterativo simplificado de resolução do problema OPF.	48
Figura 3.3 - Resultados obtidos para a resolução do trânsito de energia em PSS®E.	50
Figura 3.4 - Resultados obtidos em PSS®E para problema OPF - caso A.	53
Figura 3.5 - Curvas de custo de combustível de cada gerador.	54
Figura 3.6 - Resultados obtidos para o caso GAMS+PSS®E.	57
Figura 3.7 - Resultados obtidos em PSS®E para problema OPF considerando $C_{ploss}=1$ u.m./pu - caso B.....	60
Figura 3.8 - Resultados obtidos em PSS®E para problema OPF considerando $C_{qloss}=1$ u.m./pu - caso C.....	63
Figura 3.9 - Resultados obtidos em PSS®E para problema OPF - caso A.1.	67
Figura 3.10 - Resultados obtidos em PSS®E para problema OPF - caso D.	68
Figura 3.11 - Resultados obtidos em PSS®E para problema OPF - caso AD.	69
Figura 3.12 - Resultados obtidos em PSS®E para problema OPF - caso D.1.	70
Figura 3.13 - Resultados obtidos em PSS®E para problema OPF - caso E.....	74
Figura 3.14 - Resultados obtidos em PSS®E para problema OPF - caso AE.....	75
Figura 3.15 - Resultados obtidos em PSS®E para problema OPF - caso F.....	80
Figura 3.16 - Resultados obtidos em PSS®E para problema OPF - caso AF.....	81
Figura 4.1 – Esquema simplificado das duas abordagens propostas onde se pode constatar a sequência de obtenção dos resultados teóricos e práticos.	90
Figura 4.2 – Fluxograma com as diversas fases necessárias para a aplicação da abordagem I.....	93
Figura 4.3 – Fluxograma com as diversas fases necessárias para a aplicação da abordagem II.	100
Figura 4.4 – Mapa com a localização das ilhas de Cabo Verde.....	104
Figura 4.5 – Mapa da ilha de São Vicente.	105
Figura 4.6 – Esquema da rede de energia eléctrica simplificada de São Vicente, construído em PSS®E.....	108
Figura 4.7 – Conjuntos de soluções obtidos através da aplicação das abordagens I e II.	114

Figura 4.8 – Esquema exemplificativo da selecção dos barramentos onde ocorre a compensação de factor potência em função do C_{CRI} .	115
Figura 4.9 – Frequência absoluta do número de vezes que ocorreu a compensação de factor de potência em cada barramento, nos diversos valores de C_{CRI} usados, para os níveis de carga: ponta, intermédio e vazio.	117
Figura 4.10 - Benefício actualizado/investimento em função do investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio.	122
Figura 4.11 – VAL em função do investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio.	123
Figura 4.12 - Redução anual da potência activa de perdas (%) em função do investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio.	125
Figura 4.13 - $\tan\phi$ média das cargas em função do investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio.	127
Figura 4.14 - Número de barramentos onde ocorreu a compensação de factor de potência em função investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio.	128
Figura 4.15 – Potência reactiva total instalada através das baterias de condensadores em função do investimento efectuado para as abordagens I e proposta II – variantes: ponta, intermédio e vazio.	129
Figura 4.16 – Benefício actualizado/investimento em função investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio, considerando a $\tan\phi$ das cargas do caso base = 0,4.	131
Figura 4.17 - VAL em função investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio, considerando a $\tan\phi$ das cargas do caso base = 0,4.	132
Figura 4.18 - Redução anual da potência activa de perdas (%) em função investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio, considerando a $\tan\phi$ das cargas do caso base = 0,4.	133
Figura 4.19 - $\tan\phi$ média das cargas em função do investimento para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio, considerando a $\tan\phi$ das cargas do caso base = 0,4.	134
Figura 4.20 - Número de barramentos onde ocorreu a compensação de factor de potência, em função do investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio, considerando a $\tan\phi$ das cargas do caso base = 0,4.	135
Figura 4.21 – Potência reactiva total instalada nas baterias de condensadores em função do investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio, considerando a $\tan\phi$ das cargas do caso base = 0,4.	136

Índice de tabelas

Tabela 3.I - Resultados obtidos para as potências activa e reactiva de geração, para o caso base.....	51
Tabela 3.II - Resultados obtidos para potência activa e reactiva de perdas da rede, e para o custo total de combustível, para o caso base.	51
Tabela 3.III - Resultados obtidos para as potências activa e reactiva de geração, para o caso base e caso A.	53
Tabela 3.IV - Resultados obtidos para potência activa e reactiva de perdas da rede, e para o custo total de combustível, para o caso base e caso A.	53
Tabela 3.V – Restrições activas do problema referentes ao caso A.	55
Tabela 3.VI - Resultados do problema do despacho económico, obtidos em GAMS, para uma carga de 210 MW.	57
Tabela 3.VII – Resultados obtidos para as potências activa e reactiva de geração, para o caso A e para o caso GAMS+PSS®E.	58
Tabela 3.VIII - Resultados das potências activa e reactiva de perdas e dos custos de combustível, para o caso A e para o caso GAMS+PSS®E.	58
Tabela 3.IX - Resultados obtidos para as potências activa e reactiva de geração, para o caso base e caso B.	60
Tabela 3.X - Resultados obtidos para potência activa e reactiva de perdas da rede, e para o custo total de combustível, para o caso base e caso B.	60
Tabela 3.XI – Resultados da potência activa de perdas em cada linha, para o caso base e caso B.	61
Tabela 3.XII - Resultados obtidos para as potências activa e reactiva de geração, para o caso base e caso C.	63
Tabela 3.XIII - Resultados obtidos para potência activa e reactiva de perdas da rede, e para o custo total de combustível, para o caso base e caso C.	64
Tabela 3.XIV - Resultados da potência reactiva de perdas em cada linha, para o caso base e caso C.	64
Tabela 3.XV - Resultados obtidos para as potências activa e reactiva de geração, para o caso A.1, caso D, caso AD e caso D.1.	70
Tabela 3.XVI - Resultados obtidos para potência activa e reactiva de perdas da rede, e para os custos totais, para o caso A.1, caso D, caso AD e caso D.1.	71
Tabela 3.XVII - Resultados obtidos para o valor final da potência activa de cada carga e para o factor de ajustamento de carga, para o caso A.1, caso D, caso AD e caso D.1.	71
Tabela 3.XVIII - Restrições activas do problema referentes ao caso D, caso AD e caso D.1.	72

Tabela 3.XIX - Resultados obtidos para as potências activa e reactiva de geração, para o caso A.1, caso E e caso AE.	75
Tabela 3.XX - Resultados obtidos para potência activa e reactiva de perdas da rede, e para o custo total de combustível, para o caso A.1, caso E e caso AE.....	76
Tabela 3.XXI - Restrições activas do problema referentes ao caso E e caso AE.....	77
Tabela 3.XXII - Resultados obtidos para as potências activa e reactiva de geração, para o caso A.1, caso F e caso AF.....	81
Tabela 3.XXIII - Resultados obtidos para potência activa e reactiva de perdas da rede, e para o custo total de combustível, para o caso A.1, caso F e caso AF.	82
Tabela 3.XXIV - Restrições activas do problema para o caso F e caso AF.....	83
Tabela 4.I – Resultados teóricos (kVAr) obtidos para baterias de condensadores a adicionar a cada barramento, considerados para a rede exemplo usada na abordagem I.	98
Tabela 4.II – Resultados teóricos (kVAr) para baterias de condensadores a adicionar a cada barramento, considerados para a rede exemplo usada na abordagem II.	103
Tabela 4.III - Resultados teóricos (kVAr), usados para efectuar a selecção dos escalões das baterias de condensadores, considerados para a rede exemplo usada na abordagem II.	103
Tabela 4.IV - Características dos motores das centrais de Matiota e Lazareto.	106
Tabela 4.V - Características dos alternadores das centrais de Matiota e Lazareto.....	106
Tabela 4.VI – Características dos parques eólicos.	107
Tabela 4.VII – Custo médio de combustível, actualizado ao ano 2012.	110
Tabela 4.VIII - Frequência absoluta de compensação do factor de potência, para cada zona da rede equivalente de São Vicente.	119
Tabela 4.IX - Potência total das baterias de condensadores inseridas em cada barramento, de forma uma obter a $\tan\phi$ média das cargas com um valor de 0,5, na variante ponta.....	139

Lista de acrónimos e abreviaturas

ACO	<i>Ant Colony Optimization</i>
AG	Algoritmos Genéticos
EP	<i>Evolutionary Programming</i>
FACTS	<i>Flexible Alternate Current Transmission Systems</i>
F. obj.	Função objectivo
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i>
KT	Kuhn Tucker
LF	Lógica <i>Fuzzy</i>
MG	Método do Gradiente
MN	Método de Newton
MPI	Método do Ponto Interior
OPF	<i>Optimal Power Flow</i>
PL	Programação Linear
PQ	Programação Quadrática
PSS®E	<i>Power System Simulator for Engineering</i>
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
RN	Redes Neurais
SCOPF	<i>Security Constrained Optimal Power Flow</i>
SEE	Sistemas de Energia Eléctrica
SVC	<i>Static VAr Compensator</i>
TSCOPF	<i>Transient-Stability Constrained Optimal Power Flow</i>

Lista de símbolos e variáveis

Com vista a facilitar a leitura desta dissertação, apresenta-se em seguida uma lista dos símbolos e das variáveis mais usadas. Todas as variáveis estão devidamente definidas e caracterizadas no local do texto onde surgem pela primeira vez.

ΔC_{CRi}	Passo de C_{CRi} que determina o número de níveis de compensação de factor de potência a obter na aplicação das abordagens propostas
ΔP_{i-j}^{loss}	Varição da potência activa de perdas na linha que interliga o barramento i e j
ΔQ_{i-j}^{loss}	Varição da potência reactiva de perdas na linha que interliga o barramento i e j
Δt_j	Duração anual do nível de carga j
θ_i	Argumento da tensão associada ao barramento i
θ_i^{est}	Argumento da tensão especificada no barramento i
λ_i	Multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade
μ_b	Parâmetro de barreira
μ_i	Multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade
ρ_{li}	Nível de penalidade linear
ρ_{qi}	Nível de penalidade quadrática
ψ_{Di}	Factor de ajustamento da carga associado barramento i
ψ_{Di}^{max}	Factor de ajustamento da carga máximo associado barramento i
ψ_{Di}^{min}	Factor de ajustamento da carga mínimo associado barramento i
ψ_{Li}	Factor de ajustamento da reactância da linha
ψ_{Li}^{max}	Factor máximo de ajustamento da reactância da linha
ψ_{Li}^{min}	Factor mínimo de ajustamento da reactância da linha

ω	Velocidade ou frequência angular
B_i	Susceptância associada à reactância <i>shunt</i> ou bateria de condensadores a instalar no barramento <i>i</i>
B_i^{min}	Susceptância mínima admissível associada à reactância <i>shunt</i> ou bateria de condensadores a instalar no barramento <i>i</i>
B_i^{max}	Susceptância máxima admissível associada à reactância <i>shunt</i> ou bateria de condensadores a instalar no barramento <i>i</i>
B_{ij}	Susceptância obtida através da matriz de admitâncias
C	Capacitância
C_{CB}	Custo anual mínimo associado à geração de energia eléctrica, depois da inserção de baterias de condensadores
C_{CRi}	Factor de custo associado ao nível de compensação do factor de potência no barramento <i>i</i>
C_{CRi}^{max}	Valor máximo associado ao C_{CRi}
C_{Di}	Custo associado ao ajuste da carga no barramento <i>i</i>
C_{Li}	Custo associado ao ajuste da reactância da linha
C_o	Custo anual associado à manutenção e operação das baterias de condensadores
C_{Ploss}	Parâmetro que determina o custo associado à potência activa de perdas
C_{Qloss}	Parâmetro que determina o custo associado à potência reactiva de perdas
C_{SB}	Custo anual mínimo associado à geração de energia eléctrica antes da inserção de baterias de condensadores
C_{Sj}	Custo horário mínimo associado à geração de energia eléctrica, antes da inserção de baterias de condensadores, para o nível de carga <i>j</i>
CF	<i>Cash-flow</i>
CF_a	<i>Cash-flow</i> actualizado

FP	Factor de potência
G_{ij}	Condutância obtida através da matriz de admitâncias
I_0	Investimento inicial
i_{act}	Taxa de actualização
I_L	Corrente por fase
I_{Lc}	Corrente por fase após a inserção de um condensador
L_{i-j}	Linha que interliga o barramento i e j
P_i	Potência activa injectada no barramento i
P_i^{est}	Potência activa especificada, para o gerador associado ao barramento i
P_i^{gen}	Potência activa do gerador associado ao barramento i
$P_i^{gen,max}$	Potência activa máxima de geração associada ao gerador i
$P_i^{gen,min}$	Potência activa mínima de geração associada ao gerador i
P_i^{load}	Potência activa de carga no barramento i
P_{loss}	Potência activa de perdas da rede
P_{i-j}^{loss}	Potência activa de perdas na linha que interliga o barramento i e j
P_{lac}^j	Potência activa de perdas da rede, calculada antes da inserção de baterias de condensadores, para o nível de carga j
P_{ldc}^j	Potência activa de perdas da rede, calculada depois da inserção de baterias de condensadores, para o nível de carga j
$Q_i^{bat.}$	Potência reactiva da bateria de condensadores, no barramento i
Q_i	Potência reactiva injectada no barramento i
Q_i^{gen}	Potência reactiva gerada no barramento i

Q_i^{load}	Potência reactiva de carga no barramento i
Q_{i-j}^{loss}	Potência reactiva de perdas na linha que interliga barramento i e j
Q_{loss}	Potência reactiva de perdas da rede
R_{i-j}	Resistência longitudinal da linha que interliga o barramento i e j
$Red. P_{loss}$	Redução anual da potência activa de perdas da rede
S_{load}	Potência aparente de carga total da rede
S_i^{load}	Potência aparente de carga do barramento i
Sl_{i-j}	Limite da capacidade térmica da linha (potência aparente), que interliga o barramento i e j
S_{newi}^{load}	Potência aparente de carga do barramento i , após o ajuste de carga
t_{total}	Tempo de vida útil do projecto
$\tan(\varphi)_j$	Tan(φ) calculada para o nível de carga j
V	Tensão composta da rede
V_n^{bat}	Tensão nominal da bateria de condensadores
V_i	Módulo da tensão do barramento i
V_i^{est}	Módulo da tensão especificada no barramento i
V_i^{min}	Tensão mínima admissível no barramento i em condições de funcionamento normal
V_i^{max}	Tensão máxima admissível no barramento i em condições de funcionamento normal
V_n^{react}	Tensão nominal da reactância <i>shunt</i>
VAL	Valor actual líquido
X_i	Reactância inicial da linha candidata ao ajuste da reactância

X_{i-j}	Reactância longitudinal da linha que interliga o barramento i e j
X_{newi}	Valor final da reactância, após ajuste de reactância
Y_c	Admitância da bateria de condensadores
Y_{i-j}	Admitância transversal da linha que interliga o barramento i e j

Capítulo

1

Introdução

Neste capítulo é efectuado um enquadramento da dissertação. Além disso são também apresentados os objectivos e a organização do texto da mesma.

1. Introdução

1.1. Enquadramento

A energia eléctrica assume um papel fundamental nos nossos dias, sendo uma peça chave em sectores como a indústria, a habitação, serviços e até nos transportes. A produção, transporte, distribuição e consumo de energia eléctrica está incluída nos Sistema de Energia Eléctrica (SEE).

Inicialmente, as primeiras centrais eléctricas apresentavam na sua constituição máquinas a vapor que geravam corrente contínua através de dínamos, no entanto com a invenção do transformador, por Ferranti, e do motor de indução, por Tesla, adoptou-se o uso generalizado da corrente alternada [1].

Mais tarde, surgiram as primeiras redes de distribuição de energia eléctrica, que foram implantadas em centros de consumo, funcionando isoladamente. No início dos anos 20, foram construídas as primeiras redes de transporte, inicialmente em alta e posteriormente em muito alta tensão [1].

Após a Segunda Guerra Mundial, começaram a surgir empresas que asseguravam simultaneamente a produção, o transporte e por vezes até a distribuição de energia eléctrica. Estas empresas, consideradas de monopólios naturais, reforçaram a tendência para a centralização. No entanto, os avanços tecnológicos e a evolução organizacional permitiram que a partir da década de 70, ocorresse a liberalização do mercado eléctrico em alguns países. Esta mudança procurou alcançar ganhos de eficiência e consequente redução de preços, em benefício dos consumidores.

A complexidade dos SEE foi assim aumentando ao longo do tempo, tornando também mais complexa a gestão e operação destes sistemas. Os SEE devem obedecer a determinados requisitos para o seu correcto funcionamento, tais como [1]:

- a produção de energia eléctrica deve igualar o consumo;
- os custos de produção da energia fornecida devem ser minimizados;
- o impacte ambiental da produção da energia eléctrica deve ser minimizado.
- a energia eléctrica deve obedecer a critérios de qualidade bem definidos: frequência e tensão dentro de limites estipulados; forma de onda sinusoidal; fiabilidade elevada;

Quer para o mercado liberalizado ou centralizado são necessárias ferramentas que permitam assistir na gestão e operação dos SEE. O Trânsito Optimizado de Energia¹ é uma dessas ferramentas. Com o OPF procura-se otimizar o funcionamento de redes de energia eléctrica, de modo a atingir diversos objectivos, respeitando restrições técnicas e operacionais. Desta forma podem ser obtidas informações úteis quer para a operação, quer para o planeamento de uma rede de energia eléctrica.

1.2. Objectivos

A presente dissertação tem como objectivo explorar as potencialidades de aplicação do OPF no contexto da operação e planeamento de redes de energia eléctrica. Para isso será efectuada a resolução do OPF para diferentes funções objectivo, com recurso a um programa comercial de análise e simulação de redes de energia eléctrica.

No âmbito deste trabalho, é também comparada a solução do problema OPF com a solução do problema clássico do despacho económico.

Como aplicação prática deste trabalho, é realizado um estudo onde são propostas abordagens para efectuar a compensação do factor de potência, tendo em conta os aspectos técnicos e económicos de operação da rede. Na aplicação destas abordagens, pretende-se determinar a localização óptima de baterias de condensadores comutáveis, e definir quais os escalões dessas baterias, que devem estar em funcionamento nos diferentes níveis de carga de uma rede de energia eléctrica. Estas abordagens terão como base a resolução do problema OPF.

1.3. Organização do texto

A presente dissertação encontra-se organizada em cinco capítulos, sendo em seguida efectuada uma breve descrição sobre cada um deles.

No Capítulo 1, é efectuada um enquadramento da dissertação. Além disso são também apresentados os objectivos e a organização do texto da mesma.

No Capítulo 2, é realizada uma apresentação teórica do problema OPF. É efectuada um enquadramento histórico onde se podem constatar as origens deste problema e são enumeradas algumas das suas aplicações. É ainda apresentada a sua formulação matemática genérica, sendo descritas as funções objectivo e restrições mais usadas. Por fim são apresentados de forma breve, alguns dos métodos usados para a resolução deste problema.

¹ Mais conhecido na língua inglesa por *Optimal Power Flow (OPF)*

No Capítulo 3, é efectuada a resolução do problema OPF recorrendo a um *software* comercial, sendo descrito de forma breve o respectivo método resolução. O problema OPF é resolvido para diversas funções objectivo, sendo mostrados e analisados os resultados obtidos. Além disso é ainda realizada uma comparação entre o problema OPF e o problema do despacho económico.

No capítulo 4, são propostas duas abordagens que recorrem à resolução do problema OPF, para efectuar a compensação do factor de potência, em redes de distribuição de energia eléctrica. Estas abordagens são aplicadas à rede de distribuição de energia eléctrica de São Vicente. São ainda descritos os pressupostos e considerações tidos em conta para a aplicação das abordagens, sendo apresentados e analisados os resultados obtidos.

No Capítulo 5, encontram-se as principais conclusões obtidas ao longo do trabalho desenvolvido nesta dissertação, bem como algumas sugestões para futuros desenvolvimentos.

Capítulo

2

Trânsito de energia otimizado

Neste capítulo é realizada uma apresentação teórica do problema OPF. É efectuado um enquadramento histórico onde se podem constatar as origens deste problema e são enumeradas algumas das suas aplicações. É ainda apresentada a sua formulação matemática genérica, sendo descritas as funções objectivo e restrições mais usadas. Por fim são apresentados de forma breve, alguns dos métodos usados para a resolução deste problema.

2. Trânsito de energia otimizado

2.1. Enquadramento histórico

O problema OPF tem sido um dos assuntos mais estudados na área de Sistemas de Energia.

Como é referido em [2], o problema OPF tem suas origens no início dos anos 30, quando se iniciou o estudo do problema do despacho económico. Este último consiste num problema de optimização, onde se pretende efectuar a distribuição da potência activa total de carga de uma rede de energia eléctrica¹ pelas unidades de geração, de forma a minimizar os custos de geração de energia eléctrica. Na formulação do problema são incluídas restrições de desigualdade, inerentes aos limites de produção de potência activa e a representação da rede de energia eléctrica é realizada apenas por uma equação de igualdade (equação de balanço). Esta equação estabelece que a potência activa total de carga da rede seja igual à potência activa total gerada, sendo assim ignorada a potência activa de perdas existente na rede.

Os métodos mais populares para a resolução do despacho económico são baseados na igualdade de custos incrementais ou marginais (*Equal Incremental Cost*), sendo que estes constituem a base de muitos algoritmos que vieram a ser desenvolvidos para a resolução do problema OPF [2].

No início dos anos 40, começaram a ser incluídos, no problema do despacho económico, modelos para representar a potência activa de perdas da rede [2], numa tentativa de tornar este problema mais completo. Esses modelos continuaram a evoluir, sendo que paralelamente no início de 1960 surgiu a implementação do problema do trânsito de energia nos computadores digitais [3]. O problema do trânsito de energia serve para determinar a solução em regime estacionário de uma rede. Neste problema são usados modelos matemáticos que exprimem com suficiente rigor o sistema físico real. Mediante a especificação de determinadas grandezas associadas aos barramentos, são calculados os valores das tensões em módulo e argumento em cada barramento, as potências que transitam em todos os ramos, entre outras grandezas, recorrendo para isso à solução numérica das equações do trânsito de energia [1].

Os desenvolvimentos anteriores contribuíram para que no problema do despacho económico fossem incluídas novas variáveis e restrições com o intuito melhorar a modelação da rede, o que veio originar assim o problema OPF. Este problema foi introduzido originalmente por

¹ Por questões de simplicidade, o termo rede, será usado no desenrolar da presente dissertação, com o intuito de mencionar a rede de energia eléctrica.

Carpentier em 1962 [4], e pode ser definido genericamente como um problema de optimização não linear de grande dimensão, onde se pretende minimizar ou maximizar uma dada função objectivo (custo de geração de energia eléctrica, perdas de energia na rede, etc). Neste problema estão incluídas as equações do trânsito de energia (componente activa e reactiva), através de restrições de igualdade. Além disso, também são incorporadas as limitações físicas inerentes aos equipamentos da rede, através de restrições de desigualdade. Este tipo de restrições, para além de estarem associadas aos componentes físicos da rede, vão também fazer cumprir as exigências de segurança para a operação da rede [5].

O problema do trânsito de energia está associado ao problema OPF, uma vez que na formulação deste último estão incluídas as equações do trânsito de energia, no entanto há que distinguir os dois problemas. No problema do trânsito de energia os valores das variáveis de controlo são pré-especificados, enquanto no problema OPF essas variáveis ou apenas de algumas delas são ajustadas no processo de optimização, dada uma determinada função objectivo [6]. Por outras palavras, no problema do trânsito de energia, os valores das variáveis de controlo inseridas previamente, podem originar que no resultado do problema possam existir violações dos limites de operação e segurança da rede, sendo que posteriormente podem ser efectuadas, pelo utilizador, alterações nessas variáveis de forma a procurar corrigir esses problemas. No problema OPF essas variáveis são ajustadas automaticamente, de forma a fazer cumprir as restrições de operação e segurança da rede, ao mesmo tempo que se efectua uma minimização ou maximização de uma dada função objectivo.

Foram desenvolvidos diversos métodos para obter a solução do problema OPF, o que levou a que nos dias de hoje, exista uma literatura bastante vasta sobre o assunto. Na § 2.4, são descritos sumariamente alguns desses métodos, não sendo realizado um estudo exaustivo, visto que esse não é o objectivo da presente dissertação.

2.2. Aplicações

Em seguida são enumeradas algumas das aplicações genéricas do problema OPF [7]:

- O problema OPF pode ser usado para efectuar estudos de planeamento para a expansão da rede, tendo em conta previsões da evolução da carga. Nestes estudos pode ser determinado, a título de exemplo, a potência máxima que pode ser transferida em segurança entre áreas de uma dada rede.
- Em caso de emergência, quando se verifique por exemplo, que algum componente da rede esteja em sobrecarga, ou caso os limites de tensão definidos para os barramentos estejam a ser violados, pode ser realizado um despacho correctivo com a resolução do

problema OPF. Assim os operadores da rede podem avaliar quais os ajustes que devem realizar, com vista a resolver os problemas na rede.

- O problema OPF pode ser usado periodicamente para encontrar as configurações óptimas das tensões de geração, das tomadas dos transformadores, das baterias de condensadores e dos compensadores estáticos VAR (*Static VAR Compensator* - SVC). Esta é normalmente chamada a optimização tensão-VAR, onde se pretende manter um perfil de tensão dentro dos limites admissíveis, ao mesmo tempo que se reduzem as perdas de energia na rede [8].
- Com a resolução do problema OPF é possível determinar os preços nodais de potência activa e reactiva em cada barramento [9]. Esses preços reflectem o custo marginal da entrega de uma unidade a mais de potência em cada barramento, sendo que estes dependem do custo de geração de energia eléctrica e do custo de entrega da energia a um dado barramento. O custo de entrega de energia está associado às perdas existentes na rede e ao congestionamento. Tanto o congestionamento como as perdas na rede contribuem para aumentos dos custos de geração, daí que estes influenciem os preços nodais. Em [10], encontra-se uma informação mais detalhada acerca dos preços nodais.
- Através da aplicação de diferentes funções objectivo ao problema de optimização, podem ser efectuados diversos estudos, o que leva ao aparecimento de inúmeras aplicações. Na § 2.3.1 encontra-se uma informação mais detalhada sobre as funções objectivo mais usadas.

2.3. Formulação matemática

O problema OPF é formulado, de acordo com [9], como um problema de optimização com restrições tal como se indica seguidamente.

$$\min. \quad f(u, x) \tag{2.1}$$

$$s. a. \quad h(u, x) = 0 \tag{2.2}$$

$$g(u, x) \leq 0 \tag{2.3}$$

Este problema consiste na minimização de uma função objectivo $f(u, x)$, sujeita a restrições de igualdade (2.2) e a restrições de desigualdade (2.3). Apesar de na maioria das vezes ser realizada uma minimização, existem alguns casos onde a maximização também é usada.

O vector u representa o conjunto de variáveis controláveis e x o conjunto de variáveis dependentes ou de estado. A título de exemplo, segundo [9], x corresponde tipicamente a:

- Módulo e argumento das tensões nos barramentos de carga.
- À potência reactiva gerada pelos geradores que participem no controlo de tensão.
- À potência activa e reactiva que transita nas linhas ou cabos da rede.

Já u , segundo [6] e [7], corresponde normalmente a:

- Potência activa gerada pelos geradores.
- Tensão de saída dos geradores que participem no controlo de tensão.
- Tomadas dos transformadores.
- Tomadas dos transformadores desfasadores.
- Escalões das baterias dos condensadores comutáveis.
- Saldo das interligações.
- Injecção de potência reactiva pelos SVC.
- Montante de carga deslastrada.

É de salientar que existem variáveis de controlo que não são contínuas, como é o caso das variáveis associadas aos escalões de baterias dos condensadores ou das tomadas dos transformadores. O uso de variáveis discretas dificulta a solução do problema, daí que na maioria das vezes é efectuada uma aproximação dessas variáveis, a variáveis contínuas. Se a variação dos escalões for suficientemente pequena essa aproximação é aceitável. Caso contrário, o arredondamento para o escalão mais próximo, pode não conduzir à minimização da função objectivo e fazer com que não se consiga obter uma solução admissível [11].

2.3.1. Função objectivo

Existem diversas funções objectivo que podem ser usadas no problema OPF. Estas podem ser usadas isoladamente ou combinadas entre si (problema multiobjectivo), sendo lineares ou não lineares. É normal que nos problemas existentes na prática tenham vários objectivos, pelo que o resultado que se obtém do problema OPF consiste num conjunto de soluções óptimas conhecido como frente de Pareto [9].

Seguidamente é apresentada uma lista de algumas das funções objectivo mais usadas.

- Minimização de custos de operação ([5], [9]) - Esta função objectivo é uma das mais frequentemente utilizadas e é também muitas vezes conhecida como minimização dos

custos de combustível associado à geração de energia eléctrica. Através desta função objectivo procurar-se obter o perfil de geração que conduza ao menor custo possível.

- Minimização da potência activa de perdas ([5], [9]) – Esta função objectivo é tratada como um caso particular da anterior, isto porque normalmente as variáveis associadas ao controlo da potência activa não fazem parte das variáveis de controlo do problema, ao contrário do que acontece com a função objectivo anterior. Com a aplicação desta função objectivo procura-se ajustar do perfil de tensões nos barramentos, de forma a possibilitar um uso mais eficiente da rede, ou seja, com o menor valor da potência activa de perdas possível. É de salientar que existe uma outra função objectivo semelhante a esta que consiste na minimização da potência reactiva de perdas na rede.
- Minimização das emissões de gases poluentes [9] – Com esta função objectivo pretende-se obter para uma dada carga na rede, o perfil de geração que conduza à menor emissão de gases poluentes. A crescente preocupação que existem torno das emissões de gases poluentes e a necessidade do cumprimento de metas internacionais, tais como o protocolo de Quioto e os objectivos do 20-20-20 para 2020, podem justificar a aplicação desta função objectivo na formulação do problema OPF.
- Minimização do corte de carga (deslastre de carga) [9] – Com esta função objectivo é efectuada uma minimização da carga que deverá ser deslastrada com vista a resolver problemas como sobrecargas, ou níveis de tensões demasiado baixos, de forma a obter um regime de funcionamento admissível para a rede. O deslastre de carga deverá ser considerado como uma solução de último recurso. Com esta função objectivo podem ser especificadas diferentes penalidades, definindo uma maior penalidade quanto maior for a prioridade que a carga possui na rede. Esta função objectivo possui uma outra variante, onde é efectuada uma minimização dos custos inerentes ao não fornecimento de energia.
- Minimização dos custos de instalação de equipamento de suporte reactivo [6] - Esta função objectivo é usada quando se pretende efectuar o planeamento VAR. Este consiste em realizar uma identificação da quantidade e dos locais onde deve ser instalado equipamento de suporte reactivo, de forma a aumentar a segurança da rede. Esse equipamento pode ser capacitivo (baterias de condensadores), ou indutivo (reactâncias *shunt*), dependendo se em determinados pontos da rede é favorável um aumento da geração ou consumo de energia reactiva. Esta função objectivo promove uma optimização do perfil de tensões na rede, minimizando os custos de instalação.
- Maximização da potência transitada ([9], [12]) – Com o recurso a esta função objectivo pode ser conhecida a máxima potência que pode transitar de forma segura entre duas redes de energia eléctrica, ou entre dois pontos de uma rede de energia eléctrica.

- Minimização do número de acções de controlo em caso de contingência [13] – Aquando de uma contingência, o operador de rede pretende realizar da forma mais rápida e segura, o menor conjunto de acções admissível, para que a rede volte a um estado de operação seguro. Esta função objectivo é assim uma ferramenta útil para a determinação desse conjunto reduzido de ajustes correctivos.

2.3.2. Restrições de igualdade e desigualdade

As restrições de igualdade existentes na formulação do problema OPF correspondem tipicamente às equações do trânsito de energia, sendo que o seu número corresponde ao dobro do número de barramentos da rede.

As restrições de desigualdade correspondem aos limites de operação e segurança da rede, sendo estas normalmente mais numerosas que as equações de igualdade. Estas restrições podem ser classificadas como: restrições físicas, restrições operacionais e restrições de segurança [5].

As restrições físicas estão relacionadas com os limites de funcionamento dos equipamentos da rede, ou seja, limites de potência activa e reactiva de saída dos geradores, limites de potência aparente nas linhas de transmissão, limites das baterias de condensadores, etc.

As restrições operacionais estão relacionadas com os limites de operação da rede, onde se incluem os limites de tensão nos barramentos.

Podem também ser incluídas no problema OPF, restrições que representam a operação da rede após a falha de equipamentos (linha, gerador, transformador, etc), isto é, em regime de contingência. Estas são normalmente chamadas de restrições de segurança e são introduzidas para que a rede fique a funcionar após essa falha, com níveis de tensão e trânsito de energia, dentro dos limites estabelecidos para a contingência em questão. A variante do problema OPF, onde estão incluídas estas restrições, é denominada de Trânsito de Energia Optimizado com Restrições de Segurança (*Security Constrained Optimal Power Flow - SCOPF*) [7]. Esta variante apresenta dois tipos de controlo, o preventivo e o correctivo [14]. O controlo preventivo consiste numa acção que se efectua para passar de um estado de alerta para o estado normal. Este controlo é efectuado para prevenir condições de operação indesejáveis, caso ocorra uma contingência. O controlo correctivo é efectuado quando se quer passar do estado de emergência (pós-contingência) para o estado normal.

Para garantir a estabilidade transitória da rede, em caso de contingência, é necessário à adição restrições de desigualdade relacionadas com os limites de ângulo do rotor [9]. Estas restrições

caracterizam outra variante do problema OPF, denominada de Trânsito de Energia Optimizado com Restrições de Estabilidade Transitória (*Transient-Stability Constrained OPF* - TSCOPF).

Quando na rede em estudo existam FACTS (*Flexible Alternate Current Transmission Systems*), é necessário efectuar algumas alterações na formulação do problema OPF. FACTS são dispositivos baseados na electrónica de potência que permitem controlar grandezas eléctricas, possibilitando que as linhas de transporte possam ser usadas no seu limite de capacidade térmico, sem com isso prejudicar a fiabilidade de operação. A inserção destes dispositivos na rede leva à necessidade de adicionar novas variáveis de controlo, bem como restrições à formulação do problema OPF ([9], [15]).

2.4. Métodos de resolução

Tal como foi referido anteriormente, muitos foram os métodos desenvolvidos para efectuar a resolução do problema OPF.

Em 1991, Huneault e Galiana [2], publicaram um dos primeiros levantamentos bibliográficos sobre a temática do problema OPF. Neste trabalho é possível analisar a evolução que existiu desde o despacho económico tradicional até ao aparecimento do problema OPF, bem como os diversos métodos de resolução que surgiram posteriormente ao seu aparecimento. Neste levantamento encontram-se referências a mais de 150 artigos, sendo possível verificar graficamente quais os métodos que foram mais desenvolvidos e quais os que foram mais rapidamente abandonados.

Mais tarde, em 1993, Momoh *et al.* ([16], [17]), publicaram uma série de dois artigos onde foi efectuada uma classificação das técnicas de resolução do problema OPF, acompanhada do respectivo levantamento bibliográfico.

Mais recentemente em ([9], [18], [19]), foram desenvolvidos levantamentos bibliográficos à semelhança dos anteriores, mas onde para além dos métodos convencionais, são incluídas técnicas mais recentes baseadas na inteligência artificial.

Em seguida encontra-se uma classificação dos métodos de resolução do problema OPF em dois grupos, à semelhança de [18].

1. Métodos convencionais - Onde se incluem os métodos: de Gradiente, baseados em Newton, de Programação Linear, de Programação Quadrática e do Ponto Interior.
2. Métodos não convencionais - Onde se incluem os métodos: Algoritmos Genéticos, *Particle Swarm Optimization*, Redes Neurais, *Evolutionary Programming* e *Ant Colony Optimization*.

Na literatura existem autores que por determinadas razões, quer para facilitar a convergência, quer para diminuir a carga computacional, ou até mesmo para procurar aumentar a velocidade de resolução do problema OPF, recorrem por vezes, nos métodos desenvolvidos, a simplificações ou modelos alternativos ao modelo clássico do trânsito de energia AC. Nesse sentido são por vezes usados o modelo DC da rede ou o modelo do desacoplamento P-Q.

O modelo DC trata-se de um modelo linearizado que permite calcular um valor aproximado do trânsito de energia activa da rede (não é considerado o transito de energia reactiva) [1].

O modelo do desacoplamento P-Q tem por pressuposto a relação entre a potência activa e as fases das tensões nos nós, e a relação entre o módulo das tensões nos nós e a potência reactiva. A partir dessas relações é possível efectuar o desacoplamento do problema original do trânsito de energia em dois sub-problemas, sendo um respeitante à parte activa, modelo (P, θ) e outro à parte reactiva, modelo (Q, V) [20].

Existem autores que atribuem uma classificação independente dos métodos que recorrem aos modelos anteriores, no entanto, como estes modelos são usados em parceria com os métodos anteriormente referidos, não se optou por efectuar essa distinção nesta dissertação.

De acordo com [6], os requisitos que os algoritmos usados na resolução do problema OPF devem ter, são principalmente:

- Fiabilidade – Estes algoritmos devem ser fiáveis para que possam ser usados em aplicações em tempo real, sendo que, estes deverão apresentar soluções realistas.
- Velocidade - Os cálculos efectuados para a resolução do problema OPF, envolvem tipicamente funções objectivo e restrições não lineares com bastantes variáveis. Isto leva a que os métodos tenham de convergir rapidamente, de forma a evitar elevados tempos de cálculo. Este factor é determinante para aplicações em tempo real.
- Flexibilidade - Os métodos usados na resolução do problema OPF simulam redes de energia eléctrica reais, que vão sendo sujeitas a novas exigências ao longo do tempo. Isto faz com que estes métodos tenham de ser robustos e flexíveis, ao ponto de se adaptarem a uma grande variedade de restrições e funções objectivo.

Nas próximas subsecções pretende-se descrever o princípio básico sobre o qual se desenvolvem alguns dos métodos de resolução do problema OPF. Nesta descrição é efectuada a referência a alguns artigos onde foram aplicados esses métodos no âmbito do problema OPF, sendo que cada referência vem acompanhada de um resumo do respectivo artigo.

Existem conceitos e definições relacionadas com a temática da optimização, que são úteis para uma melhor compreensão dos métodos de resolução do problema OPF, no entanto essa informação não será descrita em pormenor nesta dissertação. Em [6] e [21], pode ser encontrada uma informação mais geral acerca da temática da optimização, bem como da optimização mais direccionada para o problema OPF.

Num número significativo de artigos relacionados com o problema OPF é abordado o teorema de Kuhn Tucker (KT) [22]. Este teorema consiste num conjunto de condições que são necessárias para a identificação de um ponto óptimo de um problema de programação matemática com funções continuamente diferenciáveis. Em determinados casos, as condições de KT são para além de necessárias, também suficientes, pelo que garantem assim a obtenção do óptimo global do problema. No Anexo I, encontra-se mais alguma informação sobre as condições de KT.

2.4.1. Método do gradiente

O Método do Gradiente (MG) segue o princípio de que o mínimo de uma dada função pode ser encontrado através de uma série de passos obtidos no sentido descendente dessa função [7].

Para encontrar a direcção descendente, a partir de um ponto inicial x_i^0 (vector coluna), calcula-se o gradiente da função $f(x_i)$, tal como indicado na equação (2.4).

$$\nabla f(x_i) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial x_1} \\ \vdots \\ \frac{\partial f}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Tendo em conta o gradiente calculado, utiliza-se a equação (2.5), de forma a determinar o ponto seguinte x_i^1 .

$$x_i^1 = x_i^0 - \alpha \nabla f(x_i) \quad (2.5)$$

Na equação (2.5), α é um escalar que irá garantir que o processo converge, sendo que este determinado experimentalmente.

Segundo [2], a primeira solução eficiente para a resolução do problema OPF foi efectuada recorrendo a métodos do gradiente. O método do gradiente apresenta algumas variantes, no entanto a literatura é dominada principalmente pelo método do gradiente reduzido generalizado e o método desenvolvido por Dommel e Tinney [23].

Seguidamente efectua-se uma descrição sumária de algumas das contribuições, que recorreram à utilização deste método, para efectuar a resolução do problema OPF.

Uma das primeiras e mais importantes publicações nesta área foi desenvolvida em 1968 por Dommel e Tinney [23]. Nesta publicação os autores apresentaram um método de resolução do problema OPF, com o objectivo de minimizar o custo de combustível ou a potência activa de perdas da rede. O método desenvolvido recorre ao método de Newton para resolver o trânsito de energia e ao MG para efectuar o ajuste dos parâmetros de controlo de forma a ser realizada a minimização. Neste processo são também usadas funções de penalidade para lidar com as restrições de desigualdade. O algoritmo foi testado numa rede com 500 barramentos, tendo-se verificado que o método é útil para o planeamento e operação de uma rede.

Em 1974, Alsac e Stott [24], desenvolveram uma extensão do método desenvolvido em [23], incorporando no método original restrições de segurança. Este trabalho teve em consideração a segurança em regime permanente, ou seja, a capacidade que a rede tem de operar em regime permanente, dentro de determinados limites de segurança e qualidade, logo após uma contingência. Os autores adicionaram ao algoritmo original de [23] um método de resolução rápida do trânsito de energia (*fast AC load flow*), para detectar potenciais sobrecargas e níveis de tensão inaceitáveis. Com a aplicação deste método de resolução rápida, são detectadas quais as restrições que terão de ser introduzidas devido à saída de serviço de equipamentos da rede, sendo em seguida optimizada a operação da rede tendo em conta estas novas restrições. O algoritmo foi testado numa rede com 30 barramentos, onde se verificou que a escolha do passo do gradiente é fundamental para que o algoritmo possa ter sucesso.

Nesta Subsecção não foi efectuada uma descrição com o nível de detalhe dos métodos que serão seguidamente abordados, visto que nas Subsecções seguintes existem autores que usam os métodos do gradiente incorporados nos seus algoritmos.

Algumas das vantagens e desvantagens associadas a este método ([7], [18], [25]) são:

Vantagem

- Não é necessário efectuar o cálculo de segundas derivadas, tornando o método mais simples.

Desvantagens

- Normalmente apresenta uma convergência lenta.
- A resolução torna-se mais difícil, devido à existência de restrições de desigualdade.
- A escolha do escalar α vai implicar na maior ou menor rapidez de convergência. Um valor muito baixo resulta num elevado número de iterações, um valor muito elevado dá lugar a oscilações em torno do mínimo, o que pode levar à divergência.

2.4.2. Métodos baseados em Newton

Para simplificar a explicação do Método de Newton (MN), admite-se que o problema de optimização não apresenta restrições, sendo que apenas se pretende minimizar uma dada função $f([x])$. O MN baseia-se na realização, a cada iteração, de uma aproximação de uma função quadrática em relação à função que se pretende minimizar. Esta função quadrática obtém-se através do desenvolvimento da série de Taylor até aos termos de segunda ordem [1], tal como indica na equação (2.6).

$$f([x] + [\Delta x]) = f([x]) + [\nabla f]^T [\Delta x] + \frac{1}{2} [\Delta x]^T [H] [\Delta x] \quad (2.6)$$

Na qual:

$[x]$ Vector com as variáveis associadas à função original

$[\nabla f]$ Matriz do gradiente da função original (equação (2.7))

$[H]$ Matriz *Hessiana* (equação (2.8))

$$[\nabla f]^T = \left[\frac{\partial f}{\partial x_1} \quad \frac{\partial f}{\partial x_2} \quad \dots \quad \frac{\partial f}{\partial x_n} \right] \quad (2.7)$$

$$[H] = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_2} & \dots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_n} \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_2 \partial x_1} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_2^2} & \dots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_2 \partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_n \partial x_1} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_n \partial x_2} & \dots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_n^2} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

O óptimo dessa função quadrática obtém-se, tal como se indica na equação (2.9).

$$\left[\frac{\partial f}{\partial \Delta x} \right] = [\nabla f]^T + [\Delta x]^T [H] = 0 \quad (2.9)$$

A partir da equação (2.9) é possível calcular o valor da correcção $[\Delta x]$, tal como indicado nas equações (2.10) e (2.11).

$$[H][\Delta x] = -[\nabla f] \Leftrightarrow \quad (2.10)$$

$$\Leftrightarrow [\Delta x] = -[H]^{-1}[\nabla f] \quad (2.11)$$

Ao se calcular $[\Delta x]$, actualizam-se os valores das variáveis da função original que se pretende minimizar. Este processo é repetido iterativamente, sendo actualizados em cada iteração, os valores do gradiente e da matriz *Hessiana*.

É de salientar que a convergência deste método irá depender se a matriz *Hessiana* é invertível, definida positiva, tal como indicado em mais detalhe em [26].

O MN tem como objectivo procurar o zero do gradiente da função original [27], ou seja, irá procurar resolver $[\nabla f] = 0$.

Uma outra variante do MN é o método *quasi-Newton*, onde é efectuada uma aproximação dos elementos da matriz *Hessiana*, visto que estes tornam o cálculo computacionalmente pesado [1].

Para lidar/incluir restrições de desigualdade no método de Newton é necessário recorrer a funções de penalidade. Estas funções são adicionadas à função objectivo, de forma a que sejam cumpridos os limites impostos pelas restrições originais [7].

Caso se pretenda aplicar, por exemplo, num determinado barramento i , um limite de tensão (condição (2.12)), pode-se fazê-lo adicionando a função de penalidade quadrática (2.13) à função objectivo. A evolução da função de penalidade, em função da tensão no barramento i encontra-se na Figura 2.1.

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (2.12)$$

$$h(V_i) = \begin{cases} k(V_i - V_i^{min})^2 & ; V_i \leq V_i^{min} \\ 0 & ; V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \\ k(V_i^{max} - V_i)^2 & ; V_i^{max} \leq V_i \end{cases} \quad (2.13)$$

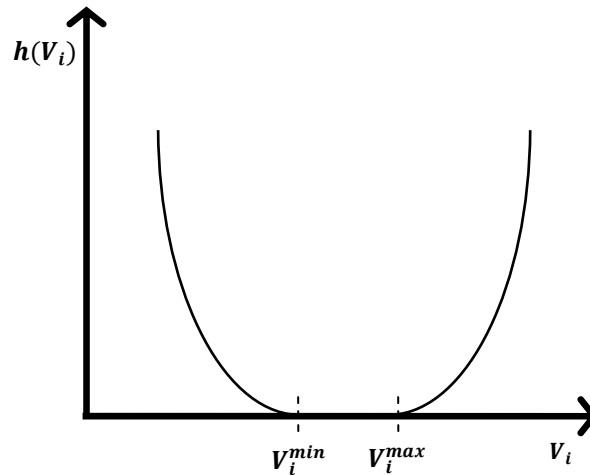


Figura 2.1 – Função de penalidade quadrática (Fonte: adaptado de [7]).

Aquando da realização da minimização da função objectivo, procurar-se-á fazer cumprir os limites das restrições, pois caso contrário, isso levará a que o valor da função objectivo aumente devido à existência das penalidades. No entanto, esta técnica trás alguns problemas, pois quando MN se encontrar perto da solução, irá permitir que existam pequenos desvios da tensão dos limites impostos, pois nesse caso o valor da penalidade é reduzido. O ajuste do valor k impõe a rigidez com que se pretende que seja cumprida a restrição. Quanto menor for k , maior a folga que existirá para permitir o aparecimento de violações das restrições [7]. Este procedimento é por vezes também realizado no método do gradiente.

Seguidamente efectua-se uma descrição sumária de algumas das contribuições, que recorreram à utilização deste método, para efectuar a resolução do problema OPF.

Em 1974, Rashed e Kelly [28], apresentaram um algoritmo com o objectivo de resolver o problema OPF, minimizando a potência activa de perdas ou os custos associados à geração de energia eléctrica. Para isso recorreram aos multiplicadores de Lagrange e ao MN com um mecanismo de aceleração. Este método foi desenvolvido no sentido de melhorar o método apresentado por Dommel e Tinney [23], tendo sido testado numa rede com 5 barramentos. Verificou-se que método implementado necessita de um menor espaço de armazenamento computacional, em comparação com [23].

Em 1984, Sun *et al.* [29], desenvolveram um método para obter a solução do problema OPF, recorrendo MN. O método desenvolvido usa uma formulação onde é efectuado o desacoplamento P-Q, sendo que em cada iteração ocorre uma minimização de uma aproximação quadrática em relação à função de Lagrange do problema. As restrições de desigualdade são introduzidas no problema através de penalidades quadráticas. O método foi validado numa rede com 912

barramentos, tendo-se verificado a sua robustez e capacidade de lidar com redes de diversas dimensões.

Em 1990, Bjelogrić *et al.* [30], apresentaram um método de resolução do problema OPF baseado no MN, com vista a efectuar um controlo da tensão/energia reactiva na rede de transporte, no estado normal e no estado após uma contingência. Este método tinha como objectivo efectuar o controlo em tempo real, pelo que os autores optaram por usar uma estratégia onde é usado conjunto mais reduzido de variáveis de controlo, de forma reduzir o tempo de resolução. Os resultados dos testes efectuados numa rede de 209 barramentos mostraram que o uso de um conjunto mais reduzido de variáveis de controlo, não deteriora de forma significativa as soluções obtidas na minimização da potência activa de perdas. Também se verificou que o método proposto é praticamente independente do estado inicial da rede e que é possível tratar uma rede de grande dimensão, através de um conjunto de zonas independentes, o que promove uma redução do tempo de cálculo.

Em 1992, Monticelli e Liu [31], apresentaram um método de resolução do problema OPF, onde incorporaram ao MN uma estratégia de movimento adaptativo das penalidades, com o intuito de melhorar a forma como se determinam o conjunto de restrições activas deste problema. Com este processo procurou-se manter a característica positiva definida da matriz *Hessiana*, sem com isso afectar negativamente a convergência do problema. Este método foi testado numa rede com 1650 barramentos, tendo apresentado resultados considerados encorajadores. O facto do processo que lida com as penalidades não necessitar de ajustes, torna este método adequado para aplicações em tempo real.

Em 1998, Costa *et al.* [32], apresentaram um algoritmo baseado no MN, que recorre à função de Lagrange aumentada associada ao problema original, para resolver o problema OPF. Na função de Lagrange aumentada estão agregadas todas as restrições de desigualdade e igualdade. Ao usar este método não é necessário identificar ou procurar quais as restrições que se encontram activas. O método foi testado em redes de 30 e de 638 barramentos, com o objectivo de minimizar a potência activa de perdas. Os resultados obtidos mostraram que o método é eficiente.

Algumas das vantagens e desvantagens associadas a este método ([1], [18]) são:

Vantagens

- Tem a capacidade de convergir rapidamente quando se encontra perto da solução.
- Possui uma formulação flexível, o que permite desenvolver diversos algoritmos adequados às necessidades de diferentes aplicações para o problema OPF.

- Este método é eficiente e robusto, possibilitando a resolução de problemas de diversas dimensões.

Desvantagens

- É um método computacionalmente pesado, em particular quando o número de restrições activas é elevado.
- Necessita de um tratamento especial para lidar com as restrições de desigualdade, onde por exemplo é necessário que se recorram a funções de penalidade.
- Este método é bastante sensível às condições iniciais, pelo que, este pode mesmo não convergir devido a condições iniciais impróprias.
- O uso das penalidades permite que quando o algoritmo se encontre perto da solução, existam pequenos desvios dos valores das variáveis, violando os limites estabelecidos.

2.4.3. Programação linear

No método de Programação Linear (PL) é necessário que a função objectivo e as restrições sejam formuladas na sua forma linear e com variáveis não negativas.

O problema de programação linear típico encontra-se definido na forma canónica [21], na formulação (2.14)

$$\begin{aligned}
 \min. \quad & c^T x \\
 \text{s. a.} \quad & Ax = b \\
 & x \geq 0
 \end{aligned} \tag{2.14}$$

Na qual:

x	Vector coluna de dimensão n que corresponde às variáveis de decisão
c	Vector coluna de dimensão n que corresponde aos coeficientes de custo
A	Matriz $n \times m$
b	Vector coluna de dimensão m que impõe o valor da restrição

Para aplicar o método de PL, é necessário efectuar numa primeira fase a linearização da função objectivo, processo que pode ser realizado através da linearização por partes [9]. Em seguida será mostrado um exemplo simples da linearização de uma função de custo de combustível associada à geração de energia eléctrica [7]. Esta função, depende da tecnologia utilizada na geração, no entanto estas curvas apresentam tipicamente uma evolução quadrática [5]. O exem-

plo de linearização será efectuado para esse tipo de curva. Essa função de custo encontra-se na Figura 2.2 e a função custo linearizada encontra-se na Figura 2.3.

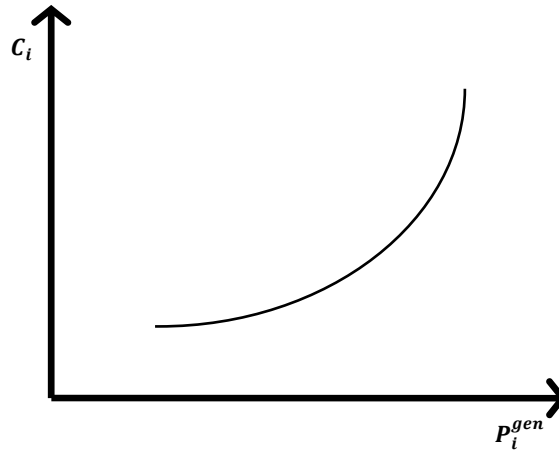


Figura 2.2 - Função de custo quadrática (Fonte: adaptado de [7]).

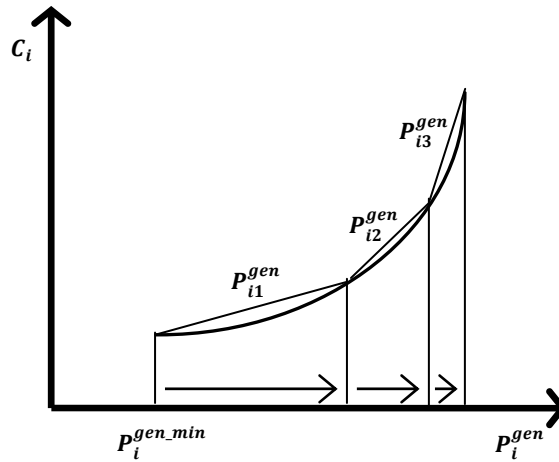


Figura 2.3 - Função de custo linearizada (Fonte: adaptado de [7]).

A função objectivo é linearizada em três segmentos de recta P_{i1}^{gen} , P_{i2}^{gen} , e P_{i3}^{gen} sendo que a cada um terá um determinado declive associado (s_{i1} , s_{i2} e s_{i3}). Desta forma a função objectivo toma a seguinte formulação matemática.

$$C_i(P_i^{gen}) = C_i(P_i^{gen_min}) + s_{i1} \cdot P_{i1}^{gen} + s_{i2} \cdot P_{i2}^{gen} + s_{i3} \cdot P_{i3}^{gen} \quad (2.15)$$

$$0 \leq P_{ik}^{gen} \leq P_{ik}^{gen_+} \text{ para } k = 1,2,3 \quad (2.16)$$

$$P_i^{gen} = P_i^{gen_min} + P_{i1}^{gen} + P_{i2}^{gen} + P_{i3}^{gen} \quad (2.17)$$

Na qual:

$C_i(P_i^{gen})$	Custo de combustível associado à geração de energia eléctrica para uma potência activa de geração P_i^{gen}
$P_i^{gen_min}$	Potência activa mínima de geração
$P_{ik}^{gen_+}$	Valor máximo da potência activa associada ao segmento de recta P_{ik}^{gen}
S_{ik}	Declive associado ao segmento de recta P_{ik}^{gen}

Neste método as equações do trânsito de energia podem ser as que resultam do modelo DC, as equações resultantes do desacoplamento P-Q, ou ainda as equações tradicionais do trânsito de energia AC [7]. A escolha vai implicar na dificuldade da resolução do problema.

Os algoritmos que recorrem à PL para a resolução do problema OPF foram evoluindo ao longo do tempo. Em [33], encontra-se descrita essa evolução, com especial atenção nos seguintes pontos:

- Modelação das curvas de custo através da linearização por partes.
- Incorporação de restrições para contingência.
- Capacidade de se obterem os mesmos resultados relativos à minimização de potência de perdas, que nos métodos de programação não linear.
- Estratégias a aplicar, quando se obtém uma solução impossível no problema OPF.

Seguidamente efectua-se uma descrição sumária de algumas das contribuições, que recorreram à utilização deste método, para efectuar a resolução do problema OPF.

Um dos primeiros trabalhos realizados neste contexto foi elaborado em 1968 por Wells [34], onde foi usada PL para resolver o problema do despacho económico com restrições de operação da rede. Neste método são linearizadas as curvas de custo dos geradores e é usado o modelo DC da rede. Além disso são incluídas restrições na formulação do problema para garantir que a capacidade das linhas não é excedida em regime normal e em regime de contingência. Além disso são incluídas novas restrições que procuram assegurar uma determinada reserva na geração, para garantir uma margem de segurança caso um gerador saia de serviço, ou caso a carga na rede seja maior do que o previsto. Para efectuar a resolução do problema foi usado um método baseado no simplex¹, sendo que este foi implementado numa rede com 100 barramentos. Verificou-se que este método permitia que as restrições fossem ligeiramente ultrapassadas, sen-

¹ O método simplex é um método usado num considerável número de publicações, onde se pretende resolver o problema OPF através de programação linear. Este método não é descrito nesta dissertação, no entanto em [21] pode ser encontrada uma informação mais detalhada acerca do mesmo.

do que para redes de elevada dimensão, era necessário muito tempo e espaço de armazenamento.

Em 1978, Stott e Hobson ([35], [36]), desenvolveram um método iterativo de PL, implementando a formulação dual, com o objectivo de evitar sobrecargas da rede em condições de emergência, sendo efectuado um controlo preventivo e correctivo. Durante o processo de optimização o não é efectuado controlo da potência reactiva dos geradores. O método desenvolvido possui seis funções objectivo prioritizadas, tendo a capacidade de lidar com o deslastre de carga e com o arranque em emergência de centrais de geração. Provou-se a eficiência deste método em testes com vários níveis de carga, em redes de grandes dimensões, tendo-se verificado que a rapidez do método torna-o favorável para aplicações em tempo real.

Em 1979, Stott e Marinho [37], apresentaram uma técnica baseada no método simplex, para efectuar a resolução do problema OPF realizando o controlo da potência activa de geração. Este método tem como objectivo eliminar as sobrecargas existentes nas linhas, em redes de grandes dimensões. O conjunto de restrições activas do problema vai sendo actualizado até que se consigam resolver todos os problemas na rede. Neste processo são usadas curvas de custo dos geradores multi-segmentadas e técnicas de matrizes esparsas. O algoritmo foi testado em redes de 30 e 126 barramentos, tendo-se verificado que este é fiável, rápido, flexível e não requer muito espaço computacional.

Em 1997, Chung e Shaoyun [38], propuseram um método que tinha como objectivo resolver o problema do dimensionamento e localização de baterias de condensadores em redes de distribuição. A adição das baterias de condensadores era realizada, de forma a efectuar a minimização da potência activa de perdas nas linhas da rede, recorrendo para isso à PL recursiva. Este método apresenta duas fases, na primeira o valor da potência reactiva para cada bateria de condensadores a adicionar à rede é calculado através de variáveis contínuas. Em seguida, esses resultados são tratados de forma a se obterem valores reais de baterias de condensadores. Os testes foram realizados em redes de 6 e 14 barramentos, tendo-se verificado uma diferença significativa na potência activa de perdas, com a instalação das baterias de condensadores. O tempo e a memória gastos computacionalmente através do uso deste método são reduzidos, visto que não é necessário efectuar a inversão de matrizes.

Em 2001, Lobato *et al.* [39], apresentaram um método de PL inteira mista com o objectivo de minimizar a potência activa de perdas na rede e a produção de energia reactiva pelos geradores. Nesta formulação a característica discreta das baterias de condensadores e das reactâncias *shunt* foi mantida. O método proposto consiste num processo iterativo que efectua a linearização por

partes da função objectivo e das restrições a cada iteração. Este método fez parte de um programa usado no Sistema Eléctrico Espanhol e foi testado numa rede de 1243 barramentos.

Algumas das vantagens e desvantagens associadas a este método ([7], [18]) são:

Vantagens

- A solução pode ser obtida muito rapidamente com este método.
- Tipicamente requer um menor esforço computacional, comparativamente a outros métodos.
- Devido à sua rapidez e eficácia torna-se adequado tanto para aplicações *offline* como *online*.

Desvantagens

- É necessário efectuar a linearização da função objectivo e das restrições não lineares.
- Apresenta alguma falta de precisão, devido às aproximações efectuadas, nomeadamente no que diz respeito às funções de custo.

2.4.4. Programação quadrática

O método de Programação Quadrática (PQ), é um caso particular da programação não linear, onde a função objectivo é quadrática e as restrições do problema encontram-se na forma linear [5].

Na maioria dos casos a função objectivo do problema OPF corresponde ao custo de geração de energia eléctrica em função da potência de saída dos geradores (ver Figura 2.2). Como esta corresponde tipicamente a uma função quadrática, então torna-se útil a aplicação dos métodos de PQ. A PQ apresenta uma maior precisão do que os métodos de resolução baseados inteiramente na PL, pois não é necessário efectuar a linearização da função objectivo, processo que por vezes conduz a pequenos erros [5].

Seguidamente efectua-se uma descrição sumária de algumas das contribuições, que recorreram à utilização deste método, para efectuar a resolução do problema OPF.

Uma das primeiras publicações onde foi utilizado este método, foi realizada em 1973, por Reid e Hasford [40], onde o despacho económico foi resolvido através do algoritmo de Wolfe [41]. Neste método para além do despacho económico também é resolvido o trânsito de energia, existindo a aplicação de restrições relativas à potência activa, reactiva e tensão existente nos diversos barramentos. No método desenvolvido não é necessário calcular o passo do gradiente, nem

introduzir factores de penalidade. O algoritmo foi testado em redes com 5, 14, 30, 57 e 118 barramentos tendo-se obtido um tempo de convergência bastante curto, o que torna este método útil para aplicações em tempo real.

Em 1982, Burchett *et al.* [42], desenvolveram um método de PQ que resolve o problema OPF para quatro funções objectivo de minimização: potência activa de perdas, potência reactiva de perdas, custo combustível associado à geração e novas baterias de condensadores comutáveis a adicionar à rede para se obter a convergência. Neste método é resolvido um conjunto de subproblemas que convergem quadraticamente para a solução do problema não linear original, sendo que neste processo são calculadas com exactidão as segundas derivadas. Foi também efectuada uma comparação com um método onde é usado Lagrangeano aumentado, onde se constatou a robustez e rapidez do método proposto, face ao de comparação. O método proposto apresenta a vantagem de não ser necessário iniciar a optimização a partir de um estado admissível. O algoritmo foi executado em quatro redes de 350 a 2000 barramentos.

Em 1986, El-Kady *et al.* [43], desenvolveram um método aplicando um algoritmo de PQ, com o objectivo de efectuar o controlo em tempo real da tensão (controlo tensão-VAr), sendo realizada uma minimização da potência activa de perdas. Nesta publicação foi efectuado um estudo sobre o ganho que se obtém em otimizar as tensões de saída dos geradores e as tomadas dos transformadores, em termos de diminuição da potência activa de perdas. O método proposto foi validado numa rede de 380 barramentos. Além disso este foi ainda testado numa rede de 1079 barramentos, onde se verificou que o tempo de execução obtido foi mais reduzido do que o obtido através do método *quasi-Newton*. Os resultados mostraram que a redução da potência activa de perdas que se obtém devido ao facto de se efectuar o controlo tensão-VAr é significativa, para justificar o esforço adicional inerente ao uso deste método.

Em 2003, Lin *et al.* [44], apresentaram um método para efectuar o despacho de potência reactiva, com vista a melhorar a estabilidade de tensão na rede, usando para isso um método de PQ sequencial. O problema foi formulado com vista a obter uma minimização do custo da energia reactiva, mantendo a tensão dentro dos limites estipulados. Este método foi testado em condições normais e em condições de saída de linhas de serviço, numa rede de 14 barramentos. O custo de energia reactiva foi calculado através do custo de oportunidade dos geradores e da remuneração dos donos de compensadores de potência reactiva (baterias de condensadores não comutáveis). Através dos resultados obtidos, os autores verificaram que os compensadores de energia reactiva, têm uma forte importância na manutenção dos perfis de tensão desejados.

Em 2005, Berizzi *et al.* [45], apresentaram um método que recorre ao algoritmo de Han Powel [46], onde é usada a PQ sucessiva, com o objectivo obter a solução do problema SCOPF. É

usada a função objectivo de minimização dos custos associados à geração de energia eléctrica, sendo incluídos dispositivos FACTS na formulação do problema. Este problema é não-convexo, o que proporciona a que os resultados obtidos possam ser apenas óptimos locais. Para contornar esta situação, foram propostos alguns modelos relativos ao controlo dos FACTS. Os testes foram efectuados numa rede de 63 barramentos, onde os resultados obtidos revelaram que o método é robusto, reagindo correctamente a diferentes estados iniciais, considerando a existência de um ou vários dispositivos FACTS na rede.

Algumas das vantagens e desvantagens associadas a este método [18] são:

Vantagens

- Lida bem com pontos iniciais não admissíveis.
- Não é necessário linearizar a função objectivo, o que poderia levar a perda de precisão.

Desvantagens

- Necessidade de linearizar expressões que sejam incluídas nas restrições, como é o caso de quando se pretende incluir a potência de perdas nos modelos da rede.

2.4.5. Método do ponto interior

O Método do Ponto Interior (MPI) foi formulado em 1984 por Karmarkar [47]. Foi introduzido como um novo algoritmo aplicado à resolução de problemas de PL, permitindo resolver de uma maneira mais rápida e eficaz esse tipo de problemas, quando comparado com os métodos convencionais, nomeadamente o simplex [6]. O MPI segue um caminho pelo interior da região de soluções admissíveis em direcção à solução óptima, raramente visando os vértices dessa região, antes que o ponto óptimo seja alcançado. Ao se escolher correctamente o tamanho do passo, a solução óptima é atingida após um determinado número de iterações ([6], [7]). Comparativamente ao método simplex, o MPI requer mais tempo computacional para encontrar a direcção de movimento, no entanto encontra melhores direcções, o que resulta num menor número de iterações [18].

Na Figura 2.4, encontra-se um caminho típico percorrido pelo MPI, sendo esse descrito por x_i . Na mesma figura também é possível observar o caminho percorrido pelo método simplex, estando esse indicado a x'_i . Os caminhos mencionados, têm em consideração a direcção ascendente indicada por c .

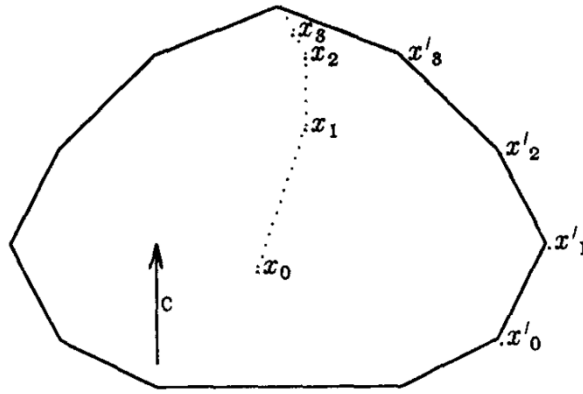


Figura 2.4 – Esquema do comportamento do MPI e simplex na busca da solução óptima (Fonte: retirado de [48]).

Designa-se por ponto interior, um ponto em que todas as variáveis se encontram dentro dos seus limites, sendo que daí surge o nome para o método em questão.

Na literatura existem, na generalidade, duas estratégias usadas nos métodos MPI para a resolução do problema OPF. A primeira consiste em aplicá-lo a problemas PL ou PQ, pelo que é necessário efectuar linearizações das equações do trânsito de energia. A segunda consiste em aplicar o MPI directamente ao problema não linear original [49].

Em 1986, Gill *et al.* [50], mostrou a relação entre o algoritmo de Karmarker e o algoritmo de função de barreira logarítmica. Este veio a ser uma das bases de muitos algoritmos de resolução do problema OPF [7]. De seguida será abordada, com mais detalhe, esta variante do MPI.

Nesta formulação, efectua-se a transformação das restrições de desigualdade, em restrições de igualdade, introduzindo variáveis de folga e adicionando funções logarítmicas à função objectivo, para garantir que as variáveis de folga não sejam negativas [7]. Considerando que todas as variáveis (controlo e de estado) estão incluídas num vector x , então é possível efectuar a formulação do problema OPF tal como indica a formulação (2.18).

$$\begin{aligned}
 \min. \quad & f(x) \\
 \text{s. a.} \quad & g(x) = 0 \\
 & h^{\min} \leq h(x) \leq h^{\max} \\
 & x^{\min} \leq x \leq x^{\max}
 \end{aligned} \tag{2.18}$$

Para transformar o problema, adicionam-se primeiramente variáveis de folga (s), tal como indicado no seguinte conjunto de equações.

$$\min. f(x) \quad (2.19)$$

$$s. a. g(x) = 0 \quad (2.20)$$

$$h(x) + s_h = h^{max} \quad (2.21)$$

$$s_h + s_{sh} = h^{max} - h^{min} \quad (2.22)$$

$$x + s_x = x^{max} \quad (2.23)$$

$$x - x^{min} \geq 0 \quad (2.24)$$

$$s_x, s_h, s_{sh} \geq 0 \quad (2.25)$$

No entanto, ainda se mantêm como restrições de desigualdade as restrições (2.24) e (2.25). Para solucionar esse problema adicionam-se à função objectivo, funções logarítmicas de barreira, para garantir que essas variáveis de folga sejam positivas, de forma a cumprir a restrição. O problema passa a ficar agora tal como indicado na formulação (2.26).

$$\begin{aligned} \min. f(x) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(x - x^{min})_j - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_x)_j - \mu \sum_{i=1}^m \ln(s_h)_i - \mu \sum_{i=1}^m \ln(s_{sh})_i \\ s. a. g(x) = 0 \\ h(x) + s_h = h^{max} \\ s_h + s_{sh} = h^{max} - h^{min} \\ x + s_x = x^{max} \end{aligned} \quad (2.26)$$

Na formulação anterior, n representa o número de variáveis do problema que estão limitadas directamente através de restrições de desigualdade e m o número das restantes restrições de desigualdade. O parâmetro μ é denominado de parâmetro de barreira e é um número positivo que à medida que o algoritmo converge, é forçado a ir em direcção a 0. Este valor deverá ser o menor possível, de forma a minimizar a influência das funções logarítmicas, no valor final obtido para a função objectivo.

Muitas foram as variantes propostas ao longo do tempo para o MPI. Além daquelas baseadas no algoritmo de barreira, já anteriormente referido, surgiram outras como o método *projection scaling*, o algoritmo *dual affine*, o algoritmo *primal affine*, o método *extended quadratic programming* usando MPI, o algoritmo *predictor-corrector primal-dual interior point*, entre outros ([6], [51]).

Seguidamente efectua-se uma descrição sumária de algumas das contribuições, que recorreram à utilização deste método, para efectuar a resolução do problema OPF.

Em 1992, Momoh *et al.* [52], implementaram um MPI quadrático, para resolver o problema do despacho económico com e sem a inclusão da potência activa de perdas. Esta extensão do MPI,

permite resolver tanto problemas PL ou PQ, sujeitos a um conjunto de restrições lineares. O algoritmo apresenta dois níveis, quando se pretende incluir a potência activa de perdas da rede na formulação do problema. No primeiro, o problema do despacho económico é resolvido recorrendo ao MPI quadrático não considerando as perdas. Em seguida num segundo nível, esses resultados são usados como dados de entrada para a resolução do trânsito de energia num *software* à parte, onde são calculadas as perdas. O valor das perdas é em seguida incluído na realização do despacho económico, sendo que o processo se repete até que se atinja a convergência. O método foi testado numa rede de 14 barramentos, tendo-se verificado que o algoritmo é rápido e preciso.

Em 1993, Vargas *et al.* [48], apresentaram um método baseado em PL sucessiva, para efectuar a resolução do problema OPF, com o objectivo de minimizar o custos de geração de energia eléctrica. A resolução deste problema é efectuada usando o MPI na variante de *Dual Affine*, sendo que no modelo do trânsito de energia, apenas são usadas as equações referentes à potência activa. Neste método é usado um critério para a selecção dos limites do tamanho do passo, para evitar instabilidades no processo iterativo. As equações do trânsito de energia são resolvidas à parte do processo de optimização. Os resultados obtidos em redes de 30 e 118 barramentos mostraram que com aumento do tamanho da rede aumenta também o tempo de resolução. Verificou-se que esse aumento tempo é inferior para o método proposto, em comparação com o aumento de tempo obtido no método simplex.

Em 1994, Momoh *et al.* [53], aplicaram o MPI na sua variante *extended quadratic interior point*, para resolver o problema do despacho económico e do planeamento Var, sendo que o método proposto permite resolver problemas PL e PQ. As funções objectivo usadas na formulação do problema foram: a minimização do custo de combustível e o custo de instalação de baterias de condensadores e reactâncias *shunt*. Estas funções objectivo estavam sujeitas a restrições de operação da rede e de investimento. O método proposto tem a particularidade de procurar melhorar o ponto inicial de busca da solução óptima. O problema do despacho económico foi testado numa rede de 118 barramentos e do planeamento VAR numa rede de 30 barramentos. Os resultados mostraram que o método proposto é mais rápido que o método simplex, e que o número de iterações é relativamente independente do número de variáveis de controlo e de restrições. A capacidade que o método possui em começar com um ponto inicial melhorado, aumenta a eficiência do mesmo.

Em 2005, Qiu *et al.* [54], apresentaram um algoritmo de MPI na variante *primal dual interior point method*, com o objectivo de resolver o problema SCOPF. Neste problema os autores procuravam obter o estado de operação da rede, que prevenisse que ocorressem violações de restrições em caso de contingência. Uma vez que a lista de contingências que podem ocorrer numa

rede tende a ser considerável, então foi implementada uma técnica de computação paralela. Com esta técnica, o problema é decomposto e distribuído por uma série de processadores de forma a acelerar o processo de resolução. Na formulação do problema são usadas as equações do trânsito de energia AC. Os testes realizados numa rede com 57 e 3493 barramentos mostraram que este método é adequado para a resolução de problemas SCOPF de grandes dimensões.

Em 2005, Zhang *et al.* [55], desenvolveram um método para resolver o problema OPF, recorrendo ao MPI, usando na formulação do problema as equações das correntes em coordenadas rectangulares. O método proposto apresenta a vantagem de que algumas das segundas derivadas passam a ser nulas e algumas das primeiras derivadas tomam um valor constante. Estes aspectos levam a que o esforço computacional seja mais reduzido. Este método foi aplicado em diversas redes de teste, tendo-se verificado que a complexidade do mesmo em cada iteração é menor, quando comparado com o mesmo método formulado com as equações de potência em coordenadas rectangulares.

Algumas das vantagens e desvantagens associadas a este método [18] são:

Vantagens

- É um método eficaz, apresentando um bom desempenho e robustez na resolução de problemas lineares e não lineares.
- Permite a solução de problemas lineares com grandes dimensões.
- É, na generalidade, mais rápido que os métodos de PL convencionais.

Desvantagens

- Caso o passo de cálculo seja incorrectamente escolhido, a solução pode não ser obtida.
- É sensível às condições iniciais.
- Em certos casos é necessário efectuar linearizações.

2.4.6. Algoritmos genéticos

Os algoritmos genéticos (AG) são algoritmos matemáticos inspirados nos mecanismos de evolução natural e recombinação genética. Estes constituem uma técnica de busca e optimização, inspirada no princípio Darwiniano da selecção natural e reprodução genética. De acordo com Charles Darwin o princípio de selecção privilegia os indivíduos mais aptos, sendo que estes apresentam uma maior longevidade e conseqüentemente uma maior probabilidade de reprodução. Os indivíduos com mais descendentes, têm uma maior probabilidade de perpetuarem os

seus códigos genéticos nas próximas gerações. Esses códigos estão representados nos cromossomas [56].

O algoritmo computacional é gerado à imagem destes fundamentos, sendo que a melhor solução para um dado problema, é obtida através da evolução de populações de soluções codificadas através de cromossomas artificiais. No algoritmo, o cromossoma é assim uma estrutura de dados que representa uma das soluções do problema. Estes cromossomas são sujeitos a um processo evolucionário que envolve a avaliação, selecção, recombinação e mutação [56].

Seguidamente efectua-se uma descrição sumária de algumas das contribuições, que recorreram à utilização deste método, para efectuar a resolução do problema OPF.

Em 1994, Bakirtzis *et al.* [57], recorreram a AG para efectuar a resolução do despacho económico. O uso de AG por parte dos autores é fundamentado pelo facto dos AG não ficarem limitados pela não convexidade da função de custo dos geradores, ao contrário de muitos outros métodos. Os AG foram testados numa rede com 72 geradores, que possuíam funções de custo onde está incluído o efeito de abertura de válvulas de admissão de turbinas a vapor, o que leva a que funções de custo sejam não convexas. Verificou-se que o tempo de resolução aumentou de forma quase linear com o aumento o tamanho da rede.

Em 1995, Chen *et al.* [58], resolveram o problema do despacho económico em redes de grandes dimensões, utilizando para isso AG. Neste trabalho foi aplicada uma nova técnica de codificação dos cromossomas, baseada nos custos incrementais do sistema. Com esta codificação, o número de bits por cromossoma é independente do número de unidades de produção, o que faz com que este método seja atractivo para redes complexas e de grandes dimensões. Na formulação do problema, foram também consideradas a potência activa de perdas da rede, os limites de rampa dos geradores, de forma a tornar o problema mais prático. Foi realizada uma comparação entre o método proposto e o *lambda-iteration method*, onde o proposto apresentou uma maior rapidez na obtenção da solução de problemas de grande dimensão. Verificou-se que o tempo de resolução do problema, varia de forma aproximadamente linear com o tamanho da rede.

Em 2002, Bakirtzis *et al.* [59], apresentaram um método baseado em AG, onde é efectuada a resolução do problema OPF com variáveis discretas e contínuas, com o objectivo de minimizar o custo associado à geração de energia eléctrica. As variáveis de controlo contínuas usadas foram a potência activa de saída dos geradores e as tensões nos barramentos de geração. As variáveis discretas usadas foram o valor das tomadas dos transformadores e dos escalões das baterias de condensadores comutáveis. Cada cromossoma é dividido em quatro regiões, onde cada uma correspondente a um conjunto das diferentes variáveis de controlo. Os limites de potência das linhas, as tensões admissíveis nos barramentos de carga e o intervalo admissível de produ-

ção de energia reactiva da geração, foram incorporados como penalidades na função de *fitness* do AG. O algoritmo desenvolvido revelou-se mais rápido que outros métodos baseados no AG comum. Os testes foram realizados em redes de 30 e 73 barramentos.

Em 2006, Gaing e Chang [60], apresentaram um método para resolver o problema OPF, considerando a existência de variáveis contínuas e discretas. Este problema tem como objectivos minimizar dos custos associados à geração de energia eléctrica, reduzir as perdas existentes na rede, melhorar o perfil de tensão dos barramentos e garantir que os limites de capacidade das linhas são respeitados nos estados normais e de contingência. Neste trabalho são propostos dois esquemas para a realização da recombinação e da mutação, de forma a lidar mais eficazmente com o facto de existirem variáveis contínuas e discretas no problema. Este método foi testado em redes de 26 e 57 barramentos e foi comparado com uma técnica de *evolutionary programming*, tendo-se verificado a superioridade do método proposto.

Em 2008, Banu e Devaraj [61], propuseram um método que recorre a AG para resolver o problema OPF com dispositivos FACTS do tipo condensadores em série controlados por tirístores. Este método possui duas fases. Na primeira são identificados os locais onde a inserção de dispositivos FACTS, possa contribuir para uma maior segurança da rede, através da eliminação de sobrecargas após saída de serviço de uma linha. Na segunda fase é resolvido o problema OPF com a função objectivo de minimização de custos de geração de energia eléctrica, sendo neste processo dimensionados os dispositivos FACTS. É usada uma forma melhorada de recombinação e mutação para lidar com variáveis discretas e contínuas no AG. Este método foi aplicado numa rede com 30 barramentos, sendo que se verificou que este é eficaz na remoção de sobrecargas das linhas.

Algumas das vantagens e desvantagens associadas a este método [18] são:

Vantagens

- Lida bem com o facto de existirem variáveis discretas no problema.
- Pode ser facilmente programado para funcionar em diversos computadores em paralelo, o que contribui para uma redução do tempo de resolução do problema.
- Permite o uso de funções não contínuas, não convexas e não diferenciáveis.
- Não é necessário efectuar linearizações da função objectivo.
- Permite encontrar várias soluções para o problema, apenas com uma corrida do algoritmo.

Desvantagens

- A solução obtida, do problema OPF, não é garantidamente a óptima.
- O tempo de execução e a qualidade da solução são deteriorados com o aumento do tamanho das redes em estudo.
- É necessário conhecer bem o problema que se está a estudar, para poder ajustar os parâmetros do método, nomeadamente a codificação do cromossoma.

2.4.7. *Particle swarm optimization*

O nome de Optimização por Enxame de Partículas, mais conhecido na língua inglesa como *Particle Swarm Optimization* (PSO), é uma técnica de computação estocástica baseada nas populações, inspirada no comportamento social existente na interacção entre os indivíduos (partículas) de um grupo (enxame). Esta técnica foi desenvolvida a partir da observação de bandos de pássaros e cardumes de peixes, que procuram alimento numa dada região. Ao observar o comportamento de um grupo, verifica-se que este é influenciado pela experiência acumulada de cada indivíduo, bem como pela experiência acumulada pelo grupo [62].

Com esta técnica de optimização, a procura da solução óptima é conduzida usando uma população de partículas, onde cada partícula representa uma solução candidata à solução óptima. Cada partícula tem associado um valor, que indica o quão adequada esta é como solução do problema, e uma velocidade, que define a direcção do movimento da partícula. Esta ajusta a sua trajectória, em direcção à sua melhor posição anterior ou em direcção à melhor posição do grupo até aí atingida. Este processo é repetido até que não existam mudanças consideráveis na posição das partículas ou até que certas limitações computacionais sejam excedidas ([18],[62]).

Seguidamente efectua-se uma descrição sumária de algumas das contribuições, que recorreram à utilização deste método, para efectuar a resolução do problema OPF.

Em 2002, Abido [63], propôs um novo método baseado em PSO para efectuar a resolução do problema OPF. Neste método estão incluídas as funções objectivo de minimização do custo de combustível associado à geração de energia eléctrica, de melhoria dos perfis de tensão, onde se procura que as tensões em cada barramento rondem o valor de 1 pu, e da maximização da estabilidade da tensão, onde se tem como objectivo manter os níveis de tensão aceitáveis após um distúrbio na rede. Neste método não foram usadas variáveis discretas, pelo que realizaram-se arredondamentos de variáveis como as tomadas dos transformadores, o que contribuiu para um aumento do erro obtido. O método foi testado numa rede de 30 barramentos, sendo que os resul-

tados obtidos revelaram que o método é robusto e que apresenta alguma superioridade face a métodos baseados em AG.

Em 2005, Wang *et al.* [64], apresentaram um algoritmo PSO modificado, aplicado na resolução do problema OPF. Neste algoritmo a novidade está ligada à evolução das partículas, que se desenvolve não só com base no historial dessa partícula ou do grupo, mas também recorrendo à informação individual relativa a outras partículas. Com este método a probabilidade de atingir o óptimo global é aumentada. O algoritmo foi aplicado numa rede de 5 barramentos, com o objectivo de minimizar os custos de geração de energia eléctrica. Com este método conseguiu-se obter um menor custo de geração, comparativamente aos métodos baseados em *evolutionary programming*.

Em 2005, Saravanan *et al.* [65], desenvolveram uma aplicação baseada em PSO, para encontrar qual a localização óptima de dispositivos FACTS numa rede. Com este problema, pretende-se maximizar a capacidade de carga da rede, efectuando para isso uma minimização do custo de instalação destes equipamentos. Como resultado do problema é obtida além da localização, o tipo de dispositivos FACTS a instalar e a sua configuração. Na formulação do problema foram considerados os limites térmicos das linhas e os limites de tensão dos barramentos, através de restrições. Os testes foram efectuados em redes de 6 e 30 barramentos. Os autores verificaram que a partir de um determinado número de dispositivos FACTS incluídos, a capacidade de carga da rede não aumenta.

Em 2008, Yumbla *et al.* [66], propuseram um método de resolução do problema OPF com restrições de segurança, onde são usadas variáveis de controlo discretas e contínuas, com vista a minimizar o custo total de geração de energia eléctrica. Na resolução do problema foi usado um algoritmo PSO com operadores de reconstrução. Estes operadores garantiam a procura da solução óptima dentro da região admissível de soluções, reduzindo o tempo computacional e melhorando a qualidade da solução obtida. O método foi testado em duas redes, de 26 e 39 barramentos, onde se obtiveram resultados considerados satisfatórios.

Em 2010, Leeton *et al.* [67], apresentaram um método para resolver o problema OPF, recorrendo à PSO, com o objectivo de minimizar a potência activa de perdas na rede. Nas variáveis de controlo estavam incluídas a potência activa dos geradores, as tomadas dos transformadores e as tensões de geração. Neste método as restrições do problema OPF são transformadas em funções de penalidade que são adicionadas à função objectivo. Este método foi testado em redes com 6 e 30 barramentos, e comparado com os métodos *quasi-Newton* e algoritmos genéticos, tendo-se verificado que este é competitivo.

Algumas das vantagens e desvantagens associadas a este método ([18], [68]) são:

Vantagens

- Permite a resolução de problemas de optimização com funções objectivo não convexas e não diferenciáveis.
- Possui um conceito simples e é fácil de implementar.

Desvantagens

- A solução pode ficar “presa” a um óptimo local, devido a uma convergência prematura.
- Necessita de um mecanismo eficiente para tratar restrições.
- Apresenta uma convergência lenta em redes de grandes dimensões.

2.4.8. Outros métodos não convencionais

Existem outros métodos incluídos na categoria dos métodos não convencionais para além dos que foram mencionados anteriormente, nomeadamente a *Ant Colony Optimization*, Redes Neurais e a *Evolutionary Programming*. No entanto estes não têm tido uma aderência tão considerável na resolução do problema OPF. Seguidamente serão descritos de forma muito breve estes métodos e indicadas algumas das publicações desenvolvidas.

As Redes Neurais (RN) são uma estrutura computacional inspirada pela observação de redes de neurónios do cérebro Humano. Estas são constituídas por unidades computacionais chamadas neurónios, que se encontram interligadas. As RN podem identificar padrões dentro de dados de entrada e fazer correspondê-los a dados de saída. Depois de treinadas, estas redes podem ser usadas para prever dados de saída, em função de novos dados de entrada. Desta forma as RN são uma ferramenta poderosa para efectuar modelação, especialmente quando não se compreende totalmente o problema, mas existem dados que permitem a realização do treino [69].

Em 1990, Santoso e Tan [70], desenvolveram um método que recorre a RN para efectuar o controlo em tempo real das baterias de condensadores comutáveis, instaladas numa rede de energia eléctrica de distribuição. Este controlo é efectuado com vista a minimizar a potência activa de perdas da rede. O método proposto apresenta dois estágios, sendo que no primeiro, o perfil de carga é previsto a partir de medições directas efectuadas na rede (tensões nos barramentos, potência activa e reactiva que transita na rede e configurações actuais das baterias de condensadores). No segundo estágio, são determinados quais os escalões das baterias de condensadores que devem estar em funcionamento, tendo em conta o perfil de carga determinado no primeiro estágio. Os resultados obtidos através dos testes realizados numa rede de distribuição com 30

barramentos foram considerados satisfatórios, constatando-se que este método é aplicável em tempo real e em redes de grandes dimensões. Neste método o tempo de cálculo computacional pode ser reduzido caso seja usada computação paralela.

Em 1997, Nguyen [71], efectuou a resolução do problema OPF, implementando o método de Newton através de RN. Neste processo é usada uma estrutura de computação paralela. Este método foi testado numa rede com 22 barramentos, com o objectivo minimizar potência activa de perdas. O tempo de resolução computacional obtido foi muito curto, graças ao uso da computação paralela, tendo-se verificado que esse tempo é independente do número de restrições. A solução obtida através do método proposto e através do método de Newton foi idêntica, o que veio validar a estrutura implementada. No entanto, foi obtido um tempo de resolução mais curto com recurso às RN.

Ant Colony Optimization (ACO), consiste num método de optimização baseado na observação de colónias de formigas reais, apoiando-se no facto, das formigas encontrarem o caminho mais curto entre a colónia e a fonte de comida através das feromonas. Uma formiga quando segue um determinado caminho deixa no chão feromonas. As outras formigas irão detectar essas feromonas e seguirão os caminhos que possuírem uma maior quantidade. A quantidade de feromonas depositadas estará dependente do custo individual ou seja da distância do caminho percorrido. Uma formiga deixará uma maior quantidade de feromonas quanto menor for o custo [72].

Em 2009, Nakawiro e Erlich [73], apresentaram um método baseado na ACO, para efectuar a resolução do problema OPF com a função objectivo de minimização do deslastre de carga, com vista a melhorar a estabilidade da tensão da rede. Este método procura lidar com os aspectos técnicos e económicos inerentes ao problema do deslastre de carga. A nível técnico, são analisados parâmetros de sensibilidade relativos à estabilidade marginal da tensão, em relação a alterações na carga associada aos diversos barramentos. A nível económico, é efectuada uma minimização do custo associado às interrupções de fornecimento de energia a cada barramento. No processo de optimização foi usada uma variante modificada do método de optimização de ACO, de forma a lidar com as restrições do problema. O método foi aplicado numa rede de 30 barramentos, onde se verificou através dos resultados obtidos, que o método consegue melhorar a estabilidade de tensão da rede.

Em 2011, Soares *et al.* [72], desenvolveram um método baseado na ACO, para resolver o problema OPF minimizando os custos de geração de energia eléctrica. Esta metodologia foi desenvolvida com o intuito de ser usada no planeamento de reparações e manutenção na rede, com um período de 24 a 48 horas de antecipação. O método foi implementado numa rede de 30 barramentos. Os resultados dos testes realizados mostraram que este algoritmo apresenta um tempo

de execução reduzido. Este aspecto é vantajoso, pois como a previsão da carga e da geração renovável é incerta, podem ser simulados e analisados um grande conjunto de cenários possíveis, de forma a escolher a solução que origine o menor impacto económico para o planeamento.

Evolutionary Programming (EP) é um algoritmo de optimização inspirado na teoria da evolução e da selecção natural, semelhante aos AG's. No entanto esta técnica de optimização não recorre à emulação dos operadores genéticos, sendo mais focada na relação comportamental existente entre os progenitores e a descendência. Este algoritmo funciona através da evolução de uma população de soluções candidatas ao óptimo, recorrendo a operadores de mutação e a um esquema de selecção. A população irá evoluir em direcção ao ponto óptimo global. Esta é uma técnica adequada para problemas onde possam existir vários mínimos locais ([74], [75]).

Em 1999, Yuryevich e Wong [75], desenvolveram um algoritmo baseado em EP para resolver o problema OPF, com o objectivo de minimizar os custos de geração de energia eléctrica. Para melhorar a velocidade do algoritmo, assim como a capacidade de lidar com redes de grandes dimensões, foi incluída a informação obtida através do cálculo do gradiente. Neste método, não é necessário efectuar um ajuste muito preciso do passo do gradiente, de forma a se atingir a convergência. A demonstração do desempenho do algoritmo foi realizada numa rede de 30 barramentos, tendo-se verificado que este consegue determinar o ponto óptimo mesmo na presença de vários óptimos locais. As diversas classes de curvas de custo usadas (não convexas), não limitaram o desempenho do algoritmo. Além disso ainda se verificou, que este método é pouco influenciado por diferentes pontos iniciais. Este método revelou superioridade em relação a um método baseado unicamente no gradiente.

Em 2004, Somasundaram *et al.* [76], apresentaram um algoritmo para resolver o problema SCOPF, através da aplicação de EP em duas fases. Na primeira, o problema OPF é formulado e resolvido, sendo que o resultado deste problema é considerado como a solução inicial do problema SCOPF, que é formulado e resolvido na segunda fase. Na formulação do problema, foi usada a função objectivo de minimização de custos associados à geração de energia eléctrica. O algoritmo foi aplicado numa rede com 30 barramentos, tendo-se verificado este método é simples, robusto, eficiente e adequado para aplicações em tempo real.

2.4.9. Análise dos métodos convencionais e não convencionais

Os métodos matemáticos convencionais usados para a resolução do problema OPF apresentam algumas limitações ([9], [18]), nomeadamente:

- Dificuldade em lidar com problemas de grandes dimensões conduzindo a que o processo de resolução se torne lento, o que leva à necessidade de uma elevada capacidade computacional.
- Inconsistência nos resultados finais, devido às aproximações efectuadas com as linearizações, quer da função objectivo quer das restrições.
- Um elevado número de restrições de igualdade e desigualdade, leva a um aumento significativo do tempo para se atingir a convergência.
- Não é garantido que se consiga atingir a convergência em relação ao óptimo global, caso o problema seja não convexo.
- Dificuldade em aplicar estes métodos quando se querem introduzir variáveis discretas, como por exemplo as tomadas dos transformadores.

Perante as limitações existentes dos métodos convencionais, aquele que se destaca e que tem vindo a ser cada vez mais usado, é o método do Ponto Interior, pois é um método que apresenta uma elevada velocidade de convergência e está adequado a problemas de grandes dimensões [18].

Os métodos não convencionais surgiram como resposta a algumas das limitações dos métodos convencionais, apresentando as seguintes vantagens ([9], [18]):

- Permitem o uso de funções não contínuas, não diferenciáveis, não convexas, contendo variáveis contínuas e discretas.
- São adequados a problemas multiobjectivo, pois conseguem encontrar várias soluções óptimas, com uma única corrida do algoritmo.
- Convergem rapidamente.

No entanto, estes métodos também possuem algumas desvantagens, nomeadamente ([9], [18]):

- Longo tempo de computação, apesar de em alguns casos serem exploradas as potencialidades da computação paralela para reduzir este tempo.
- A solução obtida não é garantidamente a óptima.
- Necessidade de ajuste de parâmetros, tais como mutação, população, etc.

Dentro dos métodos não convencionais, os Algoritmos Genéticos são actualmente o método mais atractivo para efectuar a resolução do problema OPF [18].

A forma mais eficiente de obter a solução do problema OPF poderá partir por uma combinação de métodos convencionais e não convencionais, de forma a que as desvantagens de uns, possam ser atenuadas com as vantagens de outros [9].

Capítulo

3

Aplicação de uma ferramenta comercial na resolução do problema OPF

Neste capítulo é efectuada a resolução do problema OPF recorrendo a um software comercial, sendo descrito de forma breve o respectivo método resolução. O problema OPF é resolvido para diversas funções objectivo, sendo mostrados e analisados os resultados obtidos. Além disso é ainda realizada uma comparação entre o problema OPF e o problema do despacho económico.

3. Aplicação de uma ferramenta comercial na resolução do problema OPF

3.1. Descrição do programa informático

O programa informático usado na presente dissertação, para efectuar a resolução do problema OPF, tem o nome de *Power System Simulator for Engineering* (PSS®E). Este programa surgiu em 1976 e nele estão disponíveis várias opções e ferramentas, que podem ser usadas para analisar, simular e otimizar o desempenho de redes de energia eléctrica [77]. Este *software* é actualmente uma das ferramentas comerciais mais usadas no planeamento de redes, pelo que este facto veio contribuir para a sua escolha.

Na presente Secção serão descritos alguns aspectos teóricos sobre o método aplicado por este programa na resolução do problema OPF.

3.1.1. Processo de resolução

O processo de resolução do problema OPF é efectuado recorrendo ao método do ponto interior em conjunto com o método de Newton de segunda ordem [78]. Seguidamente serão indicados alguns aspectos teóricos sobre esse processo de resolução, não sendo efectuada, porém, uma abordagem exaustiva.

3.1.1.1. Formulação do problema

À semelhança do que se encontra na § 2.3, o problema OPF pode ser formulado simplificada-mente tal como indicado na formulação (3.1).

$$\begin{aligned} \min. \quad & f(x) \\ \text{s. a.} \quad & h(x) = 0 \\ & x^{\min} \leq x \leq x^{\max} \end{aligned} \tag{3.1}$$

Na qual:

$f(x)$ Função objectivo

x^{\min} Valor mínimo associado às variáveis de controlo e dependentes do problema (vector coluna)

x	Variáveis de controlo e dependentes do problema (vector coluna)
x^{max}	Valor máximo associado às variáveis de controlo e dependentes do problema (vector coluna)
$h(x) = 0$	Restrições de igualdade (vector coluna)

Estão disponíveis em PSS®E diversas funções objectivo que podem ser escolhidas na formulação do problema OPF. De entre elas destacam-se a:

- Minimização dos custos de combustível;
- Minimização da potência activa de perdas;
- Minimização da potência reactiva de perdas;
- Minimização do ajuste de carga;
- Minimização do ajuste da reactância das linhas;
- Minimização da inserção de reactâncias *shunt* e/ou baterias de condensadores;

Nas §§ 3.4 a 3.8, encontram-se descritas em mais pormenor as funções objectivo mencionadas.

As variáveis de controlo correspondem tipicamente à potência activa gerada, ao módulo das tensões de geração, à configuração das tomadas dos transformadores e baterias de condensadores, entre outras. As variáveis dependentes correspondem àquelas que dependem do ajuste das variáveis de controlo, onde se incluem as variáveis referentes à tensão nos barramentos de carga e à potência transitada em cada linha.

É de salientar que com a selecção das diferentes funções objectivo, são por vezes introduzidas novas variáveis ao problema, bem como novas restrições de igualdade e desigualdade. Estas encontram-se descritas com mais pormenor nas §§ 3.4 a 3.8.

Para efectuar a resolução do problema OPF recorre-se à função de Lagrange, sendo esta construída tal como indicado na equação (3.2).

$$L(x, \lambda) = f(x) + [\lambda]^T [h(x)] \quad (3.2)$$

e,

$$h(x) = 0 \quad (3.3)$$

$$x^{min} \leq x \leq x^{max} \quad (3.4)$$

Na qual:

λ	Multiplicadores de Lagrange (vector coluna)
-----------	---

Para obter a solução do problema de optimização recorrem-se às condições de KT. Tal como já foi anteriormente referido, estas condições são necessárias para que uma solução para um problema de optimização possa ser considerada óptima, sendo que só em determinados casos é que estas condições são também suficientes. No Anexo I pode ser encontrada mais informação acerca destas condições. Tendo em conta essas condições, irá recorrer-se à terceira condição de KT, sendo assim igualado a zero o gradiente da função de Lagrange, e calculados x e λ [78]. O resultado desta equação origina um conjunto bem definido de valores para as variáveis de controlo e dependentes (x), bem como para os multiplicadores (λ), que respeitam as condições de KT.

Este problema é não linear, uma vez que as equações do trânsito de energia incluídas nas restrições de igualdade também o são [78]. Por outro lado a função objectivo pode ser também não linear quando por exemplo o custo de combustível associado à geração de energia eléctrica seja definido através uma curva quadrática, ou então caso existam termos junto à função objectivo que sejam não lineares, tais como penalidades quadráticas.

3.1.1.2. Restrições de desigualdade e igualdade

As restrições de desigualdade (3.4) são tratadas como penalidades que são adicionadas à função objectivo, através de termos que dependem da variável ao qual se pretende aplicar a restrição. Existem duas formas de implementar as restrições de desigualdade no problema, através de *soft limits* ou *hard limits* [78].

Soft limits Para a implementação deste tipo de penalidade existem duas variantes, a quadrática e a linear. As penalidades quadráticas introduzem na função objectivo uma penalidade cuja expressão matemática pode ser encontrada na equação (3.5) [78].

$$\sum_{i=1}^n \rho_{qi} \cdot \left(x_i - \frac{(x_i^{min} + x_i^{max})}{2} \right)^2 \quad (3.5)$$

Na qual:

n	Número de variáveis penalizadas quadraticamente
x_i	Valor actual da variável (pu)
x_i^{min}	Valor mínimo da variável x_i (pu)
x_i^{max}	Valor máximo da variável x_i (pu)
ρ_{qi}	Nível de penalidade quadrática

Esta penalidade é introduzida sempre que uma variável se afaste do ponto médio dos seus limites. À medida que a variável se afasta do seu valor médio, a penalidade tende a crescer de forma quadrática, o que desencoraja a que os limites definidos sejam excedidos.

As penalidades lineares introduzem na função objectivo uma penalidade cuja expressão matemática pode ser encontrada na equação (3.6) [78].

$$\sum_{i=1}^n \rho_{li} \cdot \left(\max(0, x_i - x_i^{max}) - \min(0, x_i - x_i^{min}) \right) \quad (3.6)$$

Na qual:

n Número de variáveis penalizadas linearmente

ρ_{li} Nível de penalidade linear

Esta penalidade apenas é introduzida caso a variável ultrapasse os limites definidos, pelo que caso isso aconteça, a penalidade será proporcional à violação da restrição.

Para pequenas violações das restrições, as penalidades lineares introduzem um valor mais elevado de penalidade face às penalidades quadráticas, invertendo-se essa tendência à medida que as violações são mais elevadas.

Em ambos os casos, a rigidez com que se pretende que uma dada restrição de desigualdade seja cumprida pode ser conseguida com o ajuste do nível de penalização. Quanto mais elevado for este nível, mais elevados serão também os valores de penalização obtidos pela violação das restrições. Como o problema OPF é formulado como um problema de minimização, então durante a optimização, os valores das variáveis ao qual estão aplicadas estas restrições, são ajustados de forma a minimizar também as penalizações, o que faz assim com que sejam minimizadas as violações destas restrições.

Hard Limits Este tipo de penalidade impõe que os limites impostos pelas restrições sejam rigidamente respeitados, incluindo na função de Lagrange equações definidas em função das variáveis onde se pretendem aplicar restrições, originando assim uma função de Lagrange aumentada [78].

Essas equações definem funções contínuas e assintóticas com os limites da variável ao qual se pretende aplicar uma restrição de desigualdade, sendo estas denominadas de funções barreira. Essas equações são construídas através de funções logarítmicas, tal como indica a equação (3.7) [78].

$$B(x) = -(10^{\mu_b}) \cdot \sum_{i=1}^n \{\log(x_i - x_i^{min}) + \log(x_i^{max} - x_i)\} \quad (3.7)$$

Na qual:

μ_b Parâmetro de barreira

n Número de variáveis ao qual são aplicados *hard limits*

A Figura 3.1, permite ilustrar graficamente o efeito da aplicação das funções de barreira.

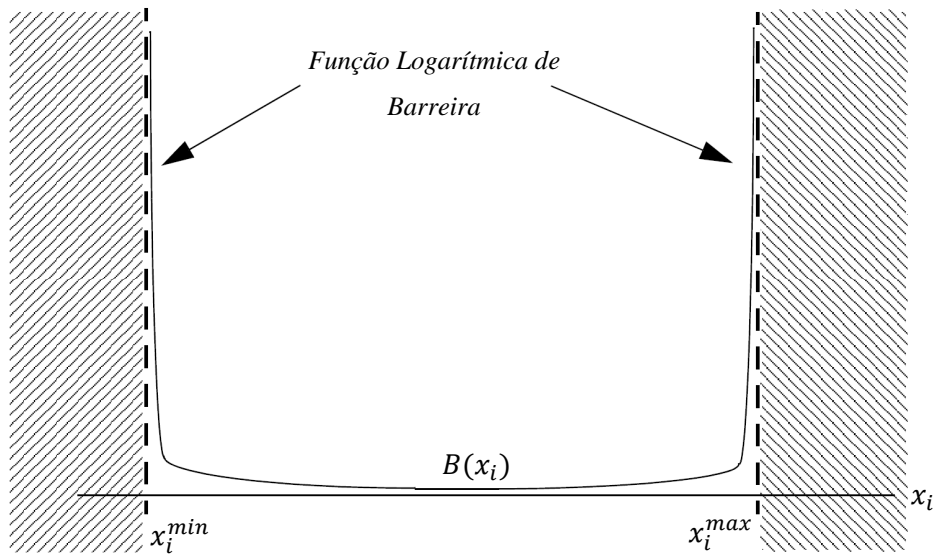


Figura 3.1 - Função de barreira logarítmica (Fonte: adaptado de [78]).

Como se pode verificar pela Figura 3.1, as barreiras construídas com as funções logarítmicas impõem que os valores de x_i estejam apenas definidos na zona admissível, o que faz com as restrições sejam assim rigidamente cumpridas.

As funções de barreira definidas anteriormente são adicionadas à função de Lagrange obtida inicialmente (equação (3.2)), tal como é indicado na equação (3.8).

$$L'(x, \lambda) = f(x) + B(x) + [\lambda]^T [h(x)] \quad (3.8)$$

e,

$$h(x) = 0 \quad (3.9)$$

Estas funções de barreira facilitam o processo de obtenção da solução, ao transformar as restrições de desigualdade em termos da função objectivo, o que proporciona uma redução do esforço iterativo que seria necessário para prevenir a violação das restrições. A solução óptima do pro-

blema ocorrerá sempre para valores contidos dentro dos limites das restrições, sendo que por esta razão, se pode chamar esta técnica de Método do Ponto Interior [78].

No entanto, estas funções de barreira tendem a contribuir para um aumento do valor final da função objectivo, ao mesmo tempo que impedem que se consigam atingir exactamente os valores máximos e mínimos das restrições. A redução da contribuição da função de barreira é conseguida através da redução do parâmetro μ_b . Ao longo do processo iterativo, μ_b vai sempre diminuindo, sendo que o valor final para o parâmetro μ_b é tão baixo, que a discrepância obtida é desprezável¹ [78].

As restrições de desigualdade referentes às variáveis dependentes, onde se incluem os limites do módulo da tensão nos barramentos e os limites do trânsito de energia nas linhas, podem ser tratadas como *hard limit* ou *soft limit* conforme as preferências do utilizador. As restrições das variáveis de controlo, onde se incluem entre outras, os limites de geração de potência activa dos geradores, os limites impostos pelas tomadas dos transformadores e baterias de condensadores, apresentam por defeito o tratamento *hard limit*, uma vez que estas restrições estão muitas vezes associadas aos limites físicos dos equipamentos.

Nas restrições de igualdade estão incluídas as equações do trânsito de energia e as equações específicas introduzidas através da selecção das diferentes funções objectivo.

As equações do trânsito de energia, decompostas na partes real e imaginária, encontram-se nas Equações (3.10) e (3.11).

$$P_i = P_i^{gen} - P_i^{load} = \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)],$$

$$i = 1, \dots, n$$
(3.10)

$$Q_i = Q_i^{gen} - Q_i^{load} = \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)],$$

$$i = 1, \dots, n$$
(3.11)

Na qual:

P_i Potência activa injectada no barramento i (pu)

Q_i Potência reactiva injectada no barramento i (pu)

¹ No PSS®E é apenas possível ajustar o valor final de 10^{μ_b} . Este parâmetro é denominado no programa de *Final Barrier Coefficient* e pode ser encontrado na secção *Tolerances*. Por defeito o valor final de 10^{μ_b} corresponde a 0,0001, ou seja, $\mu_b = -4$.

P_i^{gen}	Potência activa gerada no barramento i (pu)
P_i^{load}	Potência activa de carga no barramento i (pu)
Q_i^{gen}	Potência reactiva gerada no barramento i (pu)
Q_i^{load}	Potência reactiva de carga no barramento i (pu)
G_{ij}	Condutância obtida através da matriz de admitâncias (pu)
B_{ij}	Susceptância obtida através da matriz de admitâncias (pu)
V_i	Módulo da tensão do barramento i (pu)
V_j	Módulo da tensão do barramento j (pu)
θ_i	Argumento da tensão associada ao barramento i (°)
θ_j	Argumento da tensão associada ao barramento j (°)
n	Número total de barramentos

A dedução e a explicação das equações relativas ao trânsito de energia, bem como da matriz de admitâncias, podem ser encontradas em [78].

3.1.1.3. Processo iterativo

Tendo em conta a função de Lagrange aumentada obtida anteriormente na equação (3.8), é resolvido o problema de optimização, através da aplicação da terceira condição de optimalidade de KT, determinando x e λ , tal como já foi anteriormente referido na § 3.1.1.1. Para resolver o conjunto de equações resultantes, é aplicado o método de Newton de segunda ordem, o que origina a equação (3.12) [78].

$$\underbrace{\begin{matrix} \underbrace{\hspace{2cm}} & \underbrace{\hspace{2cm}} \\ \begin{bmatrix} \nabla_x \nabla_x L'(x, \lambda) & \nabla_x \nabla_\lambda L'(x, \lambda) \\ \nabla_\lambda \nabla_x L'(x, \lambda) & \nabla_\lambda \nabla_\lambda L'(x, \lambda) \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} \Delta_x \\ \Delta_\lambda \end{bmatrix} \end{matrix}}_A = \underbrace{\begin{bmatrix} -\nabla_x L'(x, \lambda) \\ -\nabla_\lambda L'(x, \lambda) \end{bmatrix}}_B \quad (3.12)$$

A partir da equação (3.12), obtém-se as correcções das variáveis x e λ , ou seja, são calculados Δx e $\Delta \lambda$.

A matriz B possui N+M linhas, onde N é o número total de variáveis dependentes e de controlo, e M o número de restrições de igualdade.

Cada termo contido na matriz A corresponde também por sua vez a uma matriz. No entanto, devido à linearidade dos operadores de Lagrange, a matriz F corresponde a uma matriz nula. A matriz C corresponde à Hessiana, e as matrizes E e D correspondem ao Jacobiano (MxN) e à sua transposta (NxM) [78].

Através do cálculo das correcções das variáveis, é possível actualizar os valores de x e λ , tal como está indicado as Equações (3.13) e (3.14) [78].

$$x' = x + \alpha \Delta x \quad (3.13)$$

$$\lambda' = \lambda + \alpha \Delta \lambda \quad (3.14)$$

Na qual:

x	Valor actual da variável de controlo ou dependente
x'	Valor da variável de controlo ou dependente para a próxima iteração
Δx	Valor da correcção da variável de controlo ou dependente
λ	Valor actual do multiplicador de Lagrange
λ'	Valor do multiplicador de Lagrange para a próxima iteração
$\Delta \lambda$	Valor da correcção do multiplicador de Lagrange
α	Factor de redução da correcção

Graficamente, para cada novo x' , é efectuada uma aproximação da função de Lagrange aumentada a uma curva quadrática recorrendo à série de Taylor truncada aos termos de segunda ordem, onde será determinado o mínimo dessa nova curva. A partir do mínimo dessa curva, é calculada a correcção a efectuar e é determinado um novo ponto. Após este processo é calculada uma nova curva quadrática a partir do ponto anterior e o processo repete-se. O mínimo das funções quadráticas obtidas irá convergir para mínimo da função original, de forma a se obter assim a solução do problema [78].

Caso o valor estimado para x' esteja muito afastado da solução óptima, podem existir certas variáveis que violem seus limites, pelo que poderá ser necessário que seja reajustada a correcção, recorrendo para isso ao factor de redução da correcção (α). Este processo é efectuado

automaticamente pelo programa. Além disso no programa está definida uma tolerância que actua como uma pequena margem de segurança de forma a garantir que se obtenham soluções admissíveis, impondo para isso que as correcções a efectuar sejam mais reduzidas que aquelas que foram calculadas.

Para o algoritmo iniciar o processo de optimização são usados valores estimados de x e λ , para a primeira iteração. Durante todo o processo de optimização são apenas usadas variáveis contínuas, não sendo possível manter a característica discreta de algumas variáveis, como é o caso das tomadas dos transformadores ou das baterias de condensadores.

Na Figura 3.2 encontra-se um fluxograma simplificado, representativo do processo iterativo.

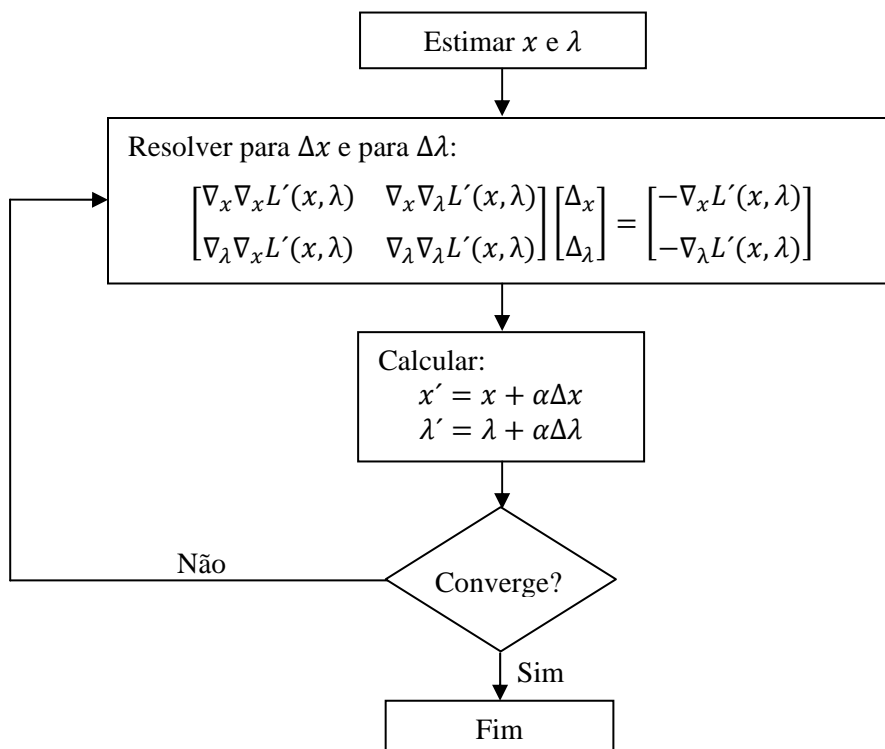


Figura 3.2 – Fluxograma com o processo iterativo simplificado de resolução do problema OPF.

De notar que a matriz B , é a matriz responsável por maiores ou menores correcções nas variáveis. Aos valores desta matriz são chamados de termos de erro de fecho. À medida que estes forem cada vez menores, então menores serão também as correcções efectuadas, pelo que estes valores são bons indicadores de convergência. O critério de convergência pode ser apenas aplicado às equações em x , ou alternativamente às equações em x e λ . Normalmente para se obter a convergência para o segundo caso é necessário um maior número de iterações, no entanto, só desta forma é que é possível calcular os multiplicadores de Lagrange, que em determinadas análises de sensibilidade poderão ser essenciais [78].

Para que o programa indique que atingiu a convergência, é necessário que se verifiquem as seguintes condições [78]:

1. O valor final para o parâmetro de barreira (μ_b), definido pelo utilizador, foi atingido.
2. Na última iteração, tanto o Δx como $\Delta \lambda$ calculados não levam a que nenhuma restrição seja violada.
3. O erro de fecho obtido é inferior ao definido pelo utilizador¹.

Caso estes critérios não sejam satisfeitos, o processo de optimização pára, se entretanto o número máximo de iterações² tiver sido excedido, ou se o número máximo de iterações falhadas tiver sido ultrapassado. Uma iteração é considerada falhada, caso o valor da função objectivo da iteração actual menos o valor da iteração anterior for maior que zero, ou se a divisão entre o erro de fecho da iteração actual e anterior, for maior ou igual a um determinado valor (no PSS®E este corresponde a 0,95). As iterações falhadas estão definidas através de dois valores. Como já foi anteriormente referido, o parâmetro μ_b vai diminuindo à medida que o processo iterativo se desenvolve. Tendo isto, o primeiro³ desses valores define o número máximo de iterações falhadas que podem ocorrer para $\mu_b > -2$, e o segundo⁴, o número máximo de iterações falhadas que podem ocorrer para $\mu_b \leq -2$.

Caso tenham sido excedidos os limites de iterações falhadas ou iterações máximas mencionados anteriormente, verifica-se que processo de optimização não está a ser bem conseguido. No entanto, um ajuste do número de iterações falhadas e/ou do número máximo de iterações pode conduzir que em determinadas situações, onde por exemplo o processo iterativo está a convergir de forma lenta, se consiga obter a solução do problema [78].

3.2. Descrição da rede usada nos exemplos de aplicação

Para explorar algumas das potencialidades do programa, na resolução do problema OPF, escolheu-se uma rede de seis barramentos existente na literatura, que pode ser encontrada em [7]. Os dados desta rede encontram-se no Anexo II.

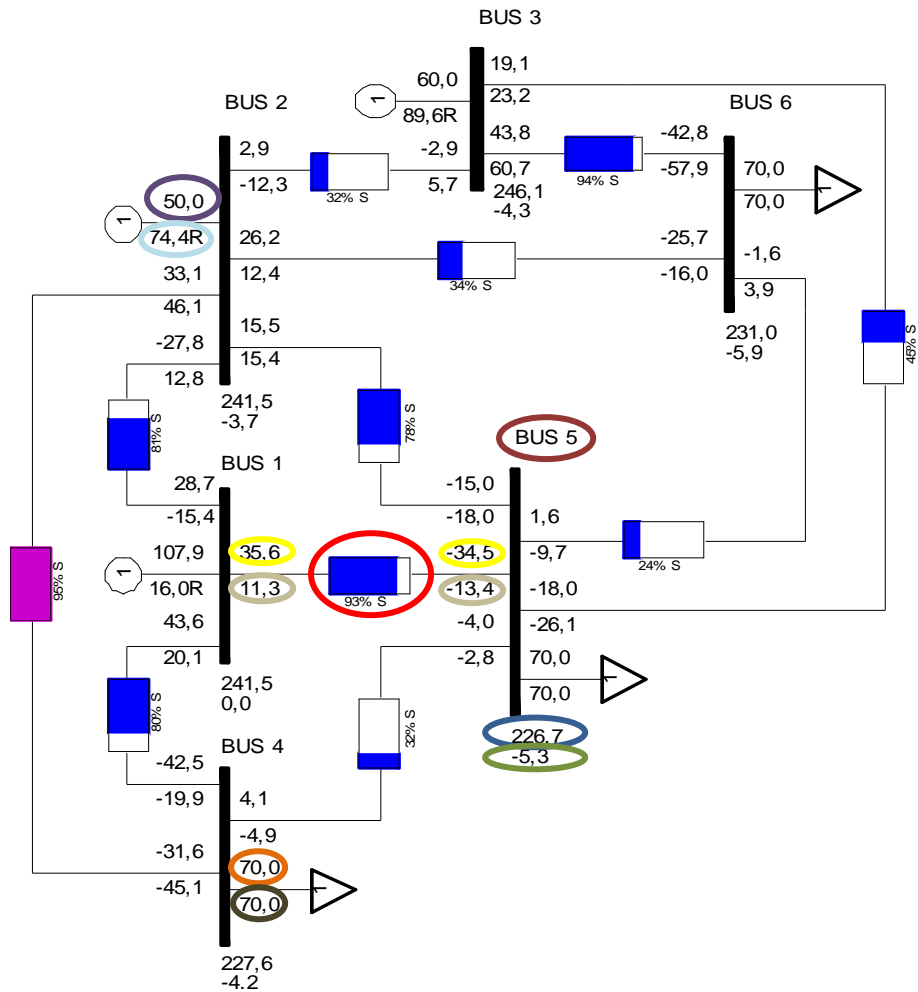
Na Figura 3.3, encontra-se o esquema da rede construído em PSS®E, sendo que nele encontram-se os resultados relativos à resolução do trânsito de energia.

¹ Este parâmetro pode ser encontrado no PSS®E com a denominação *Convergence Tolerance* na secção *Tolerances*, e toma o valor por defeito de 0,1 MVA.

² Este parâmetro pode ser encontrado no PSS®E com a denominação *Maximum Iteration Limit* na secção *Tolerances*, e toma o valor por defeito de 20.

³ Este parâmetro pode ser encontrado no PSS®E com a denominação *Bad Iteration Coase Limit* na secção *Tolerances*, e toma o valor por defeito de 3.

⁴ Este parâmetro pode ser encontrado no PSS®E com a denominação *Bad Iteration fine Limit* na secção *Tolerances*, e toma o valor por defeito de 10.



Legenda:

- Nome do barramento
- Tensão no barramento (kV)
- Ângulo da tensão do barramento (°)
- Potência activa gerada (MW)
Nota: Esta possui sinal negativo quando a energia activa flui do barramento para o gerador. O mesmo se aplica para a potência reactiva gerada.
- Potência reactiva gerada (MVA_r)
- Potência activa de carga (MW)
Nota: Esta possui sinal negativo quando a energia activa flui da carga para o barramento. O mesmo se aplica para a potência reactiva de carga.
- Potência reactiva de carga (MVA_r)
- Potência activa que sai ou entra no barramento (MW)
Nota: Esta possui sinal negativo quando a energia activa flui da linha para o barramento. O mesmo se aplica à potência reactiva.
- Potência reactiva que sai ou entra no barramento (MVA_r)
- Percentagem da capacidade da linha (potência aparente), que está a ser usada

Figura 3.3 - Resultados obtidos para a resolução do trânsito de energia em PSS®E.

Os resultados que se encontram na Figura 3.3 foram obtidos recorrendo ao método de resolução de Newton-Raphson. Em [7], existe uma informação mais detalhada acerca deste método, sendo que na presente dissertação não é efectuada uma descrição do mesmo.

O estado da rede resultante da resolução do trânsito de energia, cujos resultados se encontram na Figura 3.3, será denominado de caso base.

Na Tabela 3.I e Tabela 3.II, encontram-se resultados obtidos através da resolução do trânsito de energia, para o caso base.

Tabela 3.I - Resultados obtidos para as potências activa e reactiva de geração, para o caso base.

P_1^{gen} (MW)	Q_1^{gen} (MVar)	P_2^{gen} (MW)	Q_2^{gen} (MVar)	P_3^{gen} (MW)	Q_3^{gen} (MVar)
107,88	15,96	50,00	74,36	60,00	89,63

Tabela 3.II - Resultados obtidos para potência activa e reactiva de perdas da rede, e para o custo total de combustível, para o caso base.

P_{loss} (MW)	Q_{loss} (MVar)	Custo total de combustível (u.m./h)
7,88	24,20	3189,46

Na qual:

P_{loss} Potência activa de perdas da rede

Q_{loss} Potência reactiva de perdas da rede

Como se pode observar na Tabela 3.II, para este caso obteve-se um custo total de combustível de 3189,46 u.m./h. Este valor é meramente indicativo e será apenas usado como meio de comparação em relação aos casos, onde posteriormente se efectuar a resolução do problema OPF, partindo deste caso base.

Numa primeira análise pode-se constatar que com a resolução do trânsito de energia, a L_{2-4} ¹ encontra-se quase no limite da sua capacidade (95%). Dado que o limite das tensões foi estabelecido entre 0,95 pu (218,5 kV) e 1,05 pu (241,5 kV), também se verifica não existem violações, à excepção da tensão do barramento 3 que toma o valor de 1,07 pu (246,1 kV). Dado que esse valor foi imposto/especificado *à priori*, é normal que esteja a exceder o limite que foi definido.

¹ Por questões de simplicidade, quando ao longo do trabalho forem referidas as linhas, será usada a abreviatura L_{i-j} , que representa a linha que interliga o barramento i ao j .

Com esta situação será possível avaliar a capacidade que o algoritmo de resolução do problema OPF tem para corrigir este problema.

É de salientar que os resultados obtidos na resolução do trânsito de energia foram ao encontro do exposto em [7], o que revela uma correcta construção e simulação da rede.

Em seguida serão testadas as diferentes funções objectivo disponibilizadas no PSS®E, de forma a explorar as potencialidades do problema OPF. Nos casos testados admitiu-se que todos os geradores se encontravam sempre em serviço, sendo assim otimizada a sua operação.

3.3. Minimização dos custos de combustível - caso A

A função objectivo relativa à minimização de custos de combustível (caso A), é porventura a mais usada na formulação do problema OPF. Genericamente esta função objectivo (*F.obj.*) pode ser definida tal como indicado pela equação (3.15).

$$F.obj. = \sum_{i=1}^n C_i (P_i^{gen}) \quad (3.15)$$

Em suma, esta consiste na soma das funções de custo de combustível de todos os geradores (*n*) presentes na rede, ou de grupo específico de geradores de um subsistema da rede que se pretende otimizar. Com a minimização desta função objectivo pretende-se para uma dada carga da rede, obter o perfil de geração que origine o menor custo de combustível.

Tanto a potência activa, como o módulo das tensões dos geradores, são ajustados de forma a fazer cumprir as restrições, ao mesmo tempo que se promove a minimização dos custos de combustível.

Para o exemplo que se pretende efectuar, a função objectivo resulta na soma das funções que se encontram na Tabela A.II.3 no Anexo II. Recorrendo a esta função objectivo, resolveu-se o problema OPF, partindo do caso base que se encontra § 3.2, sendo que se obtiveram os resultados presentes na Figura 3.4.

As restrições de desigualdade usadas foram tratadas no processo de resolução do problema OPF como *hard limits*, tanto para esta função objectivo como para as restantes.

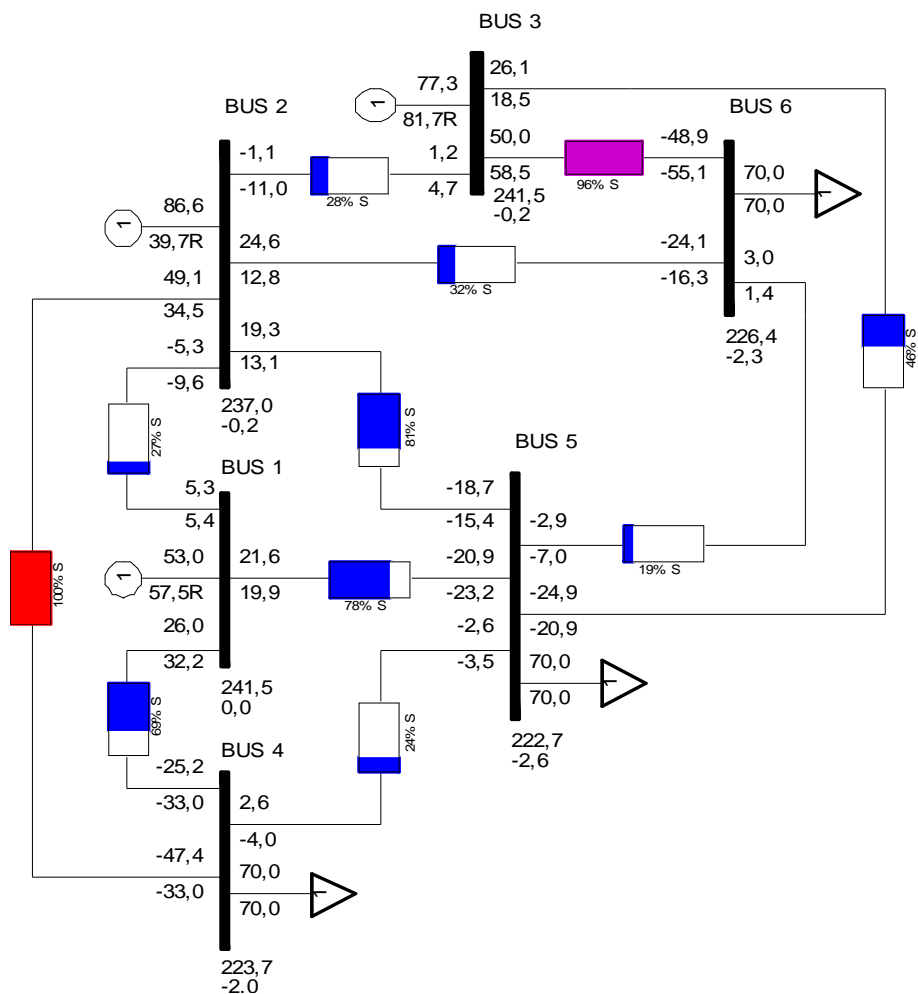


Figura 3.4 - Resultados obtidos em PSS@E para problema OPF - caso A.

Na Tabela 3.III e Tabela 3.IV, encontram-se resultados obtidos através do uso desta função objectivo, em comparação com o caso base.

Tabela 3.III - Resultados obtidos para as potências activa e reactiva de geração, para o caso base e caso A.

	P_1^{gen} (MW)	Q_1^{gen} (MVar)	P_2^{gen} (MW)	Q_2^{gen} (MVar)	P_3^{gen} (MW)	Q_3^{gen} (MVar)
Caso base	107,88	15,96	50,00	74,36	60,00	89,63
Caso A	53,00	57,52	86,60	39,69	77,31	81,69

Tabela 3.IV - Resultados obtidos para potência activa e reactiva de perdas da rede, e para o custo total de combustível, para o caso base e caso A.

	P_{loss} (MW)	Q_{loss} (MVar)	Custo total de combustível (u.m./h)
Caso base	7,88	24,20	3189,46
Caso A	6,91	21,50	3129,85

Como se pode verificar pelos resultados obtidos, os custos totais de combustível foram reduzidos de 3189,46 u.m./h para 3129,85 u.m./h, o que está de acordo com o facto de ter sido usada função objectivo relativa à minimização de custos de combustível. Também é possível constatar que o perfil de geração foi modificado, respeitando os limites impostos de segurança e operação da rede, tendo sido alterada, a título de exemplo, a tensão do barramento 3 de 1,07 pu (246,1 kV), para 1,05 pu (241,5 kV) de forma fazer cumprir o limite de tensão admissível.

De forma a compreender com detalhe os resultados obtidos, é conveniente analisar a evolução das curvas de custos de combustível para cada gerador, que se encontram na Figura 3.5.

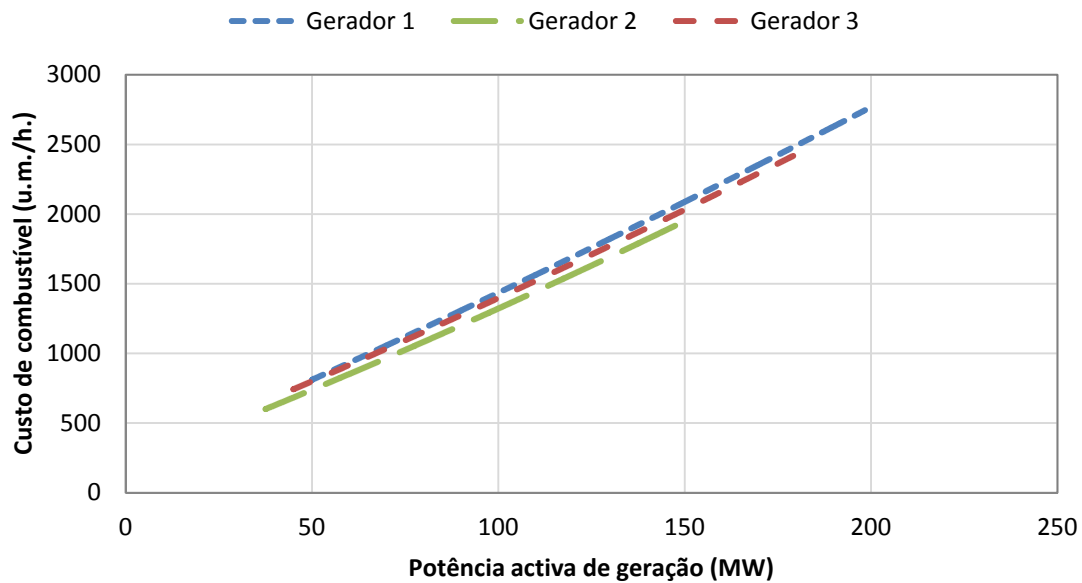


Figura 3.5 - Curvas de custo de combustível de cada gerador.

Ao analisar-se a evolução das curvas de custo de combustível, verifica-se que o gerador com custos mais elevados é o gerador 1, seguido do gerador 3 e por fim o gerador 2. Com estes dados, era de esperar que o gerador que apresentasse uma maior potência de geração fosse o 2, seguido do 3 e por fim o 1, a fim de se obter uma minimização do custo total de combustível. Com os resultados da resolução do problema OPF, presentes na Tabela 3.III, verifica-se isso mesmo, sendo até possível constatar que a potência de funcionamento do gerador mais caro (gerador 1) se encontra bastante próxima do seu mínimo técnico de 50 MW.

Através dos resultados obtidos na resolução deste problema verifica-se a existência de três restrições activas. As restrições do problema encontram-se activas, quando o valor final obtido para as variáveis no qual estão aplicadas restrições, corresponde ao valor máximo ou mínimo imposto pelas respectivas restrições. Quando isto acontece é útil analisar os multiplicadores μ que estão associados a essas restrições, e que medem a sensibilidade da função objectivo relati-

vamente a uma alteração no limite máximo ou mínimo dessa restrição. Tal como se pode verificar através do Anexo I, existem os multiplicadores μ e λ , que estão associados às restrições de desigualdade e igualdade, no entanto no PSS@E apenas são calculados directamente os λ . Dado que as restrições de desigualdade são tratadas através de penalidades ou através de funções de barreira, então o cálculo dos μ não é incluído directamente. No programa são alternativamente disponibilizados parâmetros designados de sensibilidades, que apresentam o mesmo significado dos μ , não existindo no entanto referência à forma de como é realizado o seu cálculo. As sensibilidades obtidas no PSS@E relativamente aos limites dos níveis de tensão e capacidade térmica das linhas encontram-se na Tabela 3.V.

Tabela 3.V – Restrições activas do problema referentes ao caso A.

Variável	Restrição activa	Sensibilidades
V_1	1,05 pu	0,88 u.m./ (h×kV)
V_3	1,05 pu	0,13 u.m./ (h×kV)
Sl_{2-4}	60,00 MVA	1,21 u.m./ (h×MVA)

Os resultados anteriores mostram que as restrições que impedem com um maior impacto que os custos de combustível sejam mais baixos, são as restrições associadas às variáveis V_1 e Sl_{2-4} . A análise das restrições activas pode ser útil a nível do planeamento da rede. Nestas análises podem, por exemplo, ser identificadas as linhas que quando reforçadas possam contribuir para a redução dos custos de geração de energia eléctrica. Tendo em conta os resultados anteriores, verifica-se que se for aumentada marginalmente a capacidade de transporte da L_{2-4} , existirá uma redução marginal dos custos totais de combustível associados à geração, na ordem dos 1,21 u.m./ (h×MVA). Ou seja, com o reforço desta linha, é possível diminuir a geração de potência activa onde ela é mais cara e aumentar essa geração onde esta é mais barata, o que contribui para a redução global dos custos. Nesse sentido esta informação é útil para a realização de um estudo para verificar a viabilidade económica e técnica de um reforço da L_{2-4} .

3.3.1. Comparação entre o despacho económico e problema OPF

Nesta Subsecção será efectuada uma comparação entre o problema do despacho económico e o problema OPF com a função objectivo de minimização de custos de combustível (caso A). Esta comparação será efectuada de forma a mostrar as diferenças existentes entre os dois problemas e as limitações do problema do despacho económico.

O problema do despacho económico tem como objectivo o cálculo do perfil óptimo de produção de energia eléctrica, para um dado consumo (carga), minimizando o custo total associado a essa produção. A rede é neste caso modelada através de expressão simples de igualdade, onde se procura igualar o valor da carga ao da produção. A optimização é efectuada controlando apenas o nível de potência activa dos geradores, dentro dos limites admissíveis.

Este problema de optimização pode ser formulado matematicamente, tal como se indica na formulação (3.16).

$$\begin{aligned}
 \min. \quad & C_T = \sum_{i=1}^n C_i(P_i^{gen}) \\
 \text{s. a.} \quad & \sum_{i=1}^n P_i^{gen} = \sum_{i=1}^m P_i^{load} \\
 & P_i^{gen_min} \leq P_i^{gen} \leq P_i^{gen_max}
 \end{aligned} \tag{3.16}$$

Na qual:

C_T	Custo total de produção (u.m./h)
n	Número total de unidades de geração
m	Número total barramentos

Para efectuar a resolução do problema do despacho económico recorreu-se ao programa *General Algebraic Modeling System* (GAMS), com a versão 2.033.5. Este programa é usado na área da programação matemática e optimização, permitindo modelar problemas de optimização lineares, não lineares e de programação inteira mista. O GAMS consiste num compilador de linguagem de programação e diversos *solvers*, que em conjunto permitem efectuar a resolução dos problemas [79].

Para ser possível comparar o problema do despacho económico com o problema OPF, foi necessário para além do uso do programa GAMS, recorrer ao PSS®E. Isto porque, ao resolver-se o problema do despacho económico, apenas se obtêm as potências activas dos geradores existentes na rede, não se conseguindo assim, verificar perante esse perfil de geração qual o impacto na rede. Desta forma os resultados obtidos em GAMS serão inseridos no programa PSS®E, onde será resolvido o problema do trânsito de energia. Por simplicidade este caso será denominado de GAMS+PSS®E.

A partir dos limites de geração e das curvas de custo associadas a cada unidade de geração presentes na Tabela A.II.3 do Anexo II, efectuou-se a construção do problema em GAMS e resol-

veu-se o mesmo. A formulação do problema do despacho económico foi efectuada tendo em conta o caso base, ou seja, considerando uma carga total de 210 MW. Os resultados obtidos em GAMS encontram-se na Tabela 3.VI.

Tabela 3.VI - Resultados do problema do despacho económico, obtidos em GAMS, para uma carga de 210 MW.

P_1^{gen} (MW)	P_2^{gen} (MW)	P_3^{gen} (MW)	Custo total de combustível (u.m./h)
50,00	88,07	71,93	3046,41

Para avaliar qual o comportamento da rede perante o perfil de geração obtido em GAMS, modificaram-se os parâmetros iniciais do caso base, alterando a potência activa de geração dos geradores 2 e 3, para os valores obtidos na Tabela 3.VI, e resolveu-se o trânsito de energia em PSS@E, estando resultados obtidos presentes na Figura 3.6. No gerador 1 não se efectuou qualquer alteração na potência activa de geração, uma vez que este está ligado ao barramento de balanço, e como tal, a sua potência activa gerada será a restante potência necessária à rede, que não é fornecida pelos restantes geradores.

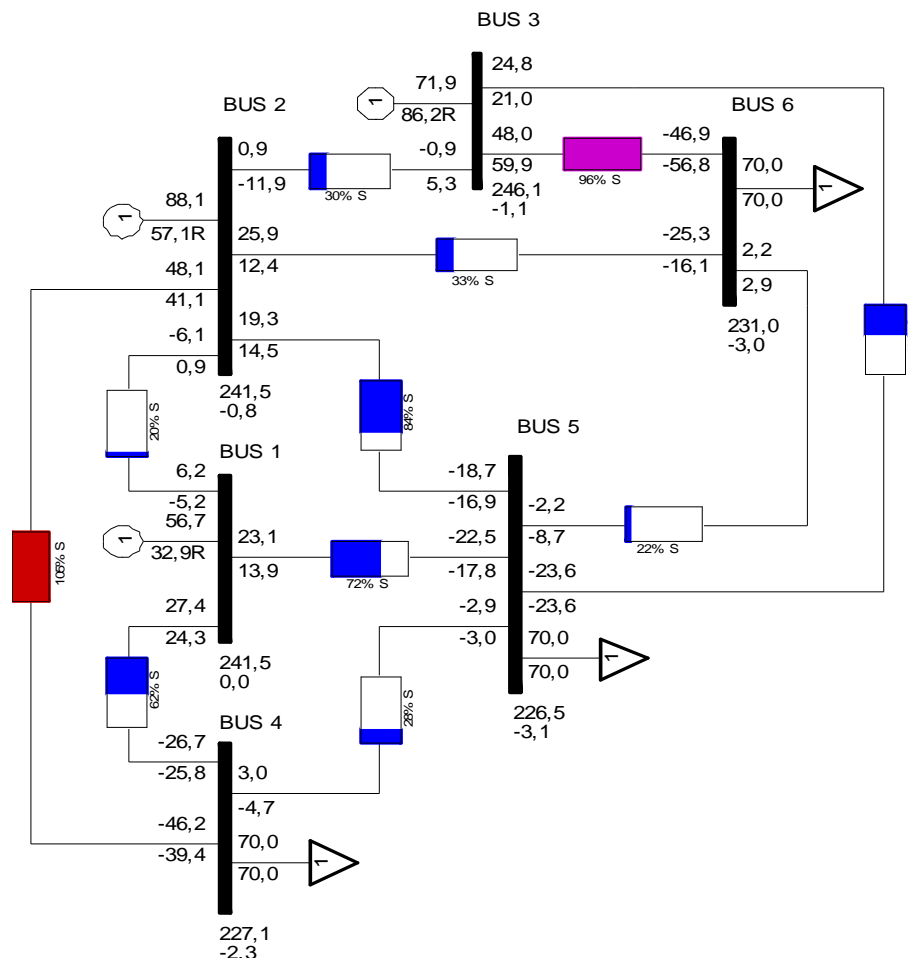


Figura 3.6 - Resultados obtidos para o caso GAMS+PSS@E.

Alguns dos resultados obtidos na resolução deste problema e do problema OPF para a minimização de custos de combustível (caso A), encontram-se na Tabela 3.VII e Tabela 3.VIII.

Tabela 3.VII – Resultados obtidos para as potências activa e reactiva de geração, para o caso A e para o caso GAMS+PSS@E.

	P_1^{gen} (MW)	Q_1^{gen} (MVar)	P_2^{gen} (MW)	Q_2^{gen} (MVar)	P_3^{gen} (MW)	Q_3^{gen} (MVar)
Caso A	53,00	57,52	86,60	39,69	77,31	81,69
GAMS+PSS@E	56,71	32,94	88,07	57,06	71,93	86,23

Tabela 3.VIII - Resultados das potências activa e reactiva de perdas e dos custos de combustível, para o caso A e para o caso GAMS+PSS@E.

	P_{loss} (MW)	Q_{loss} (MVar)	Custo total de combustível (u.m./h)
Caso A	6,91	21,50	3129,85
GAMS+PSS@E	6,71	20,40	3128,40

Analisando os resultados obtidos para o caso GAMS+PSS@E, verifica-se que a potência referente ao barramento 1 (de balanço) aumenta face ao valor obtido em GAMS. Isto acontece, pois o problema do despacho económico não possui na sua formulação um modelo completo da rede, não sendo contabilizada a potência activa de perdas. Com a resolução do trânsito de energia, essas perdas são atribuídas à potência activa do gerador que se encontra no barramento de balanço. Daí que a potência do gerador 1 aumente 6,71 MW face à potência determinada no despacho económico, uma vez que 6,71 MW corresponde ao valor da potência activa de perdas, tal como se pode verificar na Tabela 3.VIII.

Este ajuste da potência do gerador associado ao barramento 1 conduz a um afastamento em relação ao ponto óptimo, pois a potência activa de perdas é automaticamente compensada no gerador associado ao barramento de balanço. Mesmo sem garantir que esse acréscimo de potência é correctamente efectuado, obtém-se um custo total de produção de 3128,40 u.m./h, que ainda assim, é inferior ao valor do custo obtido através da minimização de custos de combustível, resolvendo o problema OPF (caso A). No entanto, apesar de se obter um custo inferior, este ponto de funcionamento da rede não é admissível, isto porque a L_{2-4} , apresenta uma sobrecarga de 5%, e a tensão no barramento 3 excede o valor limite de 1,05 pu (241,5 kV).

Constata-se assim, que como no problema do despacho económico não estão incluídas as restrições da rede, que permitam efectuar um completa modelação da mesma, então não se pode

esperar que com aplicação dos seus resultados na resolução do trânsito de energia, se consiga obter um resultado admissível. Apesar disso, a resolução do problema do despacho económico é computacionalmente mais leve, e serve de indicador sobre qual o perfil espectável da geração da potência activa na rede, aquando da minimização dos custos de combustível.

3.4. Minimização da potência activa de perdas - caso B

A função objectivo relativa à minimização da potência activa de perdas (caso B) é útil, por exemplo, para a realização de estudos energéticos, com vista a encontrar configurações de funcionamento da rede de energia eléctrica, que permitam obter uma menor potência activa de perdas.

Matematicamente esta função objectivo é dada pela equação (3.17) [78].

$$F.obj. = C_{P_{loss}} \cdot P_{loss} \quad (3.17)$$

Na qual:

$C_{P_{loss}}$ Parâmetro que determina o custo associado à potência activa de perdas (u.m./pu)

Quando esta função objectivo é usada, efectua-se uma minimização de um custo associado à potência activa de perdas na rede, custo este definido através de $C_{P_{loss}}$ ¹. Neste processo, é fixado o valor da potência activa dos geradores no estado em que a rede se encontra e são ajustados os valores do módulo das tensões de geração, o que leva a que sejam alteradas a potências reactivas de geração. Com estes ajustes é alterado o trânsito de energia nas linhas de forma a que se obtenha a menor potência activa de perdas, ao mesmo tempo que é assegurado o cumprimento das restrições do problema. Uma vez que o valor da potência activa de perdas irá ser reduzido face ao estado inicial, então a geração também terá de se adaptar a essa redução. Esse ajuste é efectuado na potência activa do gerador associado ao barramento de balanço, com a mesma proporção da variação da potência activa de perdas.

Esta função objectivo não pode ser usada em conjunto com a função objectivo relativa à minimização dos custos de combustível. Isto porque para esta última, é necessário que seja ajustada a potência activa de geração, o que é incompatível com a função objectivo de minimização da potência activa de perdas, uma vez que nesta, esse valor tem de ser fixado no desenrolar do processo iterativo de optimização.

¹ Este parâmetro pode ser encontrado no PSS®E com a denominação *Active Power Loss Cost Coefficient* na secção *Objectives*.

Recorrendo a esta função objectivo, resolveu-se o problema OPF partindo do caso base, sendo que se obtiveram os resultados presentes na Figura 3.7.

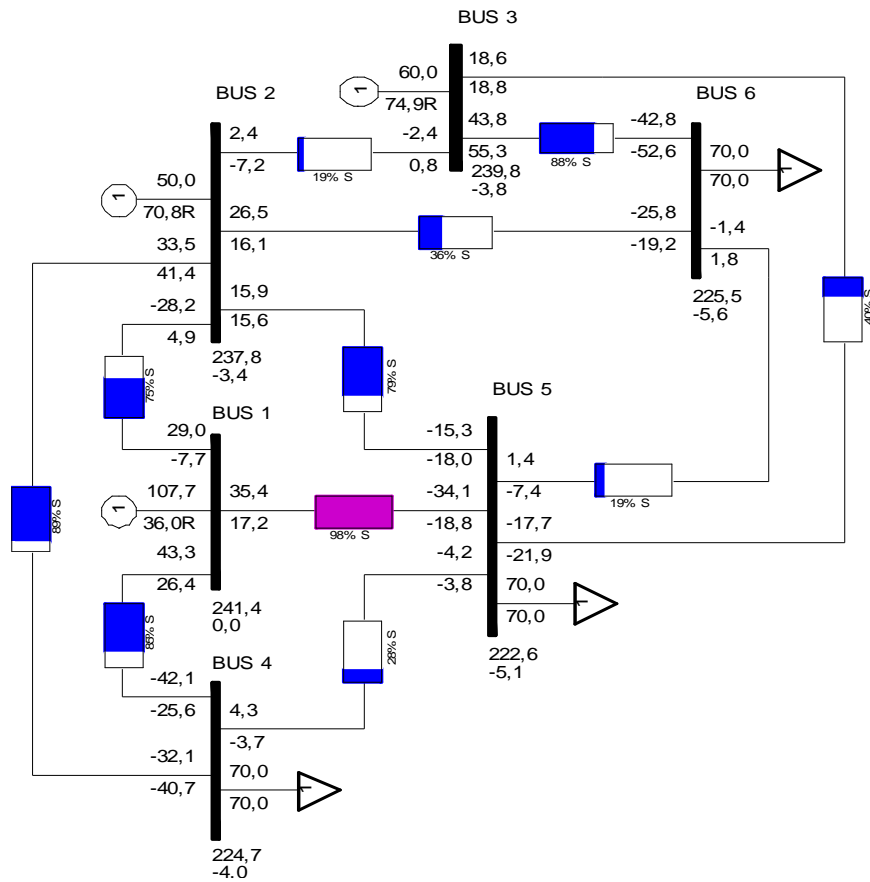


Figura 3.7 - Resultados obtidos em PSS@E para problema OPF considerando $C_{Ploss}=1$ u.m./pu - caso B.

Na Tabela 3.IX e Tabela 3.X, encontram-se resultados obtidos através do uso desta função objectivo, em comparação com o caso base.

Tabela 3.IX - Resultados obtidos para as potências activa e reactiva de geração, para o caso base e caso B.

	P_1^{gen} (MW)	Q_1^{gen} (MVar)	P_2^{gen} (MW)	Q_2^{gen} (MVar)	P_3^{gen} (MW)	Q_3^{gen} (MVar)
Caso base	107,88	15,96	50,00	74,36	60,00	89,63
Caso B	107,72	35,95	50,00	70,82	60,00	74,88

Tabela 3.X - Resultados obtidos para potência activa e reactiva de perdas da rede, e para o custo total de combustível, para o caso base e caso B.

	P_{loss} (MW)	Q_{loss} (MVar)	Custo total de combustível (u.m./h)
Caso base	7,88	24,20	3189,46
Caso B	7,72	24,20	3187,50

Como se pode verificar pelos resultados obtidos, a potência activa de perdas foi reduzida de 7,88 MW para 7,72 MW, o que está de acordo com o facto de ter sido usada função objectivo relativa à minimização da potência activa de perdas. Esta redução levou a que a potência activa do gerador associado ao barramento de balanço (barramento 1) fosse também reduzida na mesma proporção, ocorrendo assim a uma redução do custo total de combustível.

Na Tabela 3.VIII, encontra-se o valor da potência activa de perdas obtida em cada linha para o caso base e caso B, a fim de melhor analisar os resultados obtidos.

Tabela 3.XI – Resultados da potência activa de perdas em cada linha, para o caso base e caso B.

De barramento i	Para barramento j	Caso base	Caso B	ΔP_{i-j}^{loss} (MW)
		P_{i-j}^{loss} (MW)	P_{i-j}^{loss} (MW)	
1	2	0,90	0,79	-0,11
1	4	1,09	1,22	0,13
1	5	1,07	1,21	0,14
2	3	0,04	0,01	-0,03
2	4	1,51	1,37	-0,14
2	5	0,50	0,53	0,03
2	6	0,58	0,69	0,11
3	5	1,09	0,90	-0,19
3	6	1,00	0,94	-0,06
4	5	0,04	0,04	0,00
5	6	0,05	0,03	-0,02

Na qual:

P_{i-j}^{loss} Potência activa de perdas na linha que interliga o barramento i e j

ΔP_{i-j}^{loss} Variação da potência activa de perdas, entre o caso base e caso B, na linha que interliga o barramento i e j

Verifica-se que a nível da geração, ocorreu do caso base para o caso B uma diminuição da potência reactiva dos geradores associados aos barramentos 2 e 3, e um aumento desta no gerador associado ao barramento 1. Esta modificação conduziu, no geral, a uma redução do trânsito de energia nas linhas associadas directamente aos barramentos 2 e 3, promovendo assim uma consequente redução da potência activa de perdas. Essa redução de perdas foi mais notória nas linhas onde existia elevado trânsito de energia, como é o caso das L_{2-4} e L_{1-2} , bem como em linhas que possuíam uma maior resistência, como é o caso da L_{3-5} . Estas modificações levaram

a aumentos da potência activa de perdas noutras linhas, no entanto, esses aumentos foram inferiores à redução da potência activa de perdas conseguida noutras, o que levou a uma redução global da potência activa de perdas.

Na resolução do problema, existiu apenas uma restrição activa, no caso, o limite de tensão de 1,05 pu associado ao barramento 1 (V_1), com um valor da sensibilidade associada de $8,48 \times 10^{-4}$ u.m./kV. Isto significa que um relaxamento da restrição associada ao nível máximo de tensão admissível V_1 , contribuiria para uma redução marginal do custo da potência activa de perdas na ordem dos $8,48 \times 10^{-4}$ u.m./kV.

É importante salientar que os resultados obtidos anteriormente são sensíveis a $C_{P_{loss}}$. Com o aumento de $C_{P_{loss}}$ é obtido um ligeiro aumento da redução da potência activa de perdas, no entanto para isso é necessária a realização de um maior número de iterações. A título de exemplo, caso este coeficiente fosse ajustado para um valor de 100 u.m./pu, obter-se-ia uma potência activa de perdas da rede de 7,71 MW. Isto mostra uma ligeira redução da potência activa de perdas (0,01 MW) face ao caso onde $C_{P_{loss}}=1$ u.m./pu, no entanto para a resolução do problema foi necessária a realização de mais uma iteração.

3.5. Minimização da potência reactiva de perdas - caso C

A função objectivo relativa à minimização da potência reactiva de perdas (caso C), é semelhante à função objectivo usada na minimização da potência activa de perdas.

Matematicamente esta função objectivo é dada pela equação (3.18) [78].

$$F. obj. = C_{Q_{loss}} \cdot Q_{loss} \quad (3.18)$$

Na qual:

$C_{Q_{loss}}$ Parâmetro que determina o custo associado à potência reactiva de perdas (u.m./pu)

Quando esta função objectivo é usada, efectua-se uma minimização do custo associado à potência reactiva de perdas na rede, sendo esse custo definido através de $C_{Q_{loss}}$ ¹. Neste processo, mantem-se fixa a geração de potência activa dos geradores no estado inicial e é ajustado o

¹ Este parâmetro pode ser encontrado no PSS@E com a denominação *Reactive Power Loss Cost Coefficient* na secção *Objectives*.

módulo das tensões de geração, alterando assim potência reactiva dos geradores. As alterações provocadas na potência activa de perdas da rede, devido a esses ajustes, implicam modificações na potência activa no gerador associado ao barramento de balanço.

Recorrendo a esta função objectivo, resolveu-se o problema OPF partindo do caso base, sendo que se obtiveram os resultados presentes na Figura 3.8.

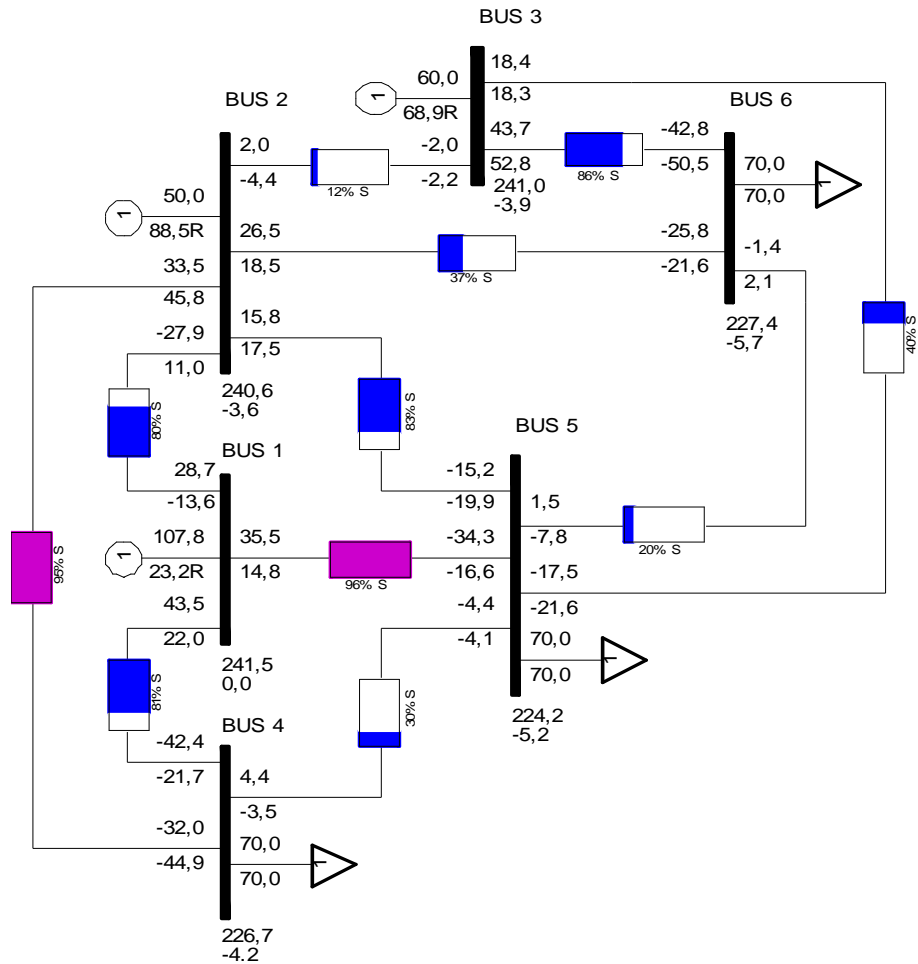


Figura 3.8 - Resultados obtidos em PSS@E para problema OPF considerando $C_{Qloss}=1$ u.m./pu - caso C.

Na Tabela 3.XII e Tabela 3.XIII, encontram-se resultados obtidos através do uso desta função objectivo, em comparação com o caso base.

Tabela 3.XII - Resultados obtidos para as potências activa e reactiva de geração, para o caso base e caso C.

	P_1^{gen} (MW)	Q_1^{gen} (MVar)	P_2^{gen} (MW)	Q_2^{gen} (MVar)	P_3^{gen} (MW)	Q_3^{gen} (MVar)
Caso base	107,88	15,96	50,00	74,36	60,00	89,63
Caso C	107,79	23,20	50,00	88,46	60,00	68,92

Tabela 3.XIII - Resultados obtidos para potência activa e reactiva de perdas da rede, e para o custo total de combustível, para o caso base e caso C.

	P_{loss} (MW)	Q_{loss} (MVA _r)	Custo total de combustível (u.m./h)
Caso base	7,88	24,20	3189,46
Caso C	7,79	23,90	3188,33

Como se pode verificar pelos resultados obtidos, a potência reactiva de perdas foi reduzida de 24,20 MVA_r para 23,90 MVA_r, o que está de acordo com o facto de ter sido usada função objectivo relativa à minimização da potência reactiva de perdas. Este ajuste veio também conduzir a uma redução do custo total de combustível obtido, uma vez que a potência activa de perdas diminuiu.

Na Tabela 3.XIV, encontra-se o valor da potência reactiva de perdas obtida em cada linha para o caso base e caso C, a fim de melhor analisar os resultados obtidos.

Tabela 3.XIV - Resultados da potência reactiva de perdas em cada linha, para o caso base e caso C.

De barramento i	Para barramento j	Caso base	Caso C	ΔQ_{i-j}^{loss} (MVA _r)
		P_{i-j}^{loss} (MVA _r)	P_{i-j}^{loss} (MVA _r)	
1	2	1,81	1,74	-0,07
1	4	4,35	4,51	0,16
1	5	4,03	4,32	0,29
2	3	0,20	0,01	-0,19
2	4	3,01	3,04	0,03
2	5	1,49	1,75	0,26
2	6	1,67	2,11	0,44
3	5	2,37	1,85	-0,52
3	6	5,02	4,38	-0,64
4	5	0,07	0,08	0,01
5	6	0,15	0,08	-0,07

Na qual:

Q_{i-j}^{loss} Potência reactiva de perdas na linha que interliga barramento i e j

ΔQ_{i-j}^{loss} Variação da potência reactiva de perdas, entre o caso base e caso C, na linha que interliga o barramento i e j

No geral, verifica-se uma diminuição da potência reactiva no gerador associado ao barramento 3 e um aumento nos restantes. Isto promoveu, no geral, a uma redução do trânsito de energia nas linhas associadas ao barramento 3, conduzindo a uma redução da potência reactiva de perdas nessas linhas. Estas modificações levaram a aumentos da potência reactiva de perdas noutras linhas, no entanto, esses aumentos foram inferiores à redução da potência reactiva de perdas conseguida noutras, o que levou a uma redução global da potência reactiva de perdas.

Na resolução do problema, existiu apenas uma restrição activa, no caso, o limite de tensão de 1,05 pu, associado ao barramento 1 (V_1), com um valor da sensibilidade associada de $0,23 \times 10^{-2}$ u.m./kV.

É de salientar que a influência de C_{Qloss} na minimização a potência reactiva de perdas é semelhante à influência de C_{Ploss} na minimização da potência activa de perdas.

3.6. Minimização do ajuste de carga nos barramentos - caso D

A função objectivo relativa à minimização do ajuste de carga nos barramentos (caso D) é normalmente mais usada para estudar o deslastre de carga numa rede de energia eléctrica, no entanto no PSS®E este ajuste de carga também pode ser efectuado no sentido de aumentar o valor da carga [78].

Esta função objectivo é útil, por exemplo, para determinar o qual o ajuste de carga que deve ser efectuado com vista a resolver problemas de sobrecargas na rede ou violações dos níveis de tensão admissíveis.

Matematicamente esta função objectivo é dada pela equação (3.19) [78].

$$F.obj. = \sum_{i=1}^n C_{Di} \cdot P_i^{load} \cdot (1 - \psi_{Di}) \quad (3.19)$$

$$S_{newi}^{load} = \psi_{Di} \cdot S_i^{load} \quad (3.20)$$

$$\psi_{Di}^{min} \leq \psi_{Di} \leq \psi_{Di}^{max} \quad (3.21)$$

Na qual:

C_{Di}^1	Custo associado ao ajuste da carga no barramento i (u.m./pu)
P_i^{load}	Potência activa de carga, associada ao barramento i antes do ajuste de carga (pu)
ψ_{Di}^2	Factor de ajustamento da carga associado barramento i
n	Número total de barramentos com cargas associadas, candidatos ao ajuste de carga
S_i^{load}	Potência aparente de carga do barramento i , antes do ajuste de carga (pu)
S_{newi}^{load}	Potência aparente de carga do barramento i , após o ajuste de carga (pu)
ψ_{Di}^{min}	Factor de ajustamento da carga mínimo associado barramento i
ψ_{Di}^{max}	Factor de ajustamento da carga máximo associado barramento i

Com esta função objectivo efectua-se uma minimização dos custos associados ao ajuste de carga nos barramentos, sendo o valor da potência aparente de carga final dado pela equação (3.20). Já na condição (3.21), são definidos os limites para o qual pode ser efectuado o ajuste de carga. Os ajustes de carga realizados mantêm o valor do factor de potência das cargas constante.

Com o exemplo de aplicação desta função objectivo pretende-se efectuar a remoção de sobrecargas na rede, sendo que o ajuste de carga que será realizado corresponde ao deslastre de carga. Dado que o caso base não apresentava sobrecargas, optou-se então por aumentar o valor da potência activa de todas as cargas para 90 MW em relação ao caso base. Em seguida procedeu-se à minimização de custos de combustível (caso A.1), sendo que os resultados obtidos estão presentes na Figura 3.9.

¹ Este parâmetro pode ser encontrado no PSS®E com a denominação *Cost Scale* na secção *Adjust Load Table*.

² Este parâmetro pode ser encontrado no PSS®E com a denominação *Load Multiplier Initial*, na secção *Adjust Load Table*.

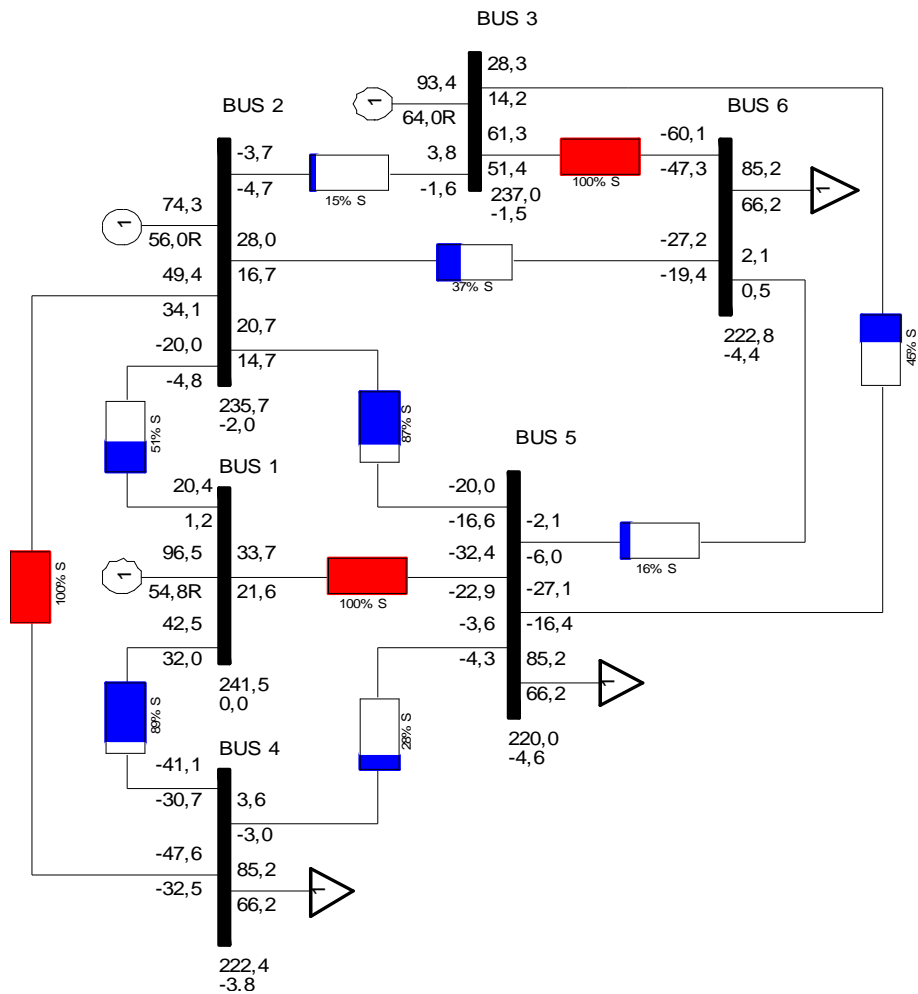


Figura 3.11 - Resultados obtidos em PSS@E para problema OPF - caso AD.

Para os dois casos anteriores (D e AD) estipulou-se que $C_{Di} = 150$ u.m./MW e $0,5 \leq \psi_{Di} \leq 1$. Foi ainda definido para estes casos, que todos barramentos com uma carga associada seriam candidatos ao ajuste de carga.

Por fim, efectuou-se um último caso (caso D.1), onde se voltou a aplicar a função objectivo de minimização do ajuste de carga nos barramentos, em relação à rede do caso A.1, mas com diferentes C_{Di} em cada carga. Desta forma definiu-se que: $C_{D4} = 150$ u.m./MW, $C_{D5} = 75$ u.m./MW e $C_{D6} = 50$ u.m./MW. Os resultados obtidos para este caso encontram-se na Figura 3.12.

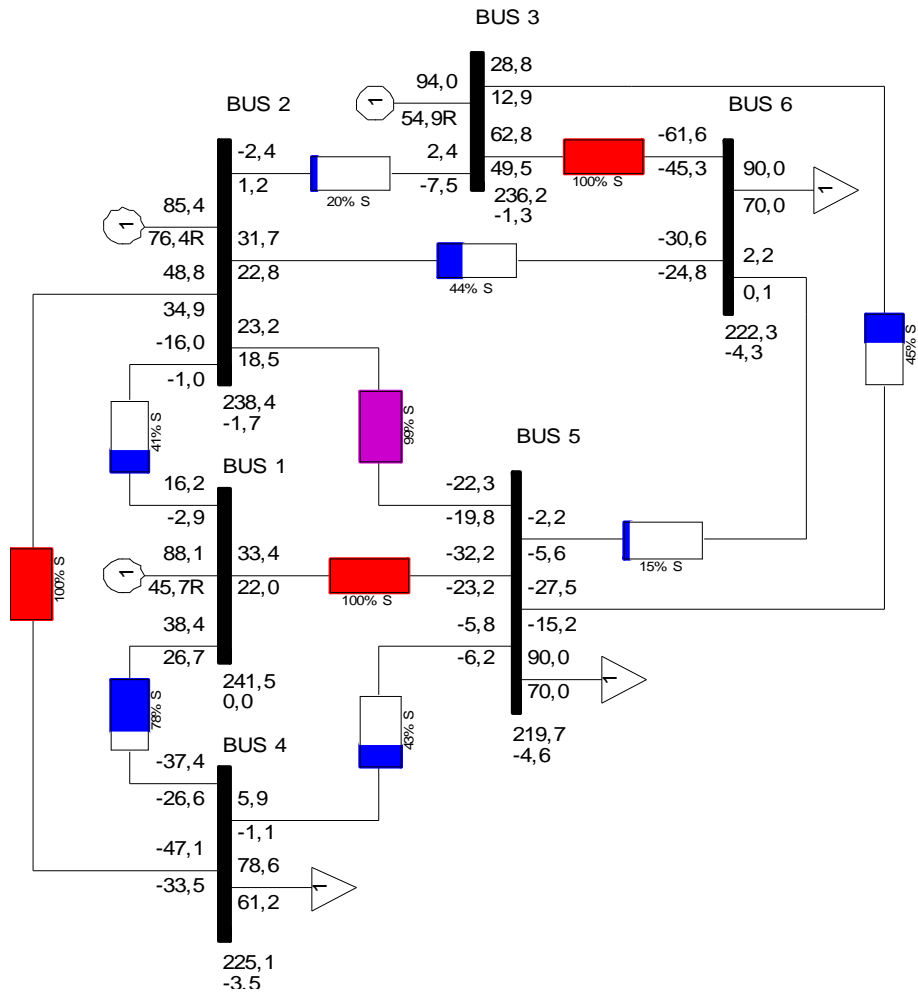


Figura 3.12 - Resultados obtidos em PSS@E para problema OPF - caso D.1.

Alguns dos resultados obtidos na resolução dos casos anteriores, encontram-se na Tabela 3.XV e Tabela 3.XVI. Os resultados obtidos para os factores de ajustamento da carga (ψ_{Di}), bem como para os valores finais de carga obtidos para cada caso, encontram-se na Tabela 3.XVII.

Tabela 3.XV - Resultados obtidos para as potências activa e reactiva de geração, para o caso A.1, caso D, caso AD e caso D.1.

	P_1^{gen} (MW)	Q_1^{gen} (MVar)	P_2^{gen} (MW)	Q_2^{gen} (MVar)	P_3^{gen} (MW)	Q_3^{gen} (MVar)
Caso A.1	100,36	62,76	85,38	53,60	93,99	73,27
Caso D	80,61	71,58	85,38	35,26	93,99	65,04
Caso AD	96,54	54,83	74,29	55,95	93,36	63,97
Caso D.1	88,06	45,75	85,38	76,41	93,99	54,87

Tabela 3.XVI - Resultados obtidos para potência activa e reactiva de perdas da rede, e para os custos totais, para o caso A.1, caso D, caso AD e caso D.1.

	P_{loss} (MW)	Q_{loss} (MVar)	Custo total de combustível (u.m./h)	Custo associado ao deslastre de carga (u.m.)	Custo total ¹ (u.m.)
Caso A.1	9,73	30,60	3908,56	-	3908,56
Caso D	8,58	27,20	3659,09	2789,68	6448,77
Caso AD	8,71	27,60	3721,88	2178,79	5900,67
Caso D.1	8,81	27,70	3752,7	853,21	4605,91

Tabela 3.XVII - Resultados obtidos para o valor final da potência activa de cada carga e para o factor de ajustamento de carga, para o caso A.1, caso D, caso AD e caso D.1.

	ψ_{D4}	P_4^{load} (MW)	ψ_{D5}	P_5^{load} (MW)	ψ_{D6}	P_6^{load} (MW)
Caso A.1	-	90,00	-	90,00	-	90,00
Caso D	0,93	83,80	0,93	83,80	0,93	83,80
Caso AD	0,95	85,16	0,95	85,16	0,95	85,16
Caso D.1	0,87	78,62	1,00	90,00	1,00	90,00

Analisando os resultados obtidos verifica-se que o ajuste de carga realizado (deslastre de carga) nos barramentos permitiu resolver os problemas de sobrecargas existentes na rede.

É de salientar que quando se aplica apenas a função objectivo relativa à minimização do ajuste de carga (caso D), a potência activa dos geradores não faz parte das variáveis que são ajustadas directamente durante o processo iterativo para a resolução do problema. No entanto, ao ocorrer o ajuste de carga é necessário efectuar modificações na geração da potência activa em relação ao estado inicial. As modificações que ocorrem devido ao ajuste de carga são suportadas pelo gerador de balanço. Como as cargas foram deslastradas do caso A.1 para o D, então a geração potência activa associada ao barramento de balanço diminuiu, o que conduziu à redução de custos de combustível.

Ao se compararem os resultados do caso D com o caso AD, constata-se que neste último existiu um menor deslastre de carga. Isto acontece, pois ao se usar a função objectivo relativa à minimização dos custos de combustível e de minimização do ajuste de carga dos barramentos, providencia-se uma maior flexibilidade para encontrar o ponto óptimo. Isto porque, para este caso existe uma nova variável para a realização da optimização em comparação com o caso D, que é

¹ Para o cálculo do custo total admitiu-se que o perfil de geração de energia eléctrica obtido para cada caso se manteve durante uma hora. Esta consideração mantém-se para as restantes funções objectivo.

a potência activa da geração. Isto contribui para que não seja necessário efectuar um deslastre de carga tão elevado, conduzindo a uma redução do custo total para o caso AD.

Verifica-se que quando todas as cargas possuem o mesmo C_{Di} , ou seja, quando todas possuem a mesma prioridade para a existência de deslastre de carga, é reduzida a mesma percentagem de carga em cada uma delas. Mesmo que as cargas possuíssem valores muito diferentes de potência entre elas isso iria acontecer¹. Só quando existe uma diferenciação entre C_{Di} , é que isso já não se verifica. No caso D.1, onde essa diferenciação foi efectuada, verificou-se que apenas na carga associada ao barramento 4 é que ocorreu deslastre. O deslastre de carga neste barramento contribui para a redução directa da sobrecarga da L_{2-4} , sendo que com os restantes ajustes da potência reactiva dos geradores são eliminadas as restantes sobrecargas existentes na rede.

As restrições activas, bem como as respectivas sensibilidades, obtidas para os casos D, AD e D.1, para variáveis associadas à capacidade das linhas e dos níveis de tensão nos barramentos, encontram-se na Tabela 3.XVIII.

Tabela 3.XVIII - Restrições activas do problema referentes ao caso D, caso AD e caso D.1.

Variável	Restrição activa	Sensibilidades		
		Caso D	Caso AD	Caso D.1
Sl_{1-5}	40 MVA	-	240,8 u.m./($h \times$ MVA)	103,64 u.m./($h \times$ MVA)
Sl_{2-4}	60 MVA	469,14 u.m./($h \times$ MVA)	197,36 u.m./($h \times$ MVA)	83,96 u.m./($h \times$ MVA)
Sl_{3-6}	80 MVA	201,63 u.m./($h \times$ MVA)	105,53 u.m./($h \times$ MVA)	48,95 u.m./($h \times$ MVA)
V_1	1,05 pu	453,04 u.m./($h \times$ kV)	42,84 u.m./($h \times$ kV)	18,05 u.m./($h \times$ kV)

Dos resultados presentes na Tabela 3.XVIII é possível verificar que no geral, as restrições referentes à capacidade das linhas que se encontravam em sobrecarga (L_{1-5} , L_{2-4} e L_{3-6}) no caso A.1, são aquelas que apresentam os valores relativos às sensibilidades mais elevados para os casos D, AD e D.1. Isto é coerente, uma vez que eram estas as restrições que estavam a contribuir para que o problema inicialmente não apresentasse uma solução. Como é realizado o menor deslastre de carga possível, com vista a fazer cumprir todas as restrições, então as variáveis associadas a essas restrições tenderão a possuir o valor mais elevado admissível, o que faz com que as restrições estejam activas.

¹ Foram simulados mais três casos onde a potência activa de cada carga era diferente, tendo-se verificado que quando todas as cargas possuíam o mesmo C_{Di} , o factor ψ_{Di} obtido em cada caso era igual para todas as cargas.

3.7. Minimização do ajuste da reactância das linhas - caso E

A função objectivo relativa à minimização do ajuste da reactância das linhas (caso E), é geralmente aplicada para identificar o conjunto de linhas onde deve ser realizada a compensação em série, sendo que esta consiste na adição de condensadores em série com as linhas. Essa compensação é matematicamente efectuada através da multiplicação da reactância das linhas por um determinado factor. Este processo é coerente, uma vez que com a adição de um condensador em série com a linha, reduz-se o valor da reactância global.

Esta função objectivo é útil, por exemplo, na remoção de linhas de sobrecarga, pois através da compensação em série, promovem-se alterações no trânsito de energia das diversas linhas, o que contribui para a remoção das sobrecargas existentes.

Matematicamente esta função objectivo é dada pela equação (3.22) [78].

$$F.obj. = \sum_{i=1}^n C_{Li} \cdot X_i \cdot (1 - \psi_{Li}) \quad (3.22)$$

$$X_{newi} = X_i \cdot \psi_{Li} \quad (3.23)$$

$$\psi_{Li}^{min} \leq \psi_{Li} \leq \psi_{Li}^{max} \quad (3.24)$$

Na qual:

C_{Li}^1	Custo associado ao ajuste da reactância da linha (u.m./pu)
X_i	Reactância inicial da linha candidata ao ajuste da reactância (pu)
ψ_{Li}^2	Factor de ajustamento da reactância da linha
n	Número total de linhas candidatas ao ajuste da reactância
X_{newi}	Valor final da reactância, após o ajuste (pu)
ψ_{Li}^{min}	Factor mínimo de ajustamento da reactância da linha
ψ_{Li}^{max}	Factor máximo de ajustamento da reactância da linha

¹ Este parâmetro pode ser encontrado no PSS®E com a denominação *Cost Scale Coefficient*, na secção *Adjust Branch Reactance*.

² Este parâmetro pode ser encontrado no PSS®E com a denominação *Reactance Multiplier Initial*, na secção *Adjust Branch Reactance*.

O intervalo admissível para o factor de ajustamento da reactância (condição (3.24)) é definido pelo utilizador¹. O valor final da reactância de cada linha será dado pela equação (3.23). Com esta função objectivo, efectua-se a minimização do ajuste das reactâncias das linhas, minimizando o custo que está associado a essa alteração.

Como exemplo de aplicação desta função objectivo pretende-se efectuar a remoção de sobrecargas na rede, efectuando para isso o ajuste da reactância das linhas. Assim irá aplicar-se esta função objectivo ao caso A.1, originando assim o caso E. Foi definido que todas as linhas seriam candidatas para compensação, sendo que $C_{Li} = 5290$ u.m./pu (10 u.m./ohm) e $0,1 \leq \psi_{Li} \leq 1$.

Recorrendo à aplicação da função objectivo de minimização do ajuste da reactância das linhas, a partir do estado obtido no caso A.1, obtiveram-se os resultados presentes na Figura 3.13.

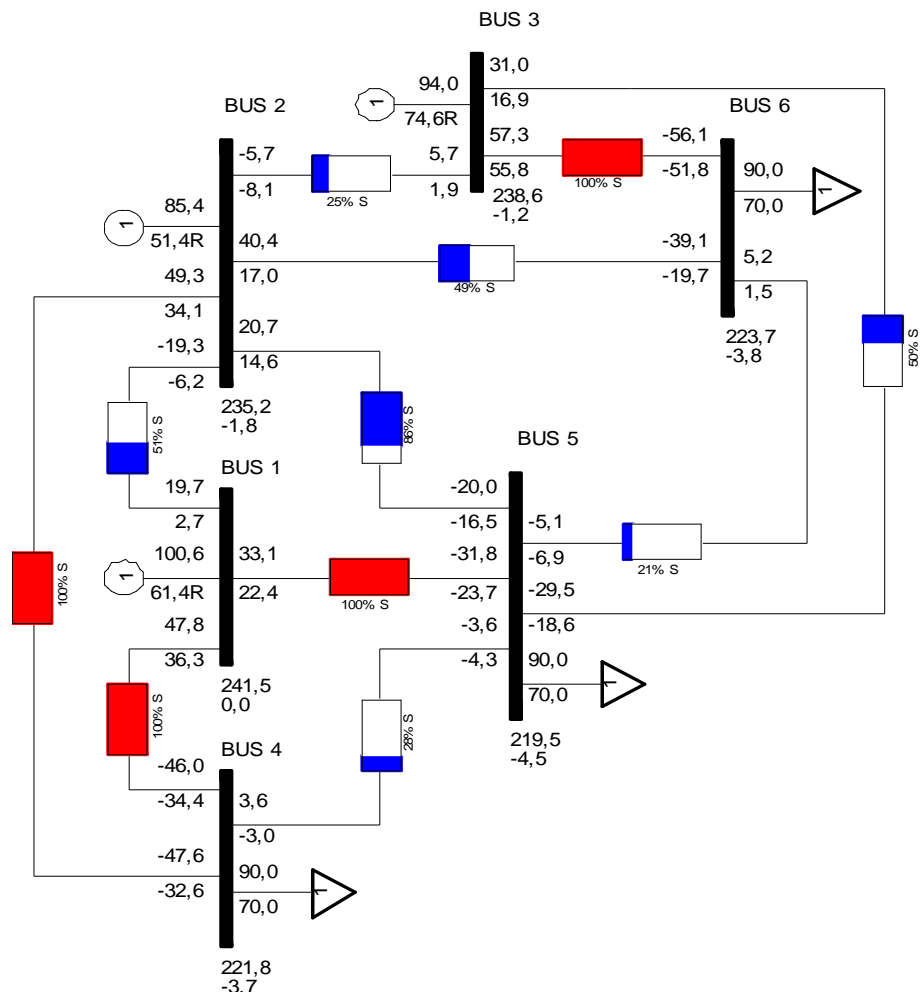


Figura 3.13 - Resultados obtidos em PSS®E para problema OPF - caso E.

¹ No PSS®E está definido por defeito que ψ_{Li} não pode tomar um valor inferior a 0,1.

Em seguida voltou-se a resolver o problema OPF em relação ao caso A.1, mas desta vez recorrendo à função objectivo de minimização dos custos de combustível em associação com a função objectivo de minimização do ajuste da reactância das linhas, originando assim o caso AE. Os resultados obtidos para este caso encontram-se na Figura 3.14.

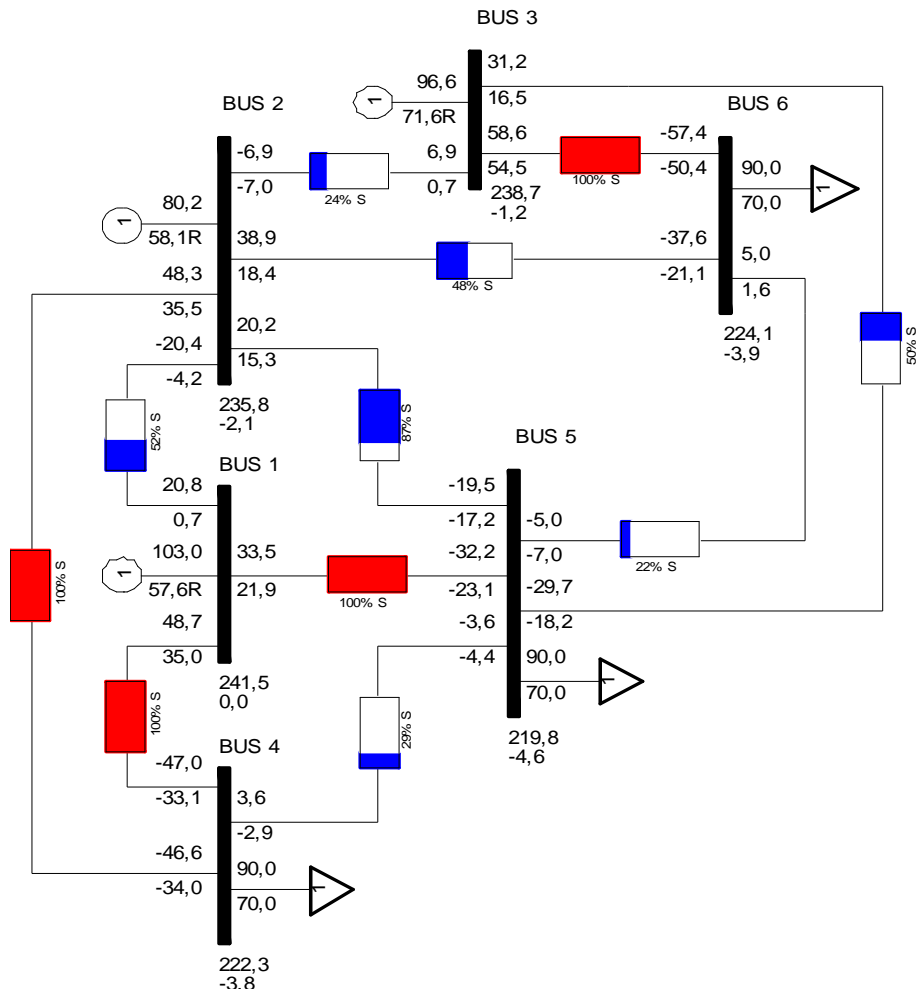


Figura 3.14 - Resultados obtidos em PSS@E para problema OPF - caso AE.

Na Tabela 3.XIX e Tabela 3.XX, encontram-se resultados obtidos para o caso A.1, caso E e caso AE.

Tabela 3.XIX - Resultados obtidos para as potências activa e reactiva de geração, para o caso A.1, caso E e caso AE.

	P_1^{gen} (MW)	Q_1^{gen} (MVar)	P_2^{gen} (MW)	Q_2^{gen} (MVar)	P_3^{gen} (MW)	Q_3^{gen} (MVar)
Caso A.1	100,36	62,76	85,38	53,60	93,99	73,27
Caso E	100,58	61,45	85,38	51,43	93,99	74,62
Caso AE	103,04	57,58	80,23	58,07	96,64	71,65

Tabela 3.XX - Resultados obtidos para potência activa e reactiva de perdas da rede, e para o custo total de combustível, para o caso A.1, caso E e caso AE.

	P_{loss} (MW)	Q_{loss} (MVar)	Custo total de combustível (u.m./h)	Custo associado ao ajuste de reactância das linhas (u.m.)	Custo total (u.m.)
Caso A.1	9,73	30,60	3908,56	-	3908,56
Caso E	9,95	29,00	3911,44	553,04	4464,48
Caso AE	9,91	29,00	3914,46	540,98	4455,44

Os resultados referentes ao caso E, mostram que com o ajuste das reactâncias das linhas, foi possível resolver o problema das sobrecargas existentes no caso A.1. Os ajustes das reactâncias ocorreram na L_{1-4} com $\psi_L = 0,884$, e na L_{2-6} com $\psi_L = 0,594$. Ao se efectuar a redução da reactância de uma linha, diminui-se a impedância desta, pelo que o fluxo de energia tenderá a aumentar nessa linha. Com este ajuste é assim possível desviar o fluxo de energia que existia em determinadas linhas que se encontravam em sobrecarga. No caso E, foi ajustada a reactância da L_{1-4} e L_{2-6} , o que levou ao aumento do trânsito de energia nestas linhas, o que contribuiu para a eliminação da sobrecarga das L_{1-5} , L_{2-4} e L_{3-6} . Estes ajustes conduziram a um custo adicional de 553,04 u.m., no entanto desta forma garantiu-se que os limites de operação da rede eram respeitados.

Com esta função objectivo, a potência activa dos geradores é fixada e a reactância das linhas, bem como o módulo das tensões de geração são ajustados com vista a atingir a convergência. No entanto com estes ajustes, a potência activa de perdas acaba por variar, sendo essa variação suportada pelo gerador associado ao barramento de balanço. Por essa razão, o custo total de combustível aumenta do caso A.1 para o caso E, pois como a potência activa de perdas da rede aumentou, logo também aumentou a potência activa do gerador 1.

Os ajustes das reactâncias das linhas efectuados no caso AE ocorreram nas mesmas linhas que no caso E, mas com um menor ajuste, sendo que para L_{1-4} , $\psi_L=0,88$ e para L_{2-6} , $\psi_L=0,608$. Estes ajustes levaram a uma redução do custo associado ao ajuste da reactância das linhas e a um aumento do custo total de combustível, em relação ao caso E. Como a potência activa dos geradores também foi ajustada em conjunto com as restantes variáveis do problema, então aumentou-se flexibilidade da busca do óptimo. Isto conduziu assim a uma redução do custo total, bem como uma redução no ajuste das reactâncias das linhas.

As restrições activas, bem como as respectivas sensibilidades, obtidas para o caso E e AE, para as variáveis associadas à capacidade das linhas e níveis de tensão nos barramentos, encontram-se na Tabela 3.XXI.

Tabela 3.XXI - Restrições activas do problema referentes ao caso E e caso AE.

Variável	Restrição activa	Sensibilidades	
		Caso E	Caso AE
Sl_{1-4}	60 MVA	123,44 u.m./(h×MVA)	109,13 u.m./(h×MVA)
Sl_{1-5}	40 MVA	18,09 u.m./(h×MVA)	31,57 u.m./(h×MVA)
Sl_{2-4}	60 MVA	174,83 u.m./(h×MVA)	153,80 u.m./(h×MVA)
Sl_{3-6}	80 MVA	29,53 u.m./(h×MVA)	30,57 u.m./(h×MVA)
V_1	1,05 pu	26,84 u.m./(h×kV)	26,78 u.m./(h×MVA)

Analisando os resultados das sensibilidades para os dois casos, verifica-se que em ambos um aumento da capacidade das linhas L_{1-4} e L_{2-4} , levaria a uma maior redução de custos, em comparação com um relaxamento das restantes restrições activas.

3.8. Minimização da inserção de reactâncias *shunt* e/ou baterias de condensadores - caso F

A função objectivo relativa à minimização da inserção de reactâncias *shunt* e/ou baterias de condensadores (caso F), é aplicada para determinar a quantidade mínima de reactâncias *shunt* e/ou baterias de condensadores que devem ser adicionadas a determinados barramentos. Esta função objectivo é muitas vezes associada a estudos de estabilidade de tensão, no entanto esta pode alternativamente ser usada como forma para eliminar violações de restrições existentes na rede [78].

Matematicamente esta função objectivo é dada pela equação (3.25) [78].

$$F. obj. = \sum_{i=1}^n |B_i| \cdot C_{CRi} \quad (3.25)$$

$$B_i^{min} \leq B_i \leq B_i^{max} \quad (3.26)$$

Na qual:

C_{CRi}^1	Factor de custo associado ao nível de compensação do factor de potência no barramento i (u.m./pu)
B_i^2	Susceptância associada à reactância <i>shunt</i> ou bateria de condensadores a instalar no barramento i (pu)
n	Número total de barramentos candidatos à inserção de baterias de condensadores ou reactâncias <i>shunt</i>
B_i^{min}	Susceptância mínima admissível associada à reactância <i>shunt</i> ou bateria de condensadores a instalar no barramento i (pu)
B_i^{max}	Susceptância máxima admissível associada à reactância <i>shunt</i> ou bateria de condensadores a instalar no barramento i (pu)

Com esta função objectivo efectua-se uma minimização da inserção reactâncias *shunt* e/ou baterias de condensadores a inserir na rede tendo em conta um determinado C_{CRi} . Na sua aplicação é necessário pré-seleccionar os barramentos onde poderão ser inseridas baterias de condensadores ou reactâncias *shunt*. Além disso, são também definidos os limites da susceptância (condição (3.26)) para o qual poderão ser inseridos esses equipamentos.

As baterias de condensadores são inseridas quando é necessário um aumento da geração de potência reactiva num dado ponto da rede. Isto acontece, por exemplo, quando se pretende obter um aumento do factor de potência, ou por outro lado quando se pretende aumentar a tensão num dado barramento. A potência reactiva gerada por uma bateria de condensadores é dada pela equação (3.27) [1].

$$|Q^{bat}| = \omega \cdot C \cdot V^2 \quad (3.27)$$

Na qual:

ω	Velocidade ou frequência angular (rad/s)
C	Capacitância (F)
V	Tensão do barramento ao qual está ligada a bateria de condensadores (V)

¹ Este parâmetro pode ser encontrado no PSS®E com a denominação *Cost Scale*, na secção *Adjust Bus Shunt*.

² Este parâmetro pode ser encontrado no PSS®E com a denominação *Susceptance Initial*, na secção *Adjust Bus Shunt*.

Tal como é possível verificar através da equação (3.27), a potência reactiva gerada pela bateria de condensadores, varia com o quadrado da tensão do barramento ao qual está ligada.

Para a realização do trânsito de energia, a bateria de condensadores é modelada por uma admittance dada pela equação (3.28).

$$Y_c = j\omega \cdot C = j \frac{Q_n^{bat}}{(V_n^{bat})^2} = jQ_n^{bat} \quad (3.28)$$

Na qual:

Q_n^{bat} Potência reactiva nominal da bateria de condensadores (pu)

V_n^{bat} Tensão nominal da bateria de condensadores (pu)

As reactâncias *shunt* ou também chamadas bobines de derivação, são usadas, por exemplo, quando existe um excesso de energia reactiva na rede, sendo que com a introdução destes equipamentos consegue-se absorver essa energia excedentária, evitando que existam elevações de tensão excessivas [1]. Estas reactâncias são modeladas à semelhança das baterias de condensadores, tal como indica a equação (3.29).

$$Y_r = -j \frac{1}{X_{react}} = -j \frac{Q_n^{react}}{(V_n^{react})^2} = -jQ_n^{react} \quad (3.29)$$

Na qual:

X_{react} Reactância associada à bobine de derivação (pu)

Q_n^{react} Potência reactiva nominal da bobine de derivação (pu)

V_n^{react} Tensão nominal da bobine de derivação (pu)

Com o recurso a esta função objectivo pretende-se efectuar a remoção de sobrecargas na rede, efectuando para isso a inserção de baterias de condensadores. Desta forma será aplicada esta função objectivo ao caso A.1. Nos parâmetros de optimização foi definido que $C_{CRI} = 1500$ u.m./pu (15 u.m./MVar), e $0 \leq B_i \leq 30$ MVar. Além disso foi também definido que todos os barramentos eram candidatos para a inserção de baterias de condensadores.

Recorrendo a esta função objectivo, resolveu-se o problema OPF partindo do caso A.1 originando assim o caso F, sendo que se obtiveram os resultados presentes na Figura 3.15.

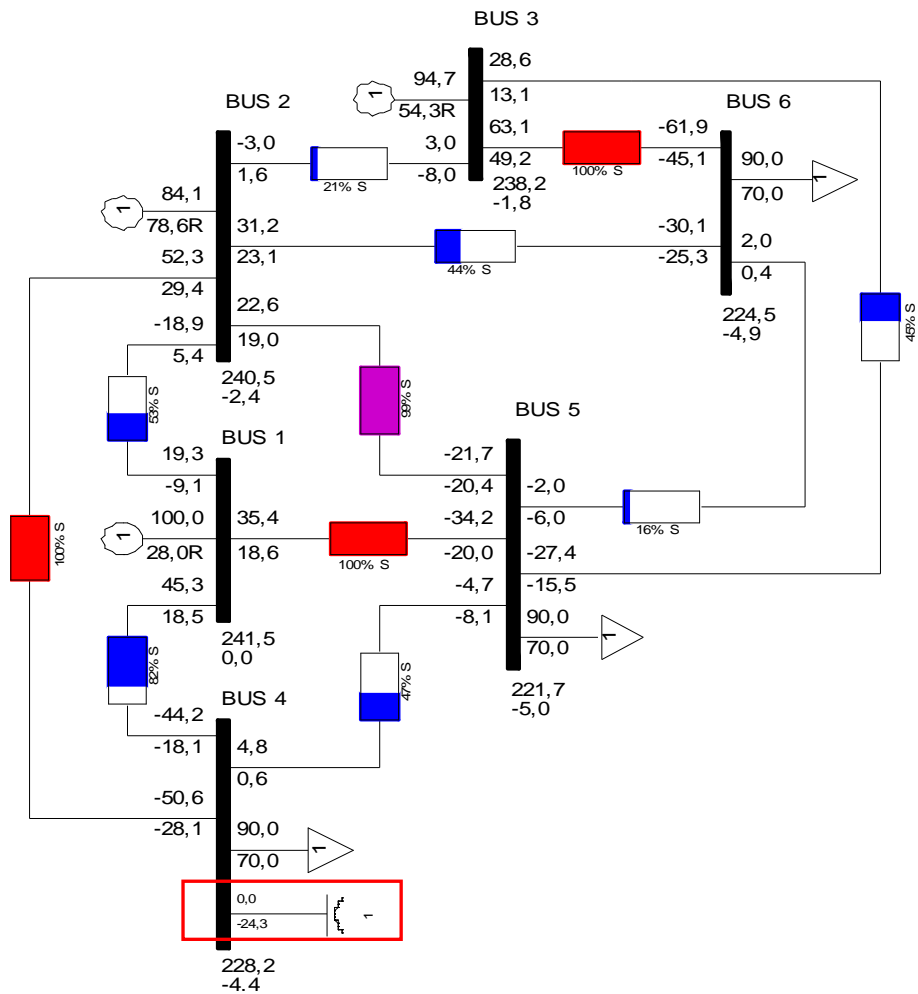


Figura 3.16 - Resultados obtidos em PSS@E para problema OPF - caso AF.

Na Tabela 3.XXII e Tabela 3.XXIII, encontram-se resultados obtidos na resolução dos casos A.1, F e AF.

Tabela 3.XXII - Resultados obtidos para as potências activa e reactiva de geração, para o caso A.1, caso F e caso AF.

	P_1^{gen} (MW)	Q_1^{gen} (MVar)	P_2^{gen} (MW)	Q_2^{gen} (MVar)	P_3^{gen} (MW)	Q_3^{gen} (MVar)
Caso A.1	100,36	62,76	85,38	53,60	93,99	73,27
Caso F	99,50	28,89	85,38	76,75	93,99	55,18
Caso AF	100,02	28,00	84,14	78,57	94,73	54,31

Tabela 3.XXIII - Resultados obtidos para potência activa e reactiva de perdas da rede, e para o custo total de combustível, para o caso A.1, caso F e caso AF.

	P_{loss} (MW)	Q_{loss} (MVar)	Custo de combustíveis (u.m./h)	Custo associado à inserção de baterias de condensadores (u.m.)	Custo total (u.m.)
Caso A.1	9,73	30,60	3908,56	-	3908,56
Caso F	8,87	27,90	3897,73	371,76	4269,49
Caso AF	8,90	27,90	3898,70	370,63	4269,33

Para o caso F, obteve-se a inserção de uma bateria de condensadores no barramento 4, de 24,78 MVar. Com a adição desta bateria de condensadores, proporcionou-se uma redução do trânsito de energia reactiva nas linhas, o que aliado ao ajuste da potência reactiva associada à geração, contribuiu para a eliminação das sobrecargas que existiam originalmente no caso A.1.

Com a adição da bateria de condensadores no barramento 4, reduz-se o trânsito de energia reactiva nas linhas, o que contribui para uma redução da potência activa de perdas. Ao se aplicar apenas esta função objectivo não é ajustada a potência activa dos geradores, pelo que tal como anteriormente, a alteração da potência activa de perdas, é suportada pelo gerador de balanço. Por essa razão é que a potência activa do gerador associado ao barramento 1 diminui ligeiramente face ao caso A.1.

Para o caso AF obteve-se, à semelhança do caso F, a inserção de uma bateria de condensadores no barramento 4, no entanto esta possui uma potência reactiva ligeiramente inferior, com 24,71 MVar. Isto acontece, pois neste caso existe uma maior flexibilidade na busca do óptimo, uma vez que podem ser efectuadas alterações na potência activa dos geradores durante a optimização, pelo que não é necessário uma potência reactiva instalada na bateria de condensadores tão elevada, para que sejam respeitadas as restrições do problema. Isto leva assim a uma ligeira diminuição dos custos totais.

As restrições activas, bem como as sensibilidades obtidas para o caso F e AF, para as variáveis associadas à capacidade das linhas e aos níveis de tensão nos barramentos, encontram-se na Tabela 3.XXIV.

Tabela 3.XXIV - Restrições activas do problema para o caso F e caso AF.

Variável	Restrição activa	Sensibilidades	
		Caso F	Caso AF
Sl_{1-5}	40 MVA	44,66 u.m./(h×MVA)	43,42 u.m./(h×MVA)
Sl_{2-4}	60 MVA	39,62 u.m./(h×MVA)	38,13 u.m./(h×MVA)
Sl_{3-6}	80 MVA	18,93 u.m./(h×MVA)	19,21 u.m./(h×MVA)
V_1	1,05 pu	10,44 u.m./(h×kV)	11,51 u.m./(h×kV)

Analisando os resultados fornecidos através das sensibilidades, é possível verificar que as restrições associadas à capacidade das linhas (Sl_{1-5} , Sl_{2-4} e Sl_{3-6}) são aquelas que estão a impedir, com maior impacto, que a função objectivo possua um valor mais reduzido. Isto é coerente, uma vez que estas restrições tinham sido violadas no caso A.1, pelo que para obter o menor custo possível e restaurar a admissibilidade de operação da rede, as variáveis dessas restrições acabam por ficar no seu limite máximo admissível.

Esta função objectivo é uma das que apresenta um maior interesse, nomeadamente para estudos de planeamento VAR, onde se pretendem identificar e dimensionar baterias de condensadores a adicionar a uma rede de energia eléctrica. Neste sentido, no Capítulo 4, será explorada mais em pormenor esta função objectivo.

3.9. Análise global dos resultados obtidos

Através da resolução do problema OPF, foi possível obter os perfis de geração que conduzem à minimização de custos de combustíveis ou até mesmo das perdas energéticas. Esta informação é útil, na medida em que o operador de rede pode assim obter indicadores importantes, de forma a realizar uma operação segura e otimizada da rede.

Constatou-se também que as sensibilidades (informação obtida através da resolução do problema OPF) são uma informação vantajosa, de forma a saber quais as restrições do problema OPF, que estão a impedir com um maior impacto a minimização da função objectivo. Quanto mais elevado for o valor da sensibilidade, maior será a redução de custos obtida com o relaxamento da respectiva restrição. Essas sensibilidades podem ser interpretadas como indicadores de planeamento, fornecendo informações sobre onde pode ser mais proveitoso o reforço de equipamentos na rede. Por exemplo, o facto de uma restrição associada ao limite da capacidade térmica de uma linha estar activa, indica que caso fosse efectuado um reforço dessa linha, então os custos totais de geração seriam menores. Isto acontece, pois este reforço pode levar a que os

grupos de geração com menores custos possam aumentar a sua geração, face aos de geração mais cara, ocorrendo assim uma redução dos custos totais. Isto poderá ou não justificar a realização desse reforço, tendo em conta o ganho obtido.

Com o recurso às funções objectivo relativas à minimização do ajuste de carga, minimização de ajuste das reactâncias das linhas e minimização da inserção de reactâncias *shunt* e/ou baterias de condensadores, verificou-se que é possível realizar a remoção de sobrecargas na rede de diversas formas. Com a minimização do ajuste de carga, podem ser estudadas soluções de último recurso, como o deslastre de carga, com vista a eliminar sobrecargas existentes na rede. Esta informação pode ser útil a nível de operação da rede, de forma a que o operador de rede possa realizar o menor deslastre de carga possível, com vista a repor o estado de operação seguro. A eliminação das sobrecargas também foi conseguida com recurso a outras duas funções objectivo, no entanto nestas, foram inseridos determinados equipamentos na rede (baterias de condensadores e condensadores em série com as linhas). Recorrendo a estas funções objectivo, podem ser efectuados estudos de planeamento para inserção deste tipo de equipamentos na rede, com vista à eliminação de sobrecargas, ou até com o objectivo de melhorar a estabilidade de tensão da rede.

Conclui-se assim que através resolução do problema OPF, se podem obter informações úteis para o planeamento e operação de uma rede de energia eléctrica.

Verificou-se ainda que o uso da função objectivo relativa à minimização de custos de combustível em associação com outras funções objectivo, é vantajosa, uma vez que se obtém uma maior flexibilidade na procura da solução óptima, dado que existe um maior conjunto de variáveis para realização da optimização, o que promove uma maior redução dos custos totais obtidos.

Capítulo

4

Compensação do factor de potência através da resolução do problema OPF – Caso prático

Neste capítulo são propostas duas abordagens que recorrem à resolução do problema OPF, para efectuar a compensação do factor de potência, em redes de distribuição de energia eléctrica. Estas abordagens são aplicadas à rede de distribuição de energia eléctrica de São Vicente. São ainda descritos os pressupostos e considerações tidos em conta para a aplicação das abordagens, sendo apresentados e analisados os resultados obtidos.

4. Compensação do factor de potência através da resolução do problema OPF – Caso prático

4.1. Aspectos gerais sobre a redução da potência activa de perdas através da compensação do factor de potência

A energia eléctrica é produzida nas centrais de geração e é transportada através de um conjunto de redes (transporte e distribuição) até chegar ao consumidor final. A corrente eléctrica ao percorrer as linhas e/ou cabos eléctricos destas redes, provoca aquecimento, ocorrendo assim perdas energéticas. À transformação de energia eléctrica em térmica devido à passagem da corrente eléctrica num condutor metálico dá-se o nome de efeito de Joule. James Prescott Joule, o físico inglês que estudou pela primeira vez este efeito, concluiu experimentalmente que a potência térmica de perdas é directamente proporcional à resistência do condutor e ao quadrado da intensidade da corrente [80]. A equação (4.1) permite calcular o valor dessa potência.

$$P_{loss} = R \cdot I_L^2 \tag{4.1}$$

Na qual:

P_{loss} Potência activa de perdas (pu)

R Resistência do condutor (pu)

I_L Valor eficaz da corrente eléctrica (pu)

Existem estudos que determinaram que a maioria das perdas por efeito de Joule ocorrem nas redes de distribuição, sendo que essas perdas podem atingir o valor de 13% da energia total gerada. Um valor desta ordem não deverá ser desprezado, pois este implica directamente na eficiência da rede e no desempenho económico da empresa de distribuição ([81], [80]).

Existem algumas soluções que permitem reduzir o valor das perdas por efeito de Joule. Uma delas consiste em efectuar reconfigurações optimizadas da rede energia eléctrica, ligando e des-

ligando disjuntores que se encontrem na rede. Outra solução consiste em adicionar condensadores ligados em série ou em paralelo (*shunt*) à rede. Com esta solução estes equipamentos irão fornecer parte da energia reactiva requerida pelos consumidores, evitando que esta seja transportada na rede [81].

Para melhor compreender o efeito que os condensadores têm nas perdas por efeito de Joule considere-se que existe uma determinada carga trifásica equilibrada, cuja potência aparente é dada pela equação (4.2). A corrente por fase respectiva é dada pela equação (4.3).

$$\overline{S_{load}} = \overline{V} \cdot \overline{I_L}^* = P_{load} + jQ_{load} \quad (4.2)$$

$$\overline{I_L} = \left(\frac{P_{load} + jQ_{load}}{\overline{V}} \right)^* \quad (4.3)$$

Na qual:

S_{load} Potência aparente de carga (pu)

V Tensão composta da rede (pu)

P_{load} Potência activa da carga (pu)

Q_{load} Potência reactiva da carga (pu)

Com a introdução de um condensador junto à carga, faz-se com que este lhe forneça uma determinada potência reactiva Q_c . Assim, a nova corrente ($\overline{I_{Lc}}$) que irá percorrer cada fase da linha/cabo que alimenta a carga, pode agora ser calculada através da equação (4.4).

$$\overline{I_{Lc}} = \left(\frac{P_{load} + j(Q_{load} - Q_c)}{\overline{V}} \right)^* \quad (4.4)$$

Verifica-se que com a inserção de condensadores reduz-se a potência reactiva que transita na rede, reduzindo também a corrente que percorre as linhas/cabos ($\overline{I_{Lc}} \leq \overline{I_L}$). Com a diminuição da corrente, existe uma redução da potência de perdas por efeito de Joule, uma vez que esta depende do quadrado da corrente. Constata-se assim que a inserção de condensadores conduz a uma diminuição da potência de perdas por efeito de Joule.

É de salientar que a condição $Q_c \leq Q_{load}$ deve ser respeitada para promover a redução das perdas por efeito de Joule, pois caso $Q_c > Q_{load}$, existirá um excesso de energia reactiva que circulará na rede que promoverá o aumento da potência de perdas por efeito de Joule.

Com a inserção dos condensadores na rede está a realizar-se a compensação do factor de potência. Este factor representa a fracção de energia eléctrica que é transformada em trabalho [82], sendo este calculado através da equação (4.5).

$$FP = \frac{P_{load}}{S_{load}} = \frac{P_{load}}{\sqrt{P_{load}^2 + (Q_{load} - Q_c)^2}} \quad (4.5)$$

Em geral, o aumento de Q_c irá promover um aumento do factor de potência.

A instalação de condensadores na rede traz outras vantagens, entre elas:

- Uma vez que a corrente que circula na rede é menor, então existe uma diminuição do valor das quedas de tensão, o que contribui para a melhoria dos perfis de tensão da rede [81].
- Visto que ocorre uma redução da potência activa de perdas, então existe uma redução de custos de geração, uma vez que não é necessário produzir tanta energia [81].
- Dado que a corrente eficaz diminui com a introdução de condensadores, então isto poderá significar uma redução da secção dos condutores das linhas/cabos existentes na rede.

A localização óptima e dimensionamento de condensadores nas redes de distribuição, com vista à maximização da redução de custos, têm despertado ao longo do tempo a atenção dos investigadores, pelo que foram criados inúmeros algoritmos com diferentes graus de sofisticação para a resolução deste problema.

Na resolução deste problema foram aplicadas técnicas de programação numérica, onde se destaca a programação dinâmica, a programação quadrática e a programação não linear inteira mista. Além dessas, foram ainda aplicadas metodologias de optimização baseadas em algoritmos genéticos, redes neuronais artificiais, lógica *fuzzy*, entre outras [81].

Neste trabalho não serão aprofundados os diversos métodos que foram desenvolvidos. Poderão ser consultados os levantamentos bibliográficos [83], [84] e [85], de forma a obter uma informação mais detalhada acerca desses métodos.

No presente capítulo pretende-se resolver o problema da localização e dimensionamento de baterias de condensadores a instalar numa rede de distribuição, recorrendo para isso à resolução do problema OPF através do programa PSS@E. Nesse problema procurar-se-á também definir quais os escalões das baterias de condensadores que devem estar em funcionamento em diversos

cenários com diferentes níveis de carga. Com a inserção das baterias de condensadores ter-se-á como objectivo a redução do custo de geração de energia eléctrica.

Na resolução deste problema serão propostas duas abordagens, que se encontram descritas em mais pormenor na § 4.2.

4.2. Descrição das abordagens propostas para o dimensionamento e localização de baterias de condensadores

Nesta Secção, serão propostas duas abordagens com o objectivo de resolver o problema do dimensionamento e localização de baterias de condensadores comutáveis numa rede de distribuição, recorrendo para isso à resolução do problema OPF no programa PSS®E. As duas abordagens serão denominadas de abordagem I e abordagem II.

Com a resolução do problema OPF, são inseridas as baterias de condensadores nos locais onde estas promovem uma maior redução dos custos de geração de energia eléctrica. Essa inserção é controlada por um parâmetro (C_{CRI}), que é definido na formulação do problema OPF. Com a aplicação das duas abordagens propostas, pretende-se variar esse parâmetro, com o objectivo de obter vários níveis de compensação do factor de potência, ou por outras palavras, vários patamares para a potência reactiva total, instalada nas baterias de condensadores inseridas na rede. Para além de serem dimensionadas as baterias de condensadores comutáveis, são também definidos quais os escalões dessas baterias, que devem estar em funcionamento nos diferentes níveis de carga da rede, de forma a avaliar o ganho global obtido. Após essa obtenção, é efectuada uma avaliação económica e técnica, com o intuito de escolher um desses níveis, tendo em conta os objectivos do investidor.

Os valores obtidos, na resolução do problema OPF em PSS®E, para potência reactiva das baterias de condensadores a adicionar a cada barramento, são calculados apenas com o recurso a variáveis contínuas. Uma vez que as baterias de condensadores existentes no mercado apresentam uma gama discreta, é então necessário tratar os resultados obtidos em PSS®E, para que exista uma correspondência com as baterias de condensadores reais. Tendo isto, é conveniente efectuar uma distinção entre resultados teóricos e práticos. Os resultados obtidos directamente através da resolução do problema OPF, para a potência reactiva das baterias de condensadores a adicionar a cada barramento (valores não discretos), são denominados de resultados teóricos. Os

resultados onde estão definidos os valores das potências reactivas das baterias de condensadores reais (gama discreta), são denominados de resultados práticos.

Na Figura 4.1, encontra-se um esquema simplificado onde se pode constatar a sequência com que são obtidos os resultados teóricos e práticos no processo de aplicação das duas abordagens. Nesse esquema é possível verificar que na abordagem II, as baterias de condensadores são dimensionadas para um nível de carga de referência. Nesta abordagem existe a possibilidade de serem realizadas algumas variantes. Cada variante está associada ao nível de carga de referência para o qual são seleccionadas as baterias de condensadores, no entanto este aspecto será abordado em pormenor na § 4.2.3.

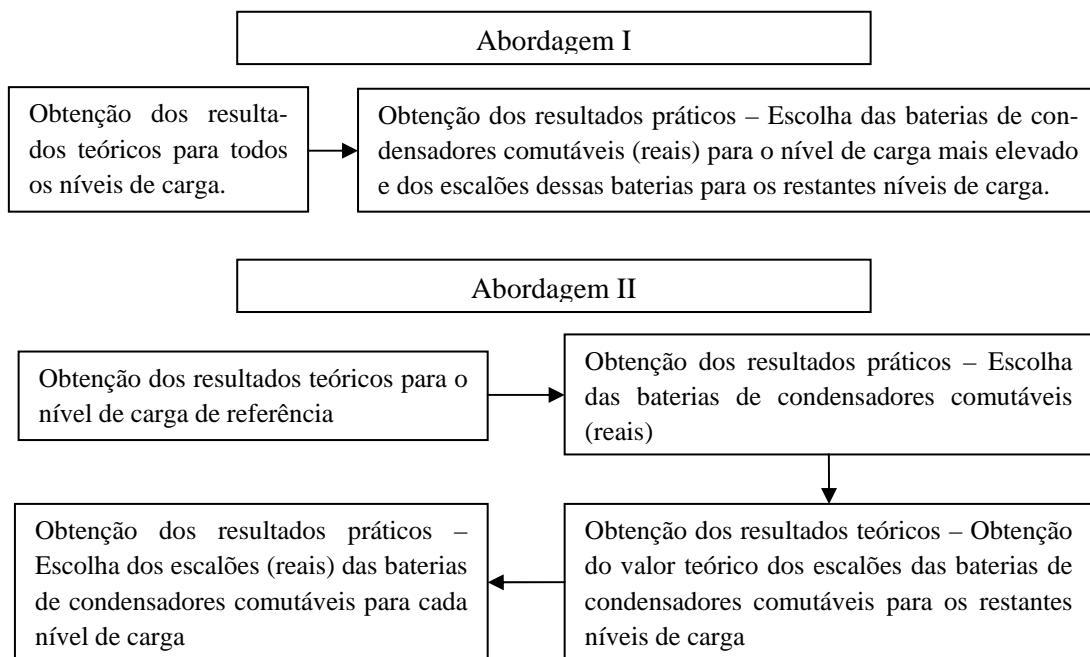


Figura 4.1 – Esquema simplificado das duas abordagens propostas onde se pode constatar a sequência de obtenção dos resultados teóricos e práticos.

As abordagens I e II serão descritas respectivamente nas §§ 4.2.2 e 4.2.3. Na § 4.2.1 encontra-se descrita em mais pormenor a fase onde são obtidos os resultados teóricos, uma vez que esta é semelhante para as duas abordagens.

4.2.1. Fase de obtenção dos resultados teóricos

Nesta fase são obtidos os resultados teóricos através da resolução do problema OPF em PSS®E.

Na formulação do problema OPF é usada a função objectivo de minimização dos custos de combustível e minimização da inserção de reactâncias *shunt* e/ou baterias de condensadores. A expressão matemática desta função objectivo encontra-se na equação (4.1). Em (4.2), encontra-se a restrição que impõe os limites da susceptância da bateria de condensadores a adicionar a cada barramento.

$$F. obj. = \sum_{i=1}^n C_i(P_i^{gen}) + \sum_{i=1}^{nc} C_{CRi} \cdot |B_i| \quad (4.1)$$

$$B_i^{min} \leq B_i \leq B_i^{max} \quad (4.2)$$

Na qual:

$C_i(P_i^{gen})$	Custo de combustível, do gerador i , em função da potência activa de geração (Euros/h)
n	Número total de geradores
C_{CRi}	Factor de custo associado ao nível de compensação do factor de potência (Euros/pu)
B_i	Susceptância associada à bateria de condensadores a instalar no barramento i (pu)
B_i^{min}	Susceptância mínima admissível associada à bateria de condensadores a instalar no barramento i (pu)
B_i^{max}	Susceptância máxima admissível associada à bateria de condensadores a instalar no barramento i (pu)
nc	Número total de barramentos candidatos à compensação de factor de potência

Pretende-se obter uma maior redução de custos por parte da geração de energia eléctrica, através da inserção de baterias de condensadores comutáveis na rede (compensação de factor potência).

Para a obtenção do valor da potência reactiva das baterias de condensadores (ou dos valores de B_i), a adicionar a cada barramento, é essencial compreender o papel do C_{CRi} . Este factor atribui a cada barramento uma determinada penalização ou “custo”, pelo facto de ser inserida uma bateria de condensadores com uma determinada potência reactiva. Desta forma C_{CRi} será o responsável pela maior ou menor inibição da inserção de baterias de condensadores na rede. Com a redução de C_{CRi} , tenderá a aumentar o valor da potência das baterias de condensadores a instalar nos diversos barramentos.

Os dois termos da função objectivo estão fortemente relacionados, pois com o aumento de B_i , promove-se a minimização dos custos de combustível associados à geração de energia eléctrica. Isto acontece, pois com a introdução das baterias de condensadores, diminui a potência activa de perdas da rede. Assim, apesar do segundo termo da função objectivo aumentar, o primeiro

diminui, favorecendo assim a minimização. Por outro lado, os custos de geração de energia eléctrica também influenciam o valor de B_i obtido para cada barramento. Isto porque, para o mesmo C_{CRI} , quanto mais elevado for o custo geração de energia eléctrica, mais elevados serão também os valores de B_i obtidos. Se esses custos forem elevados, mais elevadas serão também as reduções de custo que se obtém através da inserção de baterias de condensadores na rede, daí que seja favorecida a instalação de mais baterias e de maior potência.

Para que não existam previamente prioridades na inserção de baterias de condensadores em determinados barramentos, em relação a outros, define-se antes da resolução do problema OPF, que todos os barramentos possuam o mesmo C_{CRI} . Assim serão identificados aqueles, onde a inserção de baterias de condensadores mais beneficie a redução de custos da geração, para um dado valor de C_{CRI} . Com diferenciação de C_{CRI} nos diversos barramentos, promover-se-ia a que fossem inseridas baterias com maior potência nos barramentos com menor valor C_{CRI} , devido à existência de uma menor penalização. No entanto, desta forma não seria possível identificar claramente, quais os barramentos onde a compensação de factor potência conduz a uma maior redução de custos da geração.

Quanto mais reduzido for C_{CRI} , mais elevado será o nível de compensação do factor de potência que se irá obter para a rede. Os resultados obtidos nesta fase (resultados teóricos) para cada valor de C_{CRI} , servirão, em ambas as abordagens, para efectuar a identificação dos barramentos onde devem ser adicionadas as baterias de condensadores comutáveis, bem como para efectuar o seu respectivo dimensionamento. Além disso, estes resultados serão também úteis para seleccionar os escalões das baterias de condensadores, que devem estar em funcionamento em cada nível de carga.

4.2.2. Abordagem I

Nesta abordagem obtém-se numa primeira fase os valores teóricos das potências das baterias de condensadores a adicionar a cada barramento, para todos os níveis de carga da rede, e para um dado valor de C_{CRI} . Em seguida, são inseridas baterias de condensadores reais, em barramentos onde se verifique que tenha ocorrido a inserção teórica de baterias de condensadores, nos diversos níveis de carga da rede. Para esses barramentos seleccionam-se baterias de condensadores reais, tendo em conta os resultados teóricos obtidos para o nível de carga mais elevado. Em seguida são escolhidos os escalões das baterias de condensadores para os restantes níveis de carga. Essa escolha realiza-se com o objectivo, de que a potência desses escalões vá ao encontro dos resultados teóricos, obtidos na fase inicial, para cada nível de carga. Desta forma fica definido um nível de compensação de factor potência.

No seguimento da aplicação desta abordagem, repete-se o processo anterior, diminuindo o valor de C_{CRi} a cada ciclo, de forma ir consecutivamente aumentando o nível de compensação do factor de potência que é obtido. Na Figura 4.2, encontra-se um fluxograma que descreve as diversas fases necessárias para a aplicação desta abordagem.

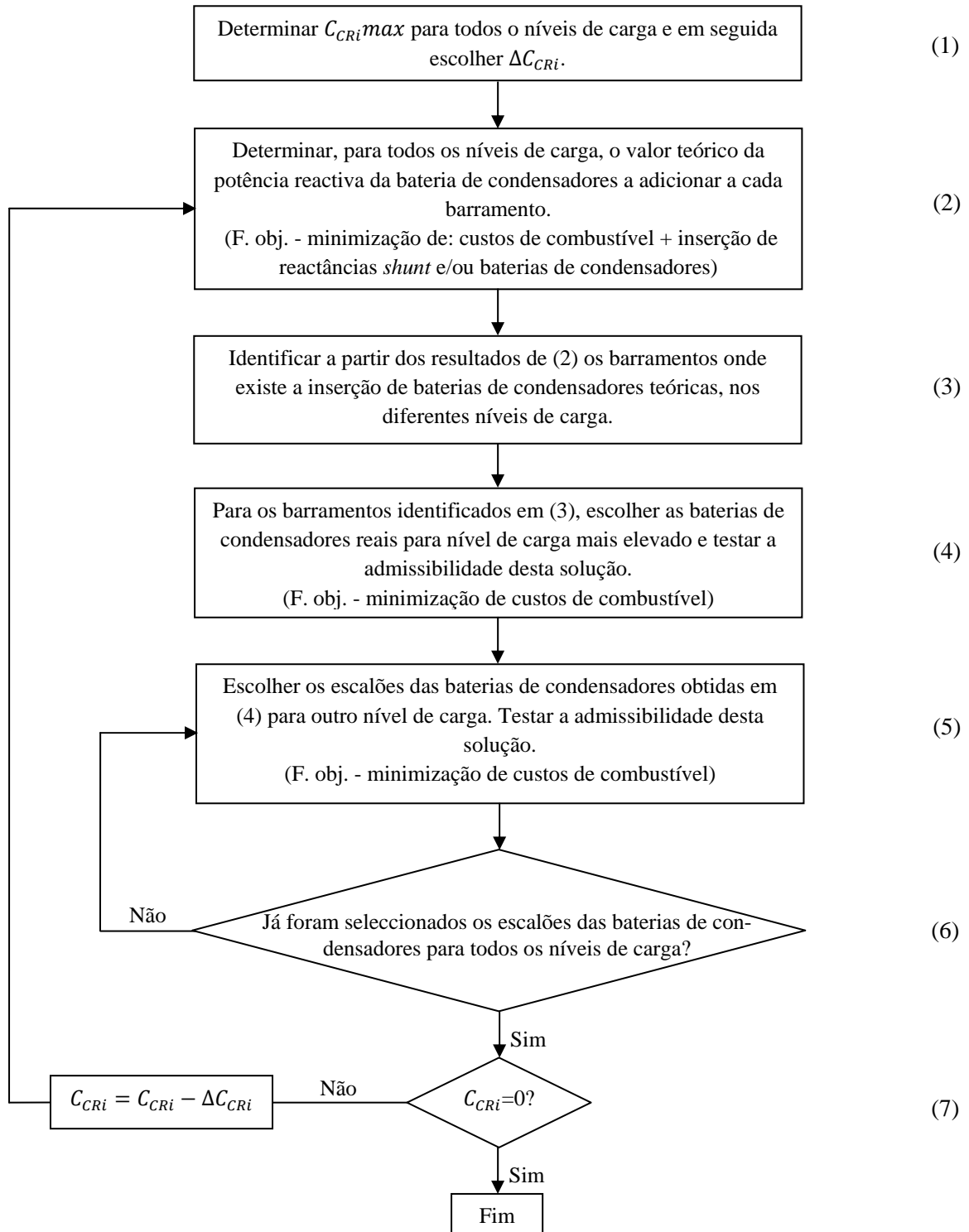


Figura 4.2 – Fluxograma com as diversas fases necessárias para a aplicação da abordagem I.

- (1) Na aplicação desta abordagem pretendem-se obter vários níveis de compensação do factor de potência. Em primeiro lugar, serão obtidos os níveis mais baixos, ou seja os níveis onde é efectuada uma reduzida compensação do factor de potência, e em seguida os mais elevados. Para escolher quantos serão os níveis de compensação de factor potência obtidos, é necessário determinar o valor de $C_{CRI}max$ e escolher passo de C_{CRI} , ou seja, o ΔC_{CRI} .

$C_{CRI}max$ corresponde ao valor mais elevado de C_{CRI} , onde se verifica que nos resultados teóricos, é obtido o nível mais baixo de compensação de factor potência. Neste nível de compensação tem de ser inserida pelo menos uma bateria de condensadores na rede. Formulando o problema OPF, tal como indicado na § 4.2.1, determina-se $C_{CRI}max$, incrementando sucessivamente valor de C_{CRI} , até que se obtenha como resultado do problema, o nível mais baixo de compensação de factor potência.

O $C_{CRI}max$ é determinado individualmente para todos os níveis de carga da rede. Perante esses resultados, escolhe-se o menor valor de $C_{CRI}max$, que foi obtido nos diferentes níveis de carga. Será este o valor, que será usado para definir o primeiro nível de compensação de factor potência.

Em seguida, avalia-se o número de níveis de compensação do factor de potência que se pretendem obter, escolhendo ΔC_{CRI} . O processo iterativo de aplicação desta abordagem inicia-se para o valor do $C_{CRI}max$ determinado anteriormente. Em cada ciclo seguinte, esse valor irá diminuir ΔC_{CRI} , até que se obtenha $C_{CRI}=0$. Para cada valor de C_{CRI} irá obter-se um nível de compensação de factor potência. Quanto mais pequeno for o ΔC_{CRI} escolhido, mais níveis de compensação de factor de potência serão obtidos. Por exemplo, caso o $C_{CRI}max=2$, e se pretendam obter 3 níveis de compensação de factor potência, então ΔC_{CRI} terá que tomar o valor 1. Desta forma serão obtidas as potências teóricas das baterias de condensadores a adicionar a cada barramento para $C_{CRI} =2$, $C_{CRI} =1$ e $C_{CRI} =0$.

- (2) Nesta fase são obtidos os resultados teóricos, formulando o problema OPF à semelhança do que se encontra exposto na § 4.2.1 (função objectivo de minimização: de custos de combustível e da inserção de reactâncias *shunt* e/ou baterias de condensadores). Este problema é resolvido individualmente para cada um dos níveis de carga da rede, sendo que é definido o mesmo C_{CRI} para todos esses níveis.

No primeiro ciclo de aplicação desta abordagem, o valor de C_{CRI} usado na resolu-

ção do problema OPF, corresponde ao menor valor de $C_{CRI}max$ determinado em (1) para todos os níveis de carga. Em cada ciclo seguinte, o valor de C_{CRI} será reduzido através de ΔC_{CRI} .

- (3) Nesta fase é resolvido o problema da identificação dos barramentos onde devem ser inseridas baterias de condensadores reais. A partir dos resultados de (2), identificam-se os barramentos onde ocorreu a inserção teórica, de baterias de condensadores para os diferentes níveis de carga.
- (4) Nesta fase é efectuado o dimensionamento das baterias de condensadores, a partir dos resultados teóricos, sendo assim obtidos resultados práticos.

As baterias de condensadores reais são seleccionadas, de maneira a que sua potência reactiva, seja a mais próxima, da potência teórica obtida, nos barramentos identificados em (3), para nível de carga mais elevado. Seguidamente descrevem-se as considerações efectuadas na escolha dessas baterias.

- Admita-se que potência reactiva de uma bateria de condensadores obtida para um determinado barramento nos resultados teóricos, possui um valor que se encontre enquadrado entre as potências de duas baterias de condensadores reais consecutivas. Neste caso opta-se por escolher aquela, cujo valor de potência seja o mais próximo do valor teórico. Como exemplo, admita-se que nos resultados teóricos se tenha obtido, num determinado barramento, uma bateria de condensadores com a potência de 12 kVAr e as potências das baterias de condensadores reais mais próximas, sejam de 10 kVAr e 15 kVAr. Neste caso opta-se pela escolha da bateria de 10 kVAr, uma vez que desta forma se obtém um menor erro face aos resultados teóricos.
- Podem ser usadas várias baterias de condensadores reais associadas em paralelo. Esta escolha poderá ser efectuada com o objectivo de atingir valores de potência mais elevados, ou para que se consigam obter valores intermédios da gama de potência de condensadores que se pretende usar. Por exemplo, admita-se que é obtida a potência reactiva teórica de 37 kVAr para um dado barramento, e se possuam baterias de condensadores reais com potências de 17,5 kVAr, 20 kVAr, 30 kVAr e 40 kVAr. Tendo em conta que só possuem essas baterias, então opta-se pela escolha de 17,5+20 kVAr. Esta selecção visa atingir novamente um menor erro, entre a selecção das baterias de condensadores reais e os resultados teóricos.
- Apenas se efectuará a inserção da bateria de condensadores com a menor potência da gama que se pretende usar, caso a potência reactiva obtida nos resultados

teóricos, seja pelo menos superior a metade do valor da potência reactiva dessa bateria. Como exemplo, admita-se que num dado barramento, nos resultados teóricos, seja obtida a potência reactiva de 3 kVAr, e a bateria de condensadores de menor potência seja de 7,5 kVAr. Neste caso opta-se por não inserir esta bateria. Para inseri-la, seria necessário que a potência reactiva teórica obtida nesse barramento, fosse igual ou superior a 3,5 kVAr.

- Nesta fase podem ainda ser efectuadas algumas simplificações nos troços radiais. Para estes troços, considere-se a situação, onde se tenham obtido valores teóricos de potências de baterias de condensadores para vários barramentos adjacentes. Caso existam valores teóricos de potência muito reduzida, em alguns desses barramentos, admite-se esses valores possam ser somados, às potências teóricas obtidas para os barramentos mais próximos. Só após esta simplificação é que se procede à selecção das baterias de condensadores reais.
- Considere-se, como exemplo, que os resultados teóricos indiquem que deve ser adicionada uma bateria de condensadores potência de 60 kVAr num dado barramento. Não será objecto de estudo neste trabalho, analisar se a solução mais económica será a colocação de duas baterias de condensadores reais de 30 kVAr, ou uma de 20 kVAr e outra de 40 kVAr. Apenas se terá como objectivo a colocação da potência reactiva total de 60 kVAr, para a compensação de factor potência no barramento em questão.

Após terem sido escolhidas as baterias de condensadores reais para cada barramento, irá posteriormente ser testada a admissibilidade dessa solução. Para isso resolve-se o problema OPF para o nível de carga mais elevado, inserindo na rede as baterias de condensadores escolhidas. Na formulação do problema OPF é apenas a função objectivo de minimização de custos de combustível. Caso se verifique que o problema não apresenta solução, então isso significa que a selecção de baterias reais não é adequada, pois conduz a rede para um ponto de funcionamento não admissível. Isto significa que a diferença entre resultados teóricos e práticos é considerável. Caso isso aconteça, é necessário alterar a escolha das baterias de condensadores com objectivo de resolver os problemas da rede.

Os resultados obtidos nesta fase serão também úteis para conhecer qual o menor custo de combustível associado à geração de energia eléctrica, para este nível de carga, após a inserção das baterias de condensadores escolhidas. Estes resultados serão usados posteriormente para efectuar uma análise económica.

- (5) Nesta fase selecciona-se um nível de carga diferente daquele seleccionado em (4). Para este nível carga, definem-se quais os escalões das baterias de condensadores anteriormente seleccionadas, que devem estar em funcionamento. A escolha desses escalões é efectuada de forma a se obterem o mais fielmente os resultados teóricos obtidos em (2) para o nível de carga agora escolhido.

É de salientar que não é garantido que existam escalões das baterias de condensadores em funcionamento, em todos os níveis de carga. Isto porque, ao se efectuarem as aproximações em relação aos resultados teóricos, torna-se por vezes mais vantajoso ter a bateria de condensadores desligada, do que ter o seu escalão de menor potência em funcionamento. É o que acontece, por exemplo, quando a potência teórica para compensação de factor potência, para um determinado barramento, seja de 2 kVAr, e o escalão mínimo da bateria de condensadores existente nesse barramento seja de 5 kVAr. Nesse caso será mais favorável ter a bateria desligada do que lá colocar os 5 kVAr, visto ser esta a opção que conduz a uma menor diferença entre resultados teóricos e práticos.

Após terem sido escolhidos os escalões que devem estar em funcionamento para cada bateria de condensadores, irá verificar-se a admissibilidade dessa escolha. Para isso resolve-se o problema OPF, para o nível de carga escolhido nesta fase, inserindo na rede as baterias de condensadores a funcionar com os escalões determinados. O problema OPF é resolvido com a função objectivo de minimização de custos de combustível, à semelhança do que foi efectuado na fase (4).

- (6) Caso não tenham sido seleccionados os escalões das baterias de condensadores reais para todos os níveis de carga considerados para a rede, volta-se para a fase (5) e repete-se o processo até à presente fase. Desta forma este ciclo só termina, quando se tiverem obtido os resultados práticos, para a selecção dos escalões das baterias de condensadores, para todos os níveis de carga.
- (7) Caso ainda não se tenha aplicado $C_{CRI}=0$ na fase (2), volta-se para essa fase e actualiza-se o valor de C_{CRI} ($C_{CRI} = C_{CRI} - \Delta C_{CRI}$), o que promoverá um sucessivo aumento do nível de compensação de factor de potência obtido a cada ciclo.

Em seguida pretende-se apresentar um pequeno exemplo para mostrar como é obtido um nível de compensação de factor potência. Considere-se, para este exemplo, que se possui uma rede com três barramentos. Admita-se ainda que esta possui três níveis de carga (ponta, intermédio e vazio). Para um dado valor de C_{CRI} resolve-se o problema OPF, tendo em conta o exposto na § 4.2.1, sendo que se considera que os resultados teóricos obtidos se encontram na Tabela 4.I.

Tabela 4.I – Resultados teóricos (kVAr) obtidos para baterias de condensadores a adicionar a cada barramento, considerados para a rede exemplo usada na abordagem I.

Barramento nº	$C_{CRI} = K$		
	Ponta	Intermédio	Vazio
1	15,2	10,4	5,2
2	3,1	1,0	0,0
3	2,6	0,0	0,0

Verifica-se que só no barramento 1 é que será inserida uma bateria de condensadores real. Isto porque este foi o único barramento onde para o mesmo C_{CRI} , e para todos os níveis de carga, se obteve através dos resultados teóricos, a inserção de uma bateria de condensadores.

Em seguida é necessário dimensionar, para esse barramento, uma bateria de condensadores para o nível de carga ponta, tendo em conta os resultados teóricos. Considere-se que a bateria de condensadores comutável com a potência mais próxima dos resultados obtidos (15,2 kVAr) é de 15 kVAr (escalões: 5+5+5 kVAr). Desta forma como resultados práticos, iria obter-se a instalação de uma bateria de condensadores de 15 kVAr no nível de carga ponta. Em seguida considerando que se verificou a admissibilidade desta solução, seleccionam-se os escalões desta bateria para os restantes níveis de carga. Tendo em conta os resultados teóricos presentes na Tabela 4.I, no intermédio esta bateria estaria a funcionar com os escalões 5+5 kVAr e no vazio com o de 5 kVAr. Esta escolha foi efectuada de forma a promover a uma menor diferença entre os resultados teóricos e o valor de potência dos escalões da bateria seleccionada de 15 kVAr. Por fim seria ainda testada a admissibilidade da escolha dos escalões para cada nível de carga.

4.2.3. Abordagem II

A abordagem I apresenta algumas limitações, associadas à escolha dos escalões das baterias de condensadores que devem estar em funcionamento nos diferentes níveis de carga. Nessa abordagem, são seleccionadas as baterias de condensadores a partir dos resultados teóricos obtidos para o nível de carga mais elevado e para um dado valor de C_{CRI} . Em seguida, através dos resultados teóricos obtidos para outros níveis de carga e para mesmo C_{CRI} , escolhem-se os escalões que devem estar em funcionamento em cada bateria. Este processo não favorece que as baterias de condensadores sejam utilizadas na sua plenitude, nesses níveis de carga. Ao ser usado um valor não nulo de C_{CRI} na formulação do problema OPF, penalizam-se os resultados teóricos,

que são usados para seleccionar os escalões reais das baterias de condensadores. Este processo inibe o uso da potência total instalada nessas baterias.

Nesse sentido pretende-se que esta nova abordagem não possua essa limitação, sendo explorada com mais eficácia a utilização das baterias de condensadores nos diversos níveis de carga. Na aplicação desta abordagem é efectuado o dimensionamento das baterias de condensadores, a partir dos resultados teóricos, para um determinado nível de carga escolhido pelo utilizador. Em seguida são definidos quais os escalões dessas baterias, que devem estar em operação nos restantes níveis de carga. No entanto, para obter os resultados teóricos para a selecção desses escalões, efectua-se alterações na formulação do problema OPF, sendo definido que $C_{CRI}=0$. Escolhidos os escalões das baterias de condensadores, fica definido um nível de compensação de factor potência.

No seguimento da aplicação desta abordagem, repete-se o processo anterior, diminuindo o valor de C_{CRI} a cada ciclo, de forma ir consecutivamente aumentando o nível de compensação de factor potência que é obtido. Na Figura 4.3, encontra-se um fluxograma que descreve as diversas fases necessárias para a aplicação desta abordagem.

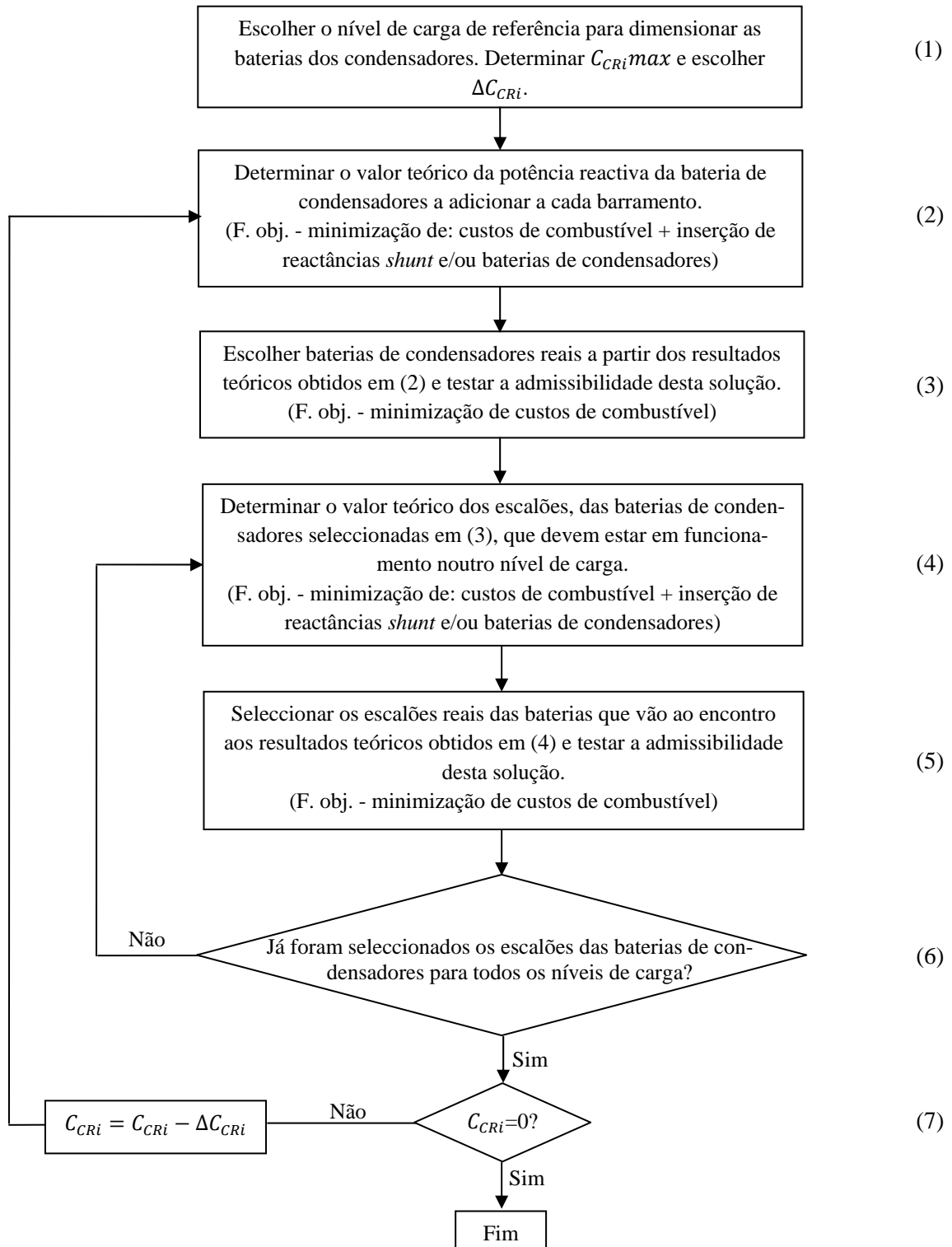


Figura 4.3 – Fluxograma com as diversas fases necessárias para a aplicação da abordagem II.

- (1) Nesta fase é necessário escolher um dos níveis de carga existentes na rede. Este será o nível de carga de referência que servirá para definir quais as baterias de condensadores reais a inserir nos diversos barramentos, sendo que nos restantes níveis de carga, apenas poderão ser usadas essas baterias.

Nesta fase é determinado o $C_{CRI}max$ para o nível de carga de referência. Além disso é ainda escolhido o valor de ΔC_{CRI} , mediante o número de níveis de compensação de factor potência que se pretendem obter. Na fase (1) da abordagem I, pode ser encontrada mais informação acerca de $C_{CRI}max$ e ΔC_{CRI} .

- (2) Nesta fase é resolvido o problema da identificação dos barramentos onde deve ser realizada a compensação do factor de potência.

Para isso, resolve-se o problema OPF para o nível de carga escolhido em (1), de forma a obter os resultados teóricos que servirão para realizar o dimensionamento das baterias de condensadores reais. O problema OPF é formulado à semelhança do que se encontra exposto na § 4.2.1 (função objectivo de minimização: de custos de combustível e da inserção de reactâncias *shunt* e/ou baterias de condensadores).

No primeiro ciclo de aplicação desta abordagem, obtém-se os resultados teóricos para $C_{CRI}=C_{CRI}max$. Em cada ciclo seguinte, o valor de C_{CRI} será reduzido através de ΔC_{CRI} .

- (3) Nesta fase é efectuado o dimensionamento das baterias de condensadores. Para isso seleccionam-se para cada barramento, as baterias de condensadores reais, cuja potência reactiva, seja a mais próxima, da potência das baterias de condensadores obtidas nos resultados teóricos. As considerações efectuadas nessa selecção, vão ao encontro do exposto na fase (4) da abordagem I.

Em seguida é resolvido o problema OPF para o mesmo nível de carga de (1), inserindo na rede as baterias de condensadores reais seleccionadas para cada barramento. Na formulação do problema é apenas usada a função objectivo de minimização de custos de combustível. Pretende-se testar a admissibilidade da solução obtida através da escolha das baterias de condensadores, à semelhança do que já foi referido na fase (4) da abordagem I.

- (4) Esta fase tem como objectivo, obter o valor teórico da potência dos escalões das baterias de condensadores, que devem estar em funcionamento nos restantes níveis de carga. Para isso resolve-se o problema OPF para um nível de carga diferente do

de referência com a função objectivo de minimização: de custos de combustível e inserção de reactâncias *shunt* e/ou baterias condensadores. No entanto, desta vez é efectuada uma alteração nas restrições (4.2) do problema OPF. Nessas restrições, define-se que a potência reactiva máxima ou a susceptância máxima (B_i^{max}) que pode ser usada num barramento para compensação, corresponde ao valor da potência máxima da respectiva bateria de condensadores real, escolhida para esse barramento na fase (3). Além disso também é definido que $C_{CRI}=0$. Com esta alteração deixa de existir uma penalização imposta pelo C_{CRI} , sendo nulo o segundo termo da função objectivo. Desta forma será obtido o valor teórico de potência reactiva para a compensação de factor potência, que promova a maior redução de custos de combustível e que respeite os limites de capacidade da bateria de condensadores real escolhida para cada barramento.

- (5) Nesta fase são seleccionados os escalões das baterias de condensadores seleccionadas em (3), cuja potência resulte numa menor diferença em relação aos resultados de (4).

Em seguida é testada a admissibilidade da selecção efectuada para os escalões reais das baterias de condensadores. Para isso volta-se a resolver o problema OPF para o mesmo nível de carga de (4), inserindo na rede as baterias de condensadores a funcionar com os escalões seleccionados. Na formulação do problema OPF é usada a função objectivo de minimização de custos de combustível. Esta fase é realizada à semelhança do que foi efectuado na fase (3).

- (6) Caso não tenham sido seleccionados os escalões das baterias de condensadores para todos os níveis de carga considerados para a rede, volta-se para a fase (4) e repete-se o processo até esta fase. Desta forma este ciclo só termina, quando se tiverem obtido os resultados práticos, para a selecção dos escalões das baterias de condensadores, para todos os níveis de carga.

- (7) Caso ainda não se tenha aplicado $C_{CRI}=0$ na fase (2), volta-se para essa fase e actualiza-se o valor de C_{CRI} ($C_{CRI} = C_{CRI} - \Delta C_{CRI}$), o que promoverá um sucessivo aumento do nível de compensação de factor de potência obtido a cada ciclo.

Em seguida pretende-se apresentar um pequeno exemplo para mostrar como é obtido um nível de compensação de factor potência. Considere-se, para este exemplo, que se possui uma rede com dois barramentos. Admita-se ainda, que esta possui dois níveis de carga (ponta e vazio). Para esta rede, considere-se que se pretendem dimensionar as baterias de condensadores para o

nível de carga ponta, e que se pretendem escolher os escalões dessas baterias para o nível de carga vazio. Admita-se que os resultados teóricos obtidos através da resolução do problema OPF para o nível de carga ponta, se encontram na Tabela 4.II.

Tabela 4.II – Resultados teóricos (kVAr), considerados para a rede exemplo usada na abordagem II, da potência baterias de condensadores a adicionar a cada barramento.

		$C_{CRi} = K$
Barramento nº	Ponta	
1	14,7	
2	10,4	

Tendo em conta os resultados obtidos, escolhem-se as baterias de condensadores cujo valor de potência seja o mais próximo dos resultados teóricos obtidos. Assim para o barramento 1, escolhe-se uma bateria de condensadores real de 15 kVAr (escalões: 5+5+5 kVAr) e para o barramento 2, uma de 10 kVAr (escalões: 5+5 kVAr). Admitindo que esta solução é admissível, em seguida são determinados os escalões destas baterias que devem estar em funcionamento no nível de carga vazio. Para isso resolve-se o problema OPF, para nível de carga vazio, com $C_{CRi}=0$. Além disso, define-se que no vazio apenas se poderá obter como resultados teóricos, no barramento 1 uma potência máxima de 15 kVAr e no barramento 2 de 10 kVAr. Isto é conseguido através da alteração da restrição (4.2) colocando $B_1^{max} = 15 \text{ kVAr}$ e $B_2^{max} = 10 \text{ kVAr}$. Na Tabela 4.III, encontram-se resultados considerados para a resolução desse problema.

Tabela 4.III - Resultados teóricos (kVAr), considerados para a rede exemplo usada na abordagem II, usados para efectuar a selecção dos escalões das baterias de condensadores.

		$C_{CRi} = 0$
Barramento nº	Vazio	
1	9,7	
2	4,6	

Tendo em conta os resultados obtidos, seleccionam-se os escalões de funcionamento das baterias de condensadores reais, cujo valor de potência seja o mais próximo desses resultados. Assim para o barramento 1, são seleccionados os escalões de 5+5 kVAr e para o barramento 2 o escalão de 5 kVAr. Por fim seria ainda testada a admissibilidade da escolha destes escalões para este nível de carga.

4.3. Descrição da rede de distribuição de São Vicente

4.3.1. Localização

Para a aplicação das abordagens anteriormente descritas num caso real, foi usada uma rede de energia eléctrica equivalente à que se encontra localizada na ilha de São Vicente, em Cabo Verde.

Cabo Verde é um país africano constituído por dez ilhas: Santo Antão, São Vicente, Santa Luzia, São Nicolau, Sal, Boa Vista, Maio, Santiago, Fogo e Brava. A capital de Cabo Verde situa-se na cidade da Praia, na ilha de Santiago.

A temperatura média anual deste país raramente ultrapassa os 25°C, nunca descendo abaixo dos 20°C [86].

Na Figura 4.4, encontra-se o mapa do arquipélago de Cabo Verde, onde se pode observar a localização das suas ilhas.



Figura 4.4 – Mapa com a localização das ilhas de Cabo Verde (Adaptado de [87]).

São Vicente é uma das dez ilhas do arquipélago de Cabo Verde e possui cerca de 227 km² de superfície. Nesta ilha residem aproximadamente 75 mil pessoas, sendo esta a segunda ilha do arquipélago onde reside mais população, segundo dados relativos a 2010 [88]. O principal centro urbano da ilha de São Vicente é a cidade de Mindelo, sendo que lá reside mais de 90% da população da ilha.

Na Figura 4.5, encontra-se o mapa da ilha de São Vicente, onde estão indicadas as principais localidades.



Figura 4.5 – Mapa da ilha de São Vicente (Retirado de [89]).

4.3.2. Rede de energia eléctrica

A empresa responsável pela produção, distribuição e venda de electricidade na ilha de São Vicente é a ELECTRA. Os dados base da rede eléctrica de São Vicente usados para a aplicação das abordagens, foram fornecidos por esta entidade.

O sistema produtor de São Vicente baseia-se essencialmente na exploração em rede isolada.

A produção de energia eléctrica nesta ilha é assegurada a partir de duas centrais térmicas, Matiota e Lazareto, que utilizam como combustível o gasóleo, fuelóleo 180 e fuelóleo 380. Além disso, existem ainda nesta rede dois parques eólicos, designados de STEP I e STEP II.

Na Tabela 4.IV e Tabela 4.V, encontram-se respectivamente as características principais dos motores e alternadores das centrais térmicas.

Tabela 4.IV - Características dos motores das centrais de Matiota e Lazareto.

Central	Designação	Marca	Ano de fabrico	Potência (kW)	Rotação (rpm)	Combustível
Lazareto	Grupo 1	CATERPILLAR	2001	3840	600	Fuel/Gasóleo
	Grupo 2	CATERPILLAR	2001	3840	600	Fuel/Gasóleo
Matiota	Grupo 3	DEUTZ	1977	2340	600	Gasóleo
	Grupo 4	DEUTZ	1983	2470	600	Fuel/Gasóleo
	Grupo 5	MAK	1993	3300	600	Fuel/Gasóleo
	Grupo 6	MAK	1993	3300	600	Fuel/Gasóleo

Tabela 4.V - Características dos alternadores das centrais de Matiota e Lazareto.

Central	Designação	Marca	Ano de fabrico	Tensão nominal (kV)	Potência	
					(kW)	(kVA)
Lazareto	Grupo 1	AVK	2001	6,3	3720	4650
	Grupo 2	AVK	2001	6,3	3720	4650
	Potência total instalada em Lazareto					7440
Matiota	Grupo 3	GARBE-LAHMEYER	1977	6,2	2200	2750
	Grupo 4	GARBE-LAHMEYER	1983	6,2	2360	2950
	Grupo 5	RELIANCE ELECTRIC	1993	6,3	3176	3970
	Grupo 6	GARBE-LAHMEYER	1993	6,3	3176	3970
	Potência total instalada em Matiota					10912
Potência total das centrais térmicas instalada em São Vicente					18352	22940

Na Tabela 4.VI, encontra-se a informação do número de aerogeradores e potências associadas a cada parque eólico.

Tabela 4.VI – Características dos parques eólicos.

Parque eólico	Nº. aerogeradores	Potência nominal/aerogerador (kW)	Potência total do parque (kW)
Step I	3	300	900
Step II	8	850	6800
Potência total das centrais eólicas instalada em São Vicente			7700

Esta rede possui dois níveis de tensão, 20 kV e 6,3 kV. A energia gerada pela central de Matiota é injectada directamente numa subestação de 6,3 kV, já nos parques eólicos e na central de Lazareto são necessários transformadores elevadores, para injectar em subestações de 20 kV.

Seguidamente encontra-se uma lista resumida das características dos transformadores existentes na rede eléctrica de São Vicente:

- 2 transformadores de grupo, na central de Lazareto, de 6/20 kV, 5 MVA.
- 2 transformadores a interligar os dois níveis de tensão da rede de 20/6 kV, 5 MVA.
- 3 transformadores, no parque eólico Step I, existindo um na base de cada aerogerador de 0,4/20 kV, 0,4 MVA.
- 2 transformadores no parque eólico Step II, de 0,4/20 kV, 5 MVA.

Neste trabalho foi usada uma rede simplificada da rede de energia eléctrica de São Vicente. Nesta rede existem:

- 49 Barramentos;
- 39 Cargas;
- 5 Linhas e 48 cabos subterrâneos;

As características das linhas e cabos existentes na rede de energia eléctrica simplificada de São Vicente encontram-se no Anexo III. No Anexo IV, encontram-se os valores previstos para 2009, pela ELECTRA, para ponta de carga síncrona¹ nos diversos barramentos.

Na Figura 4.6, encontra-se um esquema da rede de energia eléctrica simplificada de São Vicente, construído em PSS®E.

¹ A ponta síncrona corresponde ao valor de carga global mais elevado, atingido na rede de energia eléctrica.

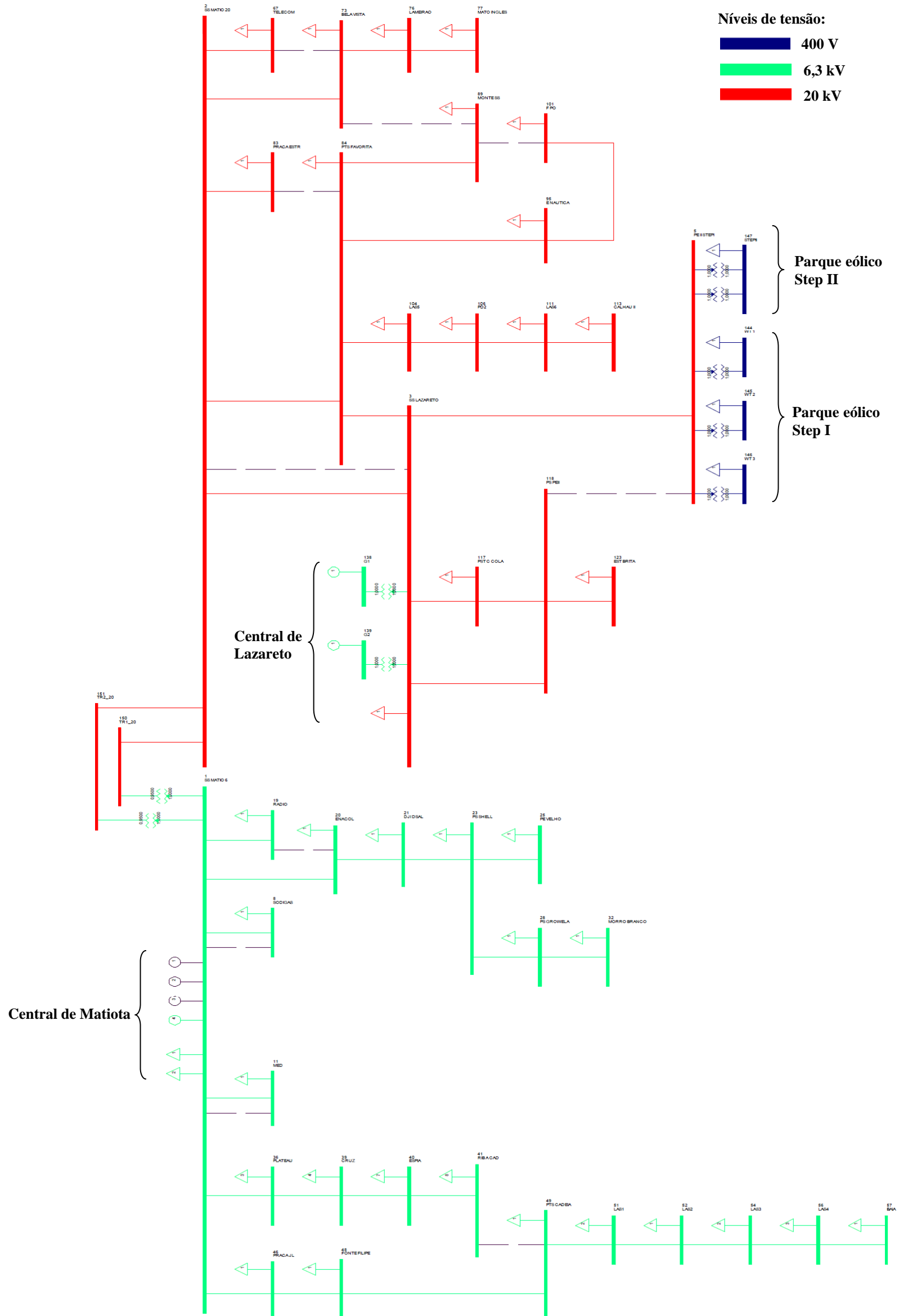


Figura 4.6 – Esquema da rede de energia eléctrica simplificada de São Vicente, construído em PSS®E.

4.4. Pressupostos do problema

Para aplicar as abordagens anteriormente descritas à rede simplificada de São Vicente e posteriormente tratar os resultados obtidos, foi necessário efectuarem-se algumas considerações.

Na resolução do problema OPF, em ambas abordagens, definiu-se que as restrições relacionadas com os limites de tensão e com a capacidade térmica máxima admissível das linhas/cabos seriam impostas através de *hard limits*. Esta escolha teve o propósito de fazer com que estas restrições fossem fielmente respeitadas, algo que não aconteceria necessariamente, caso fosse escolhido o tratamento *soft limit*.

Seguidamente encontram-se descritos os pressupostos técnicos e económicos levados em conta na aplicação das abordagens.

- **Pressupostos técnicos**

Na aplicação das abordagens é necessário conhecer os vários níveis de carga de uma rede de energia eléctrica. Uma vez que só se possuía a informação da carga nos barramentos para a ponta (segundo dados da ELECTRA), então foi necessário adoptarem-se mais níveis de carga. Tendo isto, consideraram-se mais dois níveis de carga, o intermédio e vazio, onde a potência de carga em cada barramento, corresponde respectivamente a 70% e 40% da carga existente na ponta.

Durante a construção da rede de energia eléctrica simplificada de São Vicente, em PSS®E, efectuou-se por simplicidade a modelação dos aerogeradores através de cargas negativas, tal como se pode verificar na Figura 4.6. Desta forma pretende-se simular a inexistência de controlo de tensão.

Para os níveis de carga, ponta e intermédio, considerou-se que existe uma geração nos parques eólicos que corresponde a 40% da potência activa instalada nestes. Para o nível de carga em vazio, reduziu-se a geração da potência activa para 35% da potência activa instalada para o parque STEP II, sendo que o parque STEP I foi colocado fora de serviço. Uma vez que os aerogeradores foram modelados através de cargas negativas, admitiu-se que a geração possuía uma $\tan \varphi=0,2$ para os níveis de carga, ponta e intermédio, e para o vazio uma $\tan \varphi=0$. Efectuou-se esta redução da $\tan \varphi$ para o vazio, uma vez que neste nível de carga existe uma menor potência reactiva de carga e ainda parte desta, é satisfeita pela potência reactiva natural¹ da rede. Desta forma reduz-se a geração de energia reactiva, visto que a procura diminui, sendo a restante

¹ Potência reactiva gerada através das componentes capacitivas dos cabos e linhas existentes na rede.

potência reactiva necessária, fornecida pelo gerador de balanço (gerador associado ao grupo 1 da central de Lazareto).

Nos resultados teóricos obtidos para a aplicação das abordagens, foram desprezados todos os valores obtidos para a compensação de factor de potência inferiores a 1 kVAr.

É de salientar que a compensação do factor de potência foi realizada através da inserção das baterias de condensadores reais cujas características podem ser encontradas no Anexo V. Dado que estas baterias possuem uma tensão de funcionamento de 400 V, então considerou-se que a compensação de factor de potência é realizada nos postos de transformação, no secundário do transformador, onde a tensão corresponde aos 400 V.

• Pressupostos económicos

Para efectuar a minimização de custos associados à geração de energia eléctrica através da resolução do problema OPF, é necessário conhecer as curvas de custo associadas aos grupos de geração. A curva de custo de um grupo indica para uma dada potência de carga qual o custo de geração associado.

Tendo em conta os dados disponibilizados pela ELECTRA [90], é possível conhecer o valor dos custos médios associados aos gastos de combustível das centrais para ano de 2006. Estes custos foram actualizados tendo em conta os preços de combustíveis do ano 2012, estando os resultados presentes na Tabela 4.VII.

Tabela 4.VII – Custo médio de combustível, actualizado ao ano 2012.

Central	Custo médio de combustível [€/kWh]
Matiota	0,1922
Lazareto	0,1396

O gasto com combustível para o funcionamento destas centrais (a diesel) possui um forte contributo para as suas curvas de custos. Existem outras componentes que estão associadas a essas curvas, no entanto não se possuem dados reais suficientes para que estas possam ser o mais fielmente completadas. De forma a manter o estudo coerente em relação à rede real, usaram-se apenas os custos referentes aos gastos médios de combustível na geração de energia eléctrica. Dado que estes custos têm como base o consumo médio da central, efectuou-se nova consideração, atribuindo a cada grupo o custo de combustível da respectiva central. Estas considerações possuem um determinado erro, no entanto, uma vez que o combustível é uma das principais

componentes das curvas de custo, e visto que se estão a usar valores médios, então considera-se aceitável a realização destas considerações.

No Anexo V, encontra-se o preço de venda ao público definido pelo fabricante para as diferentes baterias de condensadores. No entanto, dado que São Vicente é uma ilha, considerou-se um acréscimo de 25% sobre esse preço, de forma a procurar incluir os custos de transporte e instalação. Este novo custo também se encontra presente no Anexo V.

Depois de aplicadas as abordagens, foi necessário analisar os resultados e calcular alguns indicadores económicos, para avaliar a viabilidade dos diversos níveis de compensação de factor de potência obtidos. Os indicadores económicos usados foram o benefício actualizado e o valor actual líquido. Para melhor compreender o seu cálculo é necessário conhecer o *cash-flow* e *cash-flow* actualizado.

O *cash-flow* corresponde à soma das receitas anuais, menos as despesas decorrentes do projecto. Neste caso, as receitas anuais consistem numa redução do custo total de combustível por parte das centrais de geração de energia eléctrica, devido à inserção das baterias de condensadores. O *cash-flow* foi calculado tal como indicado na equação (3.30).

$$CF = (C_{SB} - C_{CB}) - C_o \quad (3.30)$$

Na qual:

CF	<i>Cash-flow</i> (€)
C_{SB}	Custo anual mínimo associado à geração de energia eléctrica antes da inserção de baterias de condensadores (€)
C_{CB}	Custo anual mínimo associado à geração de energia eléctrica, depois da inserção de baterias de condensadores (€)
C_o	Custo anual associado à manutenção e operação das baterias de condensadores (€) – Considerou-se que $C_o = 1,5\%$ do investimento total do projecto.

Para calcular o *cash-flow* é necessário calcular C_{SB} e C_{CB} . Na equação (3.31), encontra-se a expressão para o cálculo do C_{SB} .

$$C_{SB} = \sum_j^m C_{Sj} \cdot \Delta t_j \quad (3.31)$$

Na qual:

C_{Sj}	Custo horário mínimo associado à geração de energia eléctrica, calculado através da resolução do problema OPF com a função objectivo de minimização de custos de combustível, antes da inserção de baterias de condensadores, para o nível de carga j (€/hora)
Δt_j	Duração anual do nível de carga j (horas) – Considerou-se que o nível de carga vazio ocorre 25% das horas do ano, o intermédio 70% e a ponta 5%.
j	Nível de carga (ponta, intermédio ou vazio)
m	Número total de níveis de carga

O cálculo do C_{CB} é análogo, realizando-se o mesmo processo, mas com a inclusão na rede das baterias de condensadores obtidas através das abordagens.

O *cash-flow* actualizado corresponde ao valor actual de um pagamento ou recebimento efectuado no prazo t . Essa actualização é efectuada à custa de uma taxa de actualização, tal como indicado na equação (3.32).

$$CF_a = \frac{CF}{(1 + i_{act})^t} \quad (3.32)$$

Na qual:

CF_a	<i>Cash-flow</i> actualizado (€)
i_{act}	Taxa de actualização – Considerou-se que $i_{act}=10\%$.
t	Ano do projecto a que o <i>cash-flow</i> está associado

O benefício actualizado corresponde à actualização de todos os *cash-flow* que ocorrem durante a vida útil do projecto, não considerando o investimento inicial, sendo calculado tal como indica a equação (3.33).

$$BA = \sum_{t=1}^{t_{total}} \frac{CF}{(1 + i_{act})^t} \quad (3.33)$$

Na qual:

BA Benefício actualizado (€)

t_{total} Tempo de vida útil do projecto (Anos) – Considerou-se que $t_{total}=10$ anos.

O Valor Actual Líquido (VAL) corresponde à diferença entre os valores actualizados das entradas e saídas de dinheiro durante o período de vida útil do projecto, tal como indicado na equação (3.34).

$$VAL = \sum_{t=1}^{t_{total}} \frac{CF}{(1 + i_{act})^t} - I_0 \quad (3.34)$$

Na qual:

I_0 Investimento inicial (€)

Para que o projecto seja economicamente viável é necessário que o VAL seja maior que zero.

4.5. Resultados

Na presente Secção serão expostos e analisados os resultados obtidos através da aplicação das abordagens I e II. De forma explorar e comparar as duas abordagens foram obtidos vários conjuntos de resultados, sendo que estes se encontram seguidamente descritos.

As baterias de condensadores foram dimensionadas mediante a aplicação das abordagens descritas na § 4.2. No entanto, na abordagem II foram realizadas três variantes, onde em cada uma foi efectuado o dimensionamento e selecção de baterias de condensadores reais tendo como referência cada um dos níveis de carga. Desta forma a abordagem II apresenta três variantes denominadas de: ponta, intermédio e vazio. Na variante ponta, foram dimensionadas as baterias de condensadores para o nível de carga ponta, e em seguida foram escolhidos os escalões dessas baterias para os restantes níveis de carga (intermédio e vazio). Na variante intermédio foram dimensionadas as baterias de condensadores para o nível de carga intermédio e em seguida foram escolhidos os escalões dessas baterias para os restantes níveis de carga (ponta e vazio). Analogamente efectuou-se o mesmo processo para a variante vazio. Com a obtenção destas três variantes, pretende-se avaliar o impacto da selecção e dimensionamento das baterias de condensadores para diferentes níveis de carga. Desta forma obtêm-se quatro conjuntos de soluções, sendo um conjunto referente à abordagem I e os outros referentes às três variantes da abordagem II. Em cada conjunto, são definidas as baterias de condensadores e os respectivos escalões

que devem estar em funcionamento nos diferentes níveis de carga, para diferentes níveis de compensação de factor de potência.

É de salientar que no caso base original da rede, as cargas apresentavam uma $\tan \varphi$ média aproximadamente igual a 0,75, tendo em conta os dados fornecidos da ELECTRA. O caso base corresponde ao estado inicial da rede, onde nos diversos níveis de carga ainda não foram inseridas as baterias de condensadores. Optou-se por aplicar numa primeira fase as abordagens propostas ao caso base original da rede. Em seguida, reduziu-se o valor da $\tan \varphi$ de todas as cargas, do caso base da rede, para o valor de 0,4. Optou-se por reduzir este valor, uma vez que o valor original da $\tan \varphi$ média das cargas era pouco elevado. A redução da $\tan \varphi$ das cargas foi conseguida à conta da redução da potência reactiva de cada carga. Com esta alteração tem-se como objectivo comparar os resultados obtidos a partir dos dois casos base e assim avaliar a sensibilidade e robustez dos mesmos, face à alteração da $\tan \varphi$ das cargas.

Na Figura 4.7, pode ser observado um diagrama para melhor compreender o número total de conjuntos de soluções que foram obtidos.

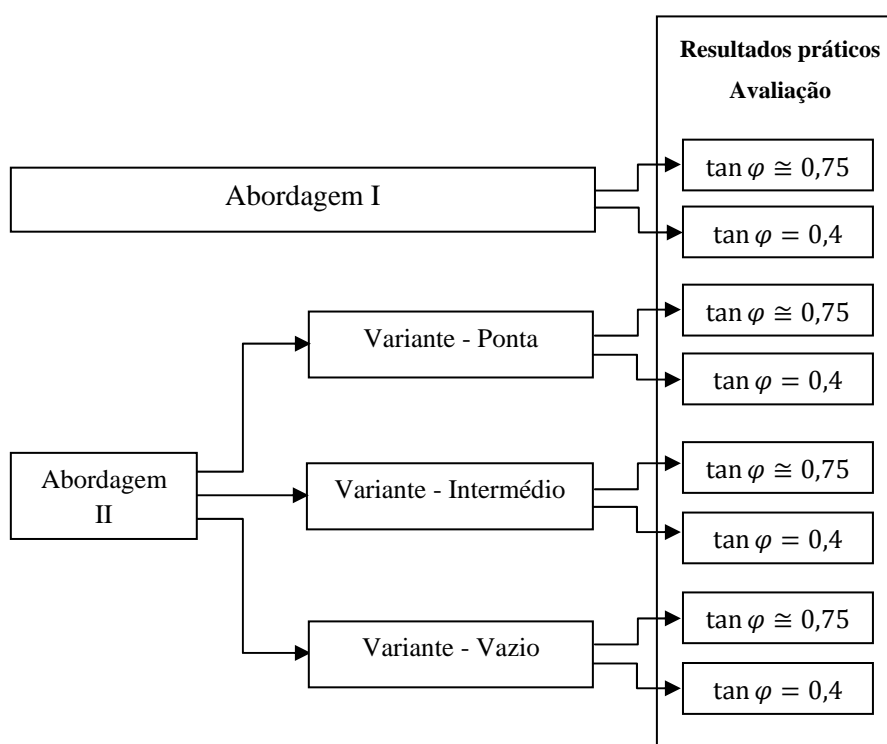


Figura 4.7 – Conjuntos de soluções obtidos através da aplicação das abordagens I e II.

Em suma neste trabalho serão analisados os resultados obtidos para a compensação de factor de potência e serão comparadas as duas abordagens, pelo que será efectuada uma avaliação dos resultados práticos obtidos. No mesmo sentido será avaliada a influência da modificação da $\tan \varphi$ das cargas no caso base da rede.

4.5.1. Teóricos

Na presente Subsecção serão reportados e analisados os resultados teóricos obtidos na aplicação das abordagens, para efectuar a selecção das baterias de condensadores. Estes correspondem aos resultados obtidos para a compensação do factor de potência, através resolução do problema OPF, para diferentes níveis de carga (ponta, intermédio e vazio) e de C_{CRi} . Os resultados teóricos reportados nesta Subsecção têm em conta o caso base da rede original, onde a $\tan \varphi$ média das cargas era aproximadamente igual a 0,75.

Para definir o número de níveis de compensação de factor de potência que iriam ser calculados foi necessário determinar $C_{CRi}max$ para cada nível de carga, tal como indicado na explicação das abordagens. Verificou-se que para ponta $C_{CRi}max=13$, para o intermédio $C_{CRi}max=9$ e para o vazio $C_{CRi}max=4$. De forma a obter um número moderado de níveis de compensação de factor de potência definiu-se que $\Delta C_{CRi}=1$.

Os resultados teóricos obtidos para os diferentes valores de C_{CRi} e diferentes níveis de carga encontram-se no Apêndice A.

Através dos resultados das Tabelas A.A.1, A.A.2 e A.A.3 presentes no Apêndice A, é possível verificar qual a evolução da selecção dos barramentos onde ocorre a compensação do factor de potência. Na Figura 4.8, encontra-se um esquema exemplificativo da evolução de compensação do factor de potência nos diversos barramentos, com a diminuição de C_{cri} .

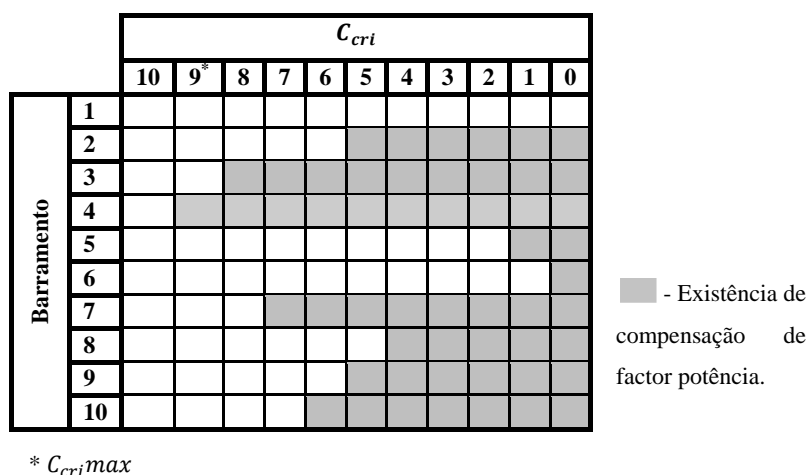


Figura 4.8 – Esquema exemplificativo da selecção dos barramentos onde ocorre a compensação de factor potência em função do C_{CRi} .

Tendo em conta os resultados obtidos, verifica-se que quando num barramento existe a compensação de factor de potência para um dado valor C_{CRi} , então com diminuição de C_{CRi} , continuará a existir a compensação nesse barramento. Além disso, constata-se que a potência reactiva das

baterias de condensadores teóricas inseridas em cada barramento tenderá a aumentar. Também se constata que com a diminuição de C_{CRi} , existe um aumento do número de barramentos onde ocorre a compensação. Isto permite que se possa definir uma ordem ou sequência sobre quais os barramentos onde deve ocorrer compensação, com o aumento dos valores da potência reactiva total a instalar.

Esta ordem pode ser determinada através dos resultados das tabelas presentes no Apêndice A, observando quais os barramentos onde ocorre a compensação de factor potência com a diminuição de C_{CRi} . Para simplificar encontra-se indicado na Figura 4.9 a frequência absoluta do número de vezes que ocorreu a compensação de factor de potência nos diversos barramentos, para o nível de carga ponta, intermédio e vazio. Essa frequência foi calculada, tendo em conta os diversos níveis de compensação de factor potência obtidos.

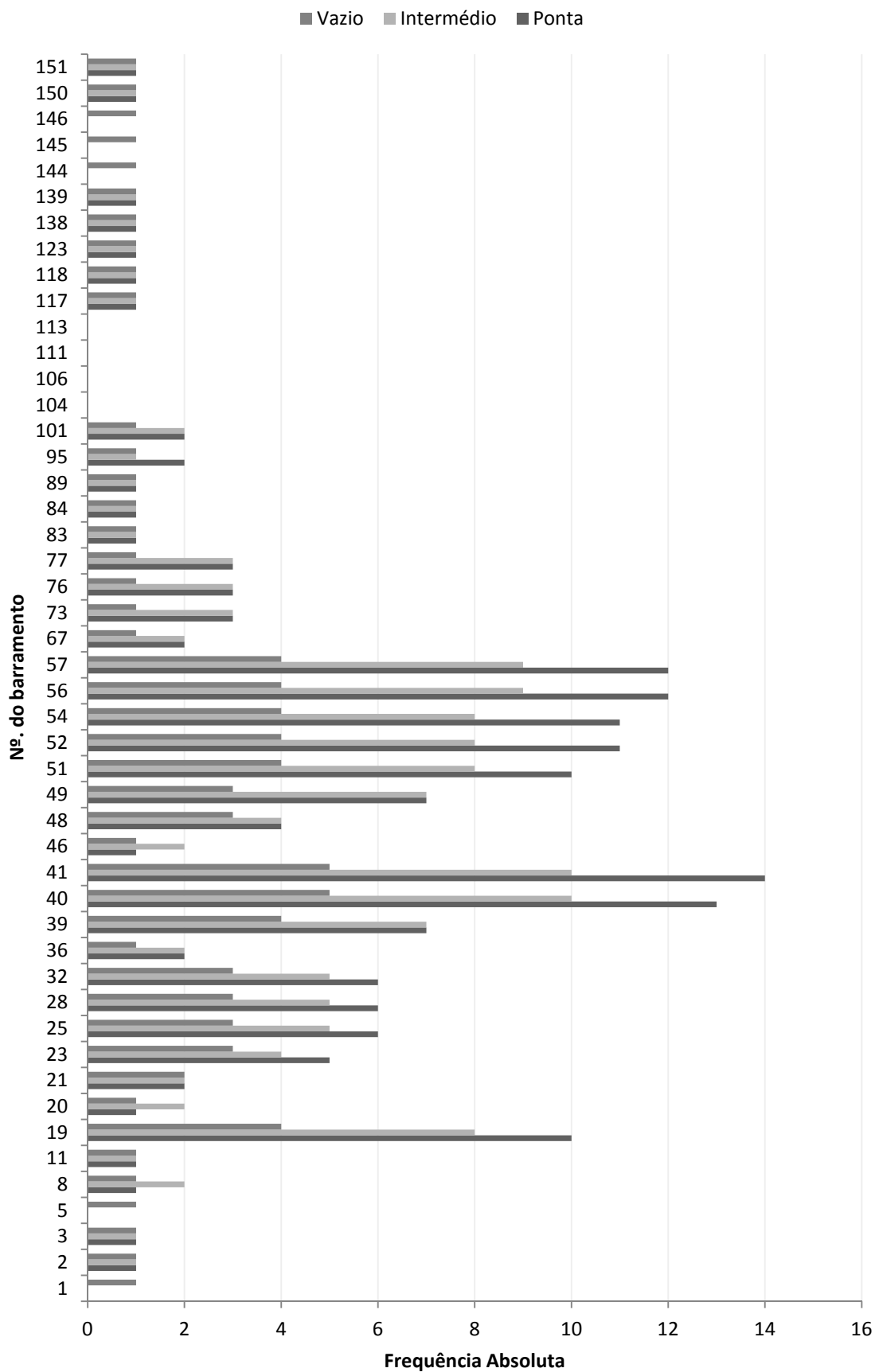


Figura 4.9 – Frequência absoluta do número de vezes que ocorreu a compensação de factor de potência em cada barramento, nos diversos valores de C_{Ri} usados, para os níveis de carga: ponta, intermédio e vazio.

Verifica-se que os barramentos que possuem uma maior vantagem para a existência de compensação de factor de potência tendem a ser os barramentos 41 e 40, seguidos dos 56, 57, 52, 54, 51 e 19, uma vez que são estes os barramentos que possuem os valores mais elevados associados à frequência absoluta.

Os resultados do Apêndice A, bem como da Figura 4.9, mostram que a forma como evolui a selecção dos barramentos onde ocorre a compensação de factor de potência, para os três níveis de carga, é semelhante. Isto releva consistência dos resultados na identificação dos barramentos mais favoráveis para a compensação do factor de potência.

Através dos resultados presentes no Apêndice A, constata-se que para o mesmo valor de C_{CRI} , à medida que se reduz o nível de carga, reduz-se também a potência reactiva que é obtida para as baterias de condensadores teóricas nos diversos barramentos. Paralelamente também ocorre uma diminuição do número de barramentos onde são inseridas essas baterias. Isto acontece, pois com a redução do nível de carga, reduz-se o custo de combustível associado à geração, pelo que o mesmo valor C_{CRI} torna-se mais penalizador na função objectivo. Assim, o valor total da potência reactiva inserida na rede para a compensação de factor de potência tende a diminuir, de forma a diminuir essa penalização. Por outro lado como potência reactiva existente na rede é reduzida com a redução do nível de carga, então não é necessário inserir na rede uma potência reactiva tão elevada para a compensação de factor de potência.

É notório que a nível da localização dos barramentos, se verifica a existência de uma maior frequência de compensação de factor de potência no nível de tensão de 6,3 kV. Estes resultados são coerentes com o facto de que a 6,3 kV as correntes que circulam nos cabos e linhas serem mais elevadas, quando comparadas com aquelas existem a nível de 20 kV. Uma vez que as correntes são mais elevadas, a potência activa de perdas nesse nível de tensão, mais baixo, será também mais elevada. Logo, a compensação neste nível de tensão torna-se mais favorável, pois esta permitirá uma maior redução dos custos de combustível associados à geração de energia eléctrica. Os resultados também indicam a compensação de factor de potência para o nível de tensão de 20 kV, no entanto só para valores de C_{CRI} mais baixos. Isto significa que só quando se está a efectuar uma elevada compensação de factor de potência na rede é que se torna indicada a compensação nos 20 kV.

De forma a determinar quais as zonas da rede mais favoráveis para a compensação do factor de potência, dividiu-se a mesma em várias zonas, tal como indicado no Apêndice B. Em seguida foi calculada a frequência absoluta de ocorrências de compensação de factor de potência nos barramentos dessas zonas. No cálculo do valor da frequência absoluta obtida para cada zona,

foram contabilizadas as ocorrências de compensação para os níveis de carga de ponta, intermédio e vazio em função de C_{CRI} , estando esses resultados presentes na Tabela 4.VIII.

Tabela 4.VIII - Frequência absoluta de compensação do factor de potência, para cada zona da rede equivalente de São Vicente.

Zona	C_{CRI}													
	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
1			2	4	5	7	10	10	12	12	19	20	22	24
2	1	1	2	2	3	4	4	6	6	8	8	9	11	12
3														3
4														3
5									1	5	8	8	14	18
6					1	1	2	2	2	2	3	3	3	3
7														9
8														9
9														9
10														3
11														3
12														
13													2	6
14														3
15														3
16												4	6	8
17													2	3

Através dos resultados da Tabela 4.VIII, verifica-se que as zonas onde existe uma maior vantagem para efectuar a compensação são notoriamente as 2, 1, 6 e 5. No geral estas zonas contêm troços onde as impedâncias são mais elevadas, e onde a rede apresenta uma estrutura mais radial, o que promove a existência de um maior valor de perdas por efeito de Joule.

Ao analisarem-se os resultados com mais pormenor nas diversas zonas, constata-se que a compensação tende a iniciar-se nos barramentos mais afastados da geração, prosseguindo com o aumento do nível de compensação para os barramentos mais próximos desta.

4.5.2. Práticos

Nesta Subsecção pretendem-se analisar os resultados que se obtém através da aplicação das abordagens I e II, ou seja, pretende-se analisar os resultados práticos. Estas abordagens foram aplicadas à rede, considerando o caso base da rede original de São Vicente, ou seja, onde a $\tan \phi$ média das cargas era aproximadamente igual a 0,75.

A potência total das baterias de condensadores escolhidas para cada barramento, bem como os respectivos escalões que estão em funcionamento nos diversos níveis de carga, e para os diferentes níveis de compensação de factor potência, encontram-se:

- No Apêndice C para abordagem I;
- No Apêndice D para a abordagem II na variante ponta;
- No Apêndice E para a abordagem II na variante intermédio;
- No Apêndice F para abordagem II na variante vazio;

Analisando os resultados práticos obtidos nas diversas abordagens, verifica-se que inserção de baterias de condensadores reais nos diversos barramentos apresenta uma evolução semelhante à dos resultados teóricos. Este facto é coerente, pois foi através dos resultados teóricos que foram escolhidas essas baterias de condensadores.

Através os resultados obtidos para a abordagem II na variante vazio, verifica-se que não existem alterações significativas nos escalões das baterias de condensadores comutáveis em funcionamento, nos diferentes níveis de carga. Estas baterias de condensadores foram dimensionadas para o nível de carga vazio, que corresponde ao nível mais baixo de carga. Uma vez que nos restantes níveis de carga, a potência em cada barramento irá aumentar, então o mais acertado será manter as baterias a funcionar à sua potência máxima, de forma tirar o máximo proveito da sua utilização. Por outro lado, quando as baterias de condensadores são dimensionadas para os níveis mais elevados de carga, começam a existir algumas alterações nos seus escalões nos restantes níveis de carga. Essas alterações são mais acentuadas à medida que C_{CRi} diminui. Como a potência reactiva das baterias de condensadores dimensionada para o nível de carga mais elevado, tende a ser também mais elevada, então nos níveis de carga mais baixos, isto pode conduzir a um aumento do custo de geração, ou até por outro lado a violações das restrições da rede. Daí que as primeiras alterações que ocorram nos escalões das baterias de condensadores, para os diferentes níveis de carga, tendam a iniciar-se nos níveis mais baixos de carga.

Em alguns dos casos da abordagem II e suas variantes, verifica-se que a potência das baterias de condensadores comutáveis não varia nos diferentes níveis de carga, pelo que nesses casos poderia ser mais económica uma solução onde fosse escolhida uma bateria de condensadores não comutável.

No que toca à abordagem I, é de salientar que em comparação com os resultados da abordagem II, existem mudanças mais acentuadas nos escalões das baterias de condensadores nos diversos níveis de carga.

Em seguida será efectuada uma análise do investimento efectuado em cada nível de compensação de factor de potência. Os valores do investimento referidos podem ser consultados nos Apêndices C, D, E e F. A partir dos resultados presentes nos Apêndices mencionados, constata-se que com o aumento do nível de compensação, existe em praticamente todas as situações um aumento do investimento.

Seguidamente serão apresentados gráficos com que expressam os resultados obtidos através da abordagem I e II. Nestes gráficos não estão introduzidos os pontos que correspondem ao nível de compensação mais elevado, ou seja onde $C_{CRi}=0$. Neste nível de compensação, existe a inserção de baterias de condensadores na rede num elevado número de barramentos. Isto faz com que o investimento efectuado seja bastante elevado face aos restantes níveis, o que origina um afastamento deste ponto em relação aos restantes. Como este cenário corresponde a uma opção pouco realista e visto que caso fossem inseridos estes pontos dificultar-se-ia a interpretação e qualidade dos gráficos, então optou-se por não inclui-los¹.

Na Figura 4.10 podem ser observados os resultados para as duas abordagens, do benefício actualizado/investimento, em função do investimento, obtidos para os diferentes níveis de compensação de factor de potência.

¹ Para incluir estes pontos, seria adequado o uso de um ΔC_{CRi} mais baixo, de forma a se obter um maior número de níveis de compensação de factor de potência e assim existir uma evolução mais gradual nos investimentos efectuados.

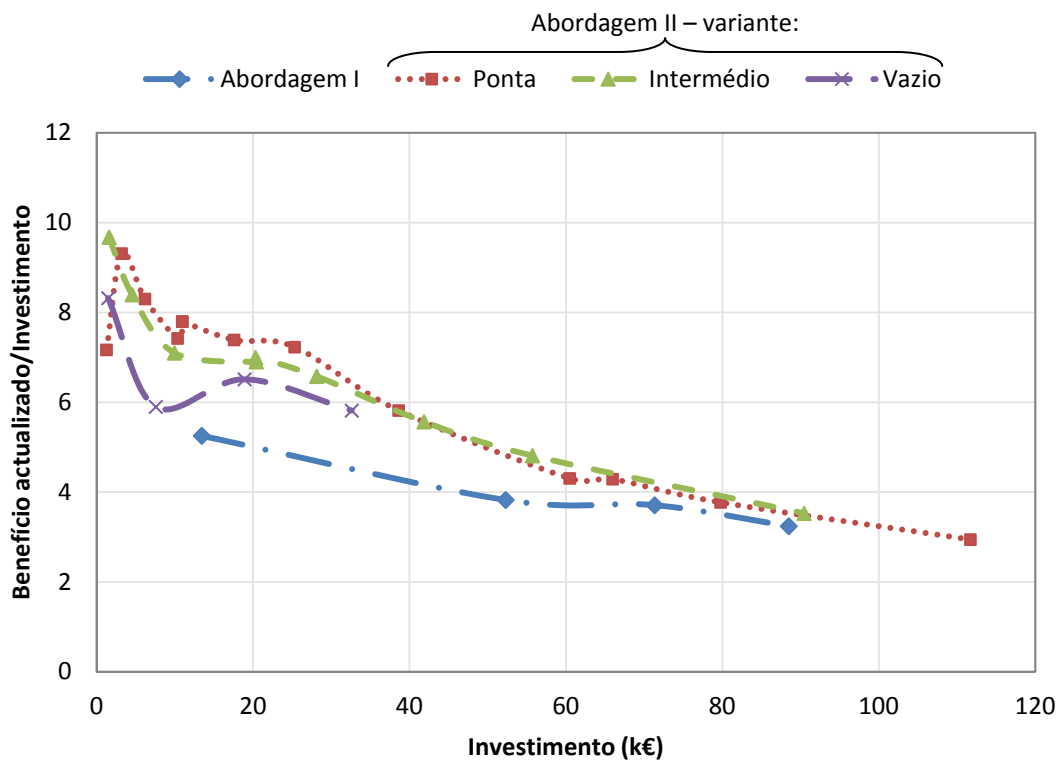


Figura 4.10 - Benefício actualizado/investimento em função do investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio.

Os resultados presentes no gráfico da Figura 4.10 mostram que nas duas abordagens, os valores mais elevados de benefício/investimento tendem a surgir para os níveis mais baixos de compensação de factor potência, ou seja, para os investimentos mais reduzidos. Assim à medida que o investimento aumenta, tende a existir uma diminuição do benefício actualizado/investimento.

É possível concluir que a abordagem I é aquela onde se obtêm os valores mais reduzidos de benefício actualizado/investimento face ao mesmo investimento.

O benefício actualizado/investimento permite identificar os níveis de compensação ou investimentos, que geram um maior benefício por unidade de investimento. No entanto, para melhor analisar o investimento de um dado projecto é conveniente analisar a evolução do VAL, cujos resultados, para as duas abordagens, podem ser observados na Figura 4.11.

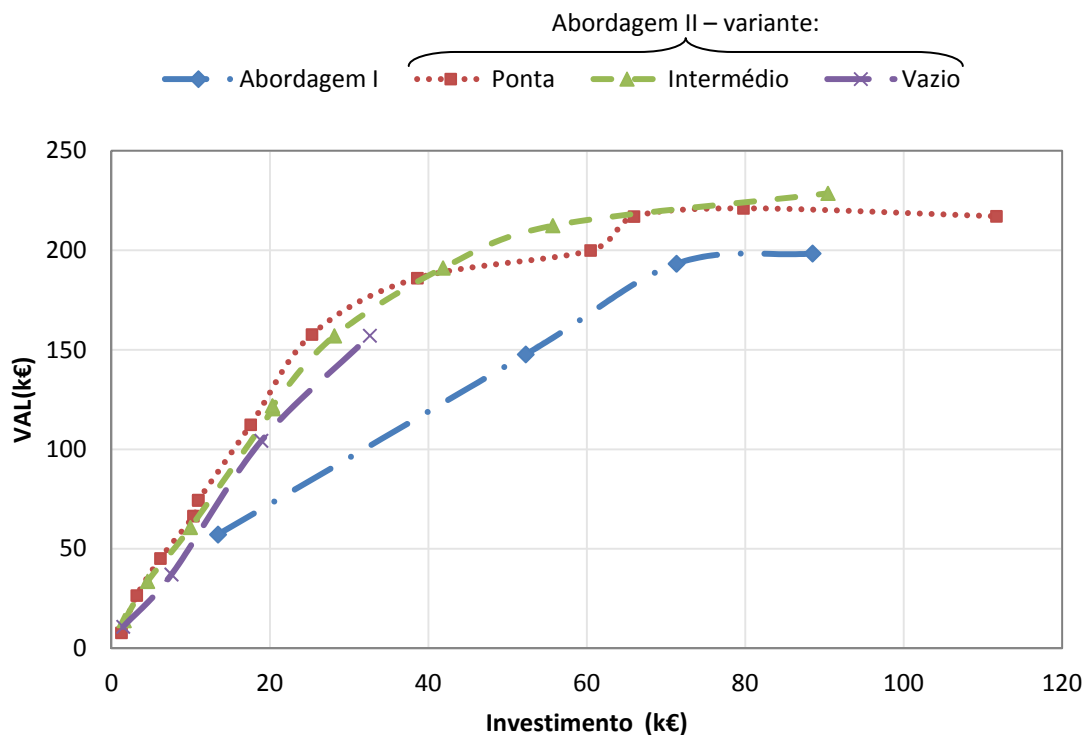


Figura 4.11 – VAL em função do investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio.

Com a análise do gráfico presente na Figura 4.11, verifica-se que existe uma evolução das curvas, semelhante à de uma curva côncava¹.

Em ambas as abordagens constata-se que para uma determinada gama de investimento, o ritmo de crescimento do VAL em relação ao investimento, vai-se mantendo praticamente constante. Ultrapassado o investimento dessa gama, verifica-se que passa a existir um aumento do investimento superior ao aumento do VAL. Isto significa que o investimento efectuado no aumento do nível de compensação é superior ao aumento do benefício.

É possível constatar, através dos resultados obtidos, que a abordagem I é aquela que face ao mesmo investimento origina o menor VAL.

No que toca à abordagem II, verifica-se que as curvas obtidas nas três variantes são semelhantes e originam numa determinada gama de investimento soluções com valores do VAL aproximados. No entanto, à medida que aumenta o nível de compensação ou investimento, começam a existir diferenças mais acentuadas (não evidentes neste gráfico). Isto acontece, pois existe um conjunto de barramentos, onde a compensação de factor de potência promove uma redução mais acentuada da potência activa de perdas. No entanto, com o aumento do nível de compensação

¹ Caso neste gráfico fossem inseridos os resultados obtidos para $C_{CRi}=0$, o valor da VAL diminuiria em todas as curvas, o que realçaria a semelhança destas relação às curvas côncavas.

começam a ser compensados outros barramentos que já não contribuem tanto para a redução da potência activa de perdas. Desta forma, por exemplo, a abordagem II na variante em vazio tenderá a afastar-se primeiramente das restantes. Isto porque, para a mesma potência reactiva total instalada, nesta variante já podem ter sido compensados todos os barramentos “mais favoráveis”, enquanto na abordagem II na variante ponta e intermédio ainda não. Isto fará com que o valor do VAL tenda a diminuir primeiramente na abordagem II na variante em vazio face às restantes variantes, uma vez que a partir do momento que os barramentos “menos favoráveis” comecem a ser compensados, o aumento do investimento já não é tão acompanhado pelo aumento do benefício, o que leva o VAL a diminuir.

É de salientar, que na gama de investimento anteriormente referida, existe uma ligeira vantagem das variantes onde o dimensionamento das baterias de condensadores é efectuado para os níveis mais elevados de carga.

Além dos indicadores económicos anteriores procurou-se também analisar qual impacto da compensação de factor de potência na redução anual da potência activa de perdas. O cálculo da redução da potência activa de perdas para cada nível de compensação foi efectuado tal como indicado na equação (3.35).

$$Red. P_{loss} = \frac{\sum_j^m P_{lac}^j \cdot \Delta t_j - \sum_j^m P_{lbc}^j \cdot \Delta t_j}{\sum_j^m P_{lac}^j \cdot \Delta t_j} \cdot 100 \quad (3.35)$$

Na qual:

$Red. P_{loss}$	Redução anual da potência activa de perdas (%)
P_{lac}^j	Potência activa de perdas da rede, calculada através da resolução do problema OPF com a função objectivo de minimização de custos de combustível, antes da inserção de baterias de condensadores, para o nível de carga j (MWh)
P_{lbc}^j	Potência activa de perdas da rede, calculada através da resolução do problema OPF com a função objectivo de minimização de custos de combustível, depois da inserção de baterias de condensadores, para o nível de carga j (MWh)
Δt_j	Duração anual do nível de carga j (horas/ano)
m	Número total de níveis de carga

Na Figura 4.12, encontra-se um gráfico que permite ilustrar a evolução da redução anual da potência activa de perdas em função do investimento efectuado, para as duas abordagens.

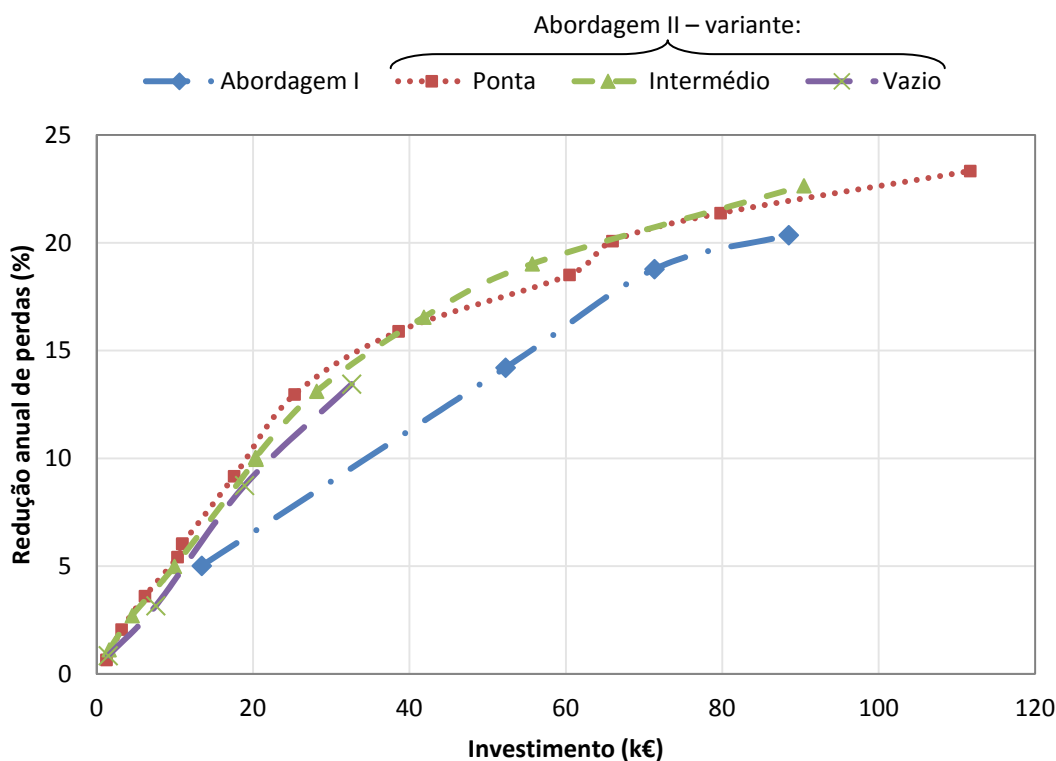


Figura 4.12 - Redução anual da potência activa de perdas (%) em função do investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio.

A partir do gráfico da Figura 4.12, observa-se que a redução da potência activa de perdas vai sempre aumentando com o aumento do investimento nas duas abordagens. No entanto, para uma determinada gama de investimento, constata-se que o aumento de investimento vai sendo acompanhado pelo aumento da redução anual de perdas. Ultrapassada essa gama de investimento, passa a existir um aumento de investimento mais elevado, face ao aumento da redução anual de perdas.

É de salientar que caso fosse efectuado um investimento nos níveis mais elevados de compensação de factor de potência ou seja onde $C_{CRi}=0$, o valor mais elevado da redução da potência activa de perdas que se conseguiria obter seria de 25%. Este valor seria obtido para abordagem II na variante ponta, no entanto seria necessário um investimento superior a 450 mil euros. Ao consultar o gráfico da Figura 4.12 verifica-se que para um investimento de 111 mil euros se consegue uma redução anual de perdas de aproximadamente 23% para a abordagem II na variante ponta. Desta forma pode-se constatar o quão desvantajosa seria a escolha do nível mais elevado de compensação, pois seria necessário um aumento de investimento superior a 300 mil euros, apenas para provocar um aumento da redução de perdas anuais em cerca de 2%.

Mais uma vez é possível constatar que para o mesmo investimento a abordagem I é a mais desvantajosa, uma vez que é a que produz uma menor redução anual da potência activa de perdas face ao mesmo investimento.

Além da redução anual de perdas, foi ainda calculada a $\tan(\varphi)$ média das cargas que se obtém após a compensação do factor de potência. O cálculo da $\tan(\varphi)$ para um dado nível de carga, foi efectuado tal como indicado na equação (3.36).

$$\tan(\varphi)_j = \frac{\sum_{i=0}^n Q_i^{load} - \sum_{i=0}^n Q_i^{bat.}}{\sum_{i=0}^n P_i^{load}} \quad (3.36)$$

Na qual:

$\tan(\varphi)_j$	Tan(φ) calculada para o nível de carga j
P_i^{load}	Potência activa de carga, no barramento i (MW)
Q_i^{load}	Potência reactiva de carga, no barramento i (MVar)
$Q_i^{bat.}$	Potência reactiva da bateria de condensadores, no barramento i (MVar)
n	Número total de barramentos

Para o cálculo da $\tan(\varphi)$ média, efectua-se o cálculo da $\tan(\varphi)$ para cada nível de carga e em seguida efectua-se a média ponderada, tal como indicado na equação (3.37).

$$\tan(\varphi)_{média} = \frac{\sum_j^m \tan(\varphi)_j \cdot \Delta t_j}{\sum_j^m \Delta t_j} \quad (3.37)$$

Na qual:

m	Número de níveis de carga
-----	---------------------------

Na Figura 4.13, encontra-se um gráfico que permite ilustrar a evolução da $\tan \varphi$ média das cargas em função do investimento efectuado em cada nível de compensação, para as duas abordagens propostas.

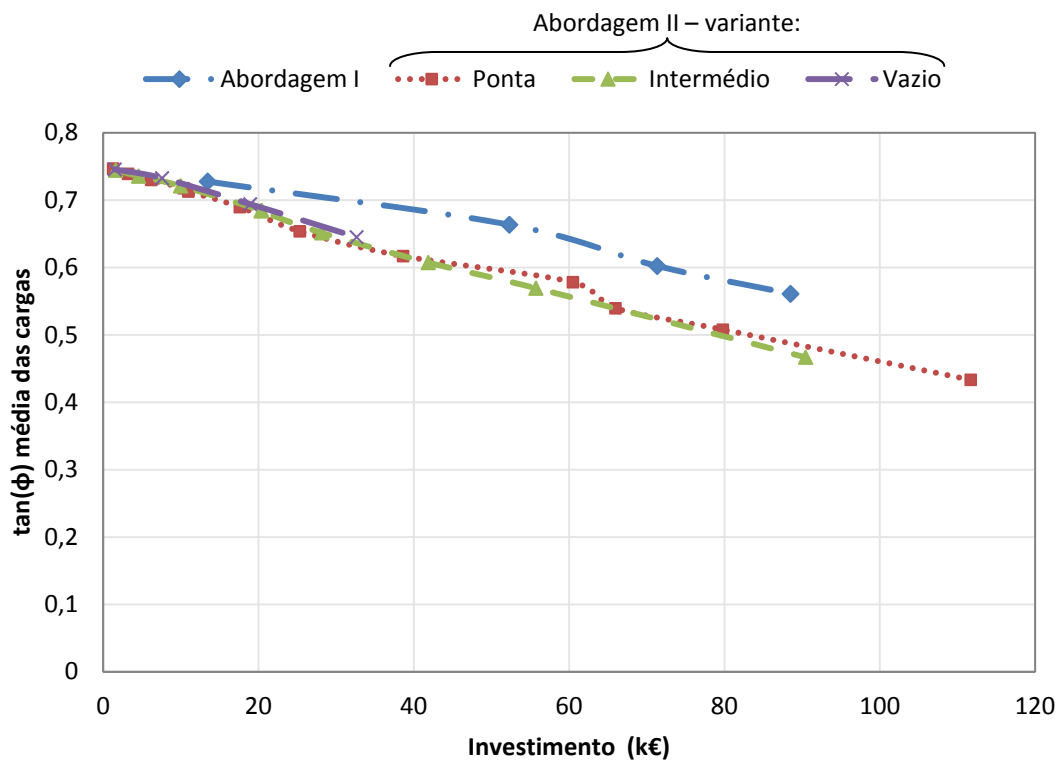


Figura 4.13 - $\tan \phi$ média das cargas em função do investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio.

Verifica-se, a partir do gráfico da Figura 4.13, que à medida que aumenta o investimento, proporciona-se, uma redução da $\tan \phi$, visto que, com o aumento do investimento tende a aumentar a potência reactiva total instalada nas baterias de condensadores inseridas na rede.

Neste gráfico destaca-se o facto de que para o mesmo investimento, a abordagem I ser a que proporciona uma menor redução da $\tan \phi$ média das cargas face ao mesmo investimento. Já nas variantes da abordagem II, verifica-se um comportamento bastante semelhante na redução da $\tan \phi$ média das cargas, com o aumento do investimento.

Na Figura 4.14, encontra-se um gráfico onde pode ser consultado o número de barramentos onde ocorreu a compensação do factor de potência em função do investimento efectuado, para cada abordagem.

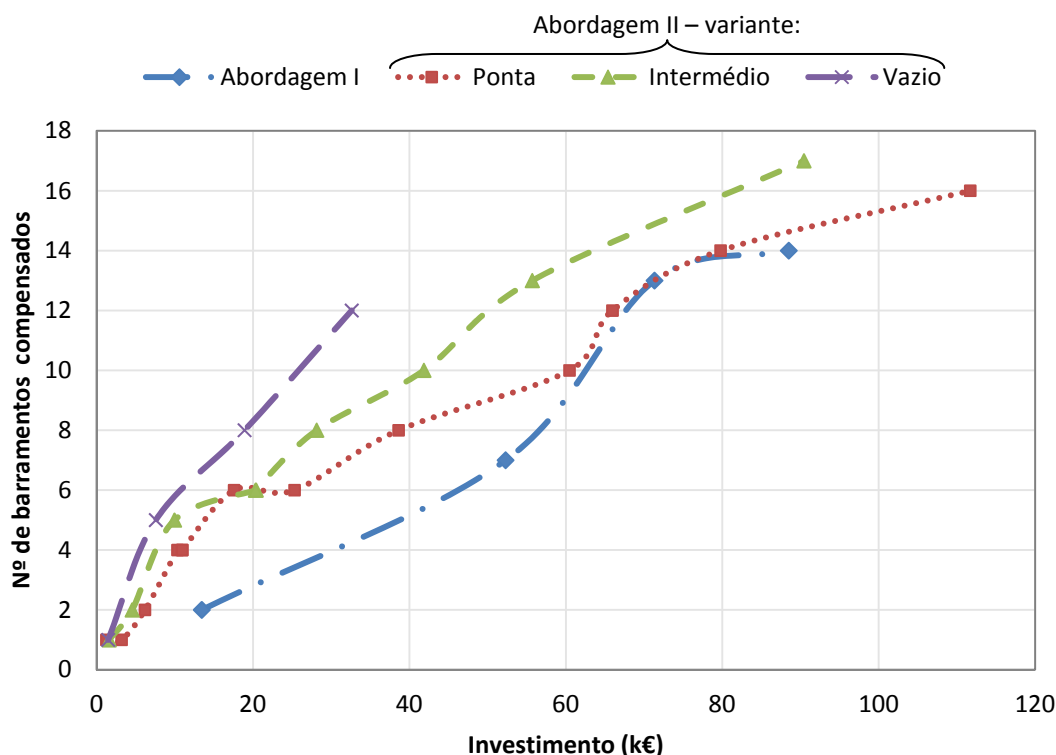


Figura 4.14 - Número de barramentos onde ocorreu a compensação do factor de potência em função investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio.

A partir dos resultados presentes na Figura 4.14, é possível constatar que a abordagem I é aquela que apresenta um menor número de barramentos compensados face ao mesmo investimento. Dentro da abordagem II, é possível verificar que com a diminuição do nível de carga para o qual é efectuado o dimensionamento das baterias de condensadores, tende a existir um aumento do número de barramentos compensados para o mesmo investimento. Isto está relacionado com o facto de quanto menor for o nível de carga, menores as perdas existentes, bem como a menor potência reactiva de carga. Isto quer dizer que para obter uma redução da potência activa de perdas semelhante às outras variantes, é necessário compensar um maior número de barramentos.

Se for efectuada uma comparação entre estes resultados e aqueles presentes na Figura 4.12, verifica-se que existe uma zona até um investimento de cerca de 20000 euros onde a redução anual de perdas promovida para abordagem II nas três variantes, tende a ser muito próxima. No entanto apesar da redução semelhante da potência activa de perdas, verifica-se que o número de barramentos compensados tende a ser diferente. Pode-se assim constatar que nesta zona existe um conjunto de soluções que apesar possuírem um diferente número de barramentos compensados, permitem obter uma redução anual de perdas, bem como valores do VAL, semelhantes.

Na Figura 4.15, encontra-se um gráfico onde estão presentes os valores da potência reactiva total das baterias de condensadores inseridas na rede, em função do investimento efectuado, para cada abordagem.

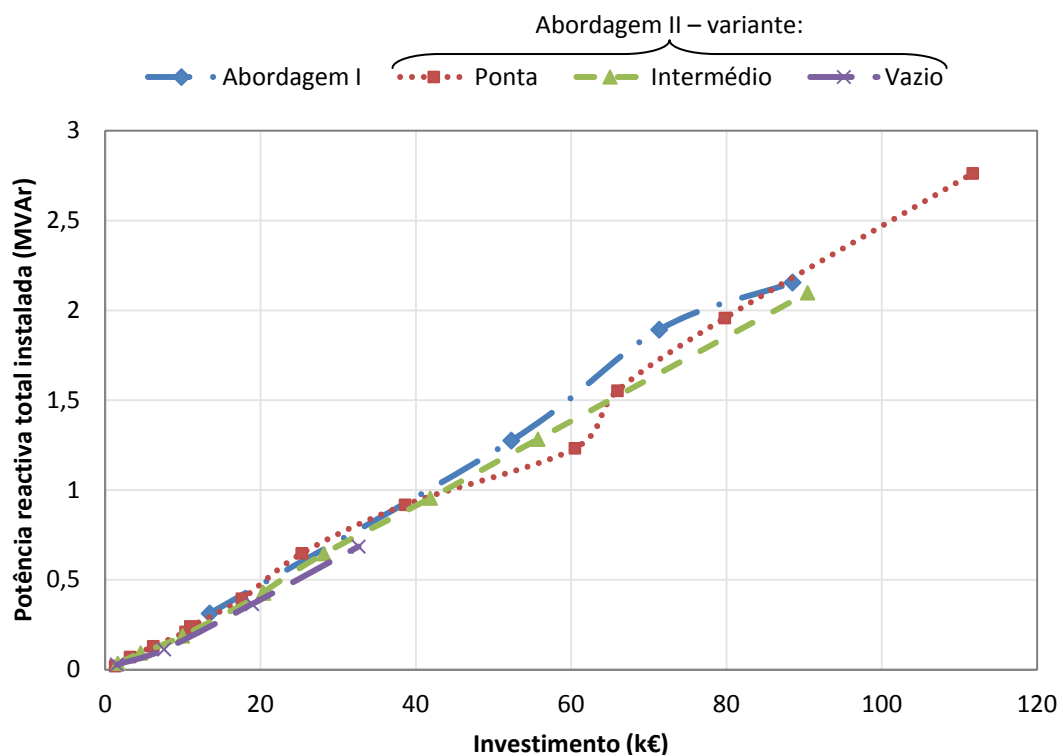


Figura 4.15 – Potência reactiva total instalada através das baterias de condensadores em função do investimento efectuado para as abordagens I e proposta II – variantes: ponta, intermédio e vazio.

Verifica-se que para o mesmo investimento, a potência reactiva total inserida através da inserção de baterias de condensadores, é semelhante para as duas abordagens. Isto vem, mais uma vez reforçar a desvantagem da abordagem I. Isto porque, apesar de ser inserida uma potência reactiva total próxima daquela inserida nas variantes da abordagem II, essa potência reactiva total não é usada da forma mais vantajosa, pois verificou-se através dos resultados anteriores que abordagem I era a mais desfavorável.

4.5.3. Sensibilidade dos resultados práticos em relação à $\tan \varphi$ média das cargas

Os resultados presentes na § 4.5.2 foram obtidos tendo em conta os dados fornecidos pela ELECTRA, onde a $\tan \varphi$ média das cargas do caso base rondava o valor 0,75. De forma a avaliar a robustez dos resultados, alterou-se o valor da $\tan \varphi$ de cada carga do caso base para 0,4. Em seguida aplicaram-se novamente as abordagens à semelhança do que foi efectuado anteriormente.

É de salientar que para este novo caso, optou-se por usar na aplicação das abordagens $\Delta C_{CRI} = 0,5$, uma vez que com $\Delta C_{CRI} = 1$, seria obtido um reduzido número de níveis de compensação de factor de potência.

Tendo em conta estas alterações, a potência total das baterias de condensadores escolhidas para cada barramento, bem como os respectivos escalões que estão em funcionamento nos diversos níveis de carga, e para os diferentes níveis de compensação de factor potência, encontram-se:

- No Apêndice G para abordagem I;
- No Apêndice H para a abordagem II na variante ponta;
- No Apêndice I para a abordagem II na variante intermédio;
- No Apêndice J para abordagem II na variante vazio;

Ao se compararem os resultados obtidos através da aplicação das abordagens para $\tan \varphi$ média das cargas com um valor de 0,75 e 0,4, verifica-se que a forma como se desenvolve a selecção dos barramentos onde são inseridas baterias de condensadores comutáveis é semelhante. No entanto, verifica-se que quando a $\tan \varphi$ das cargas foi alterada para 0,4, os valores da potência reactiva das baterias de condensadores foram no geral mais baixos. Isto acontece, pois a $\tan \varphi$ foi reduzida através da redução a potência reactiva de cada carga existente na rede. Essa redução conduz a que já não seja necessário inserir uma potência reactiva tão elevada nas baterias de condensadores.

Na Figura 4.16, podem ser observados os resultados das duas abordagens, para o benefício actualizado/investimento, em função do investimento.

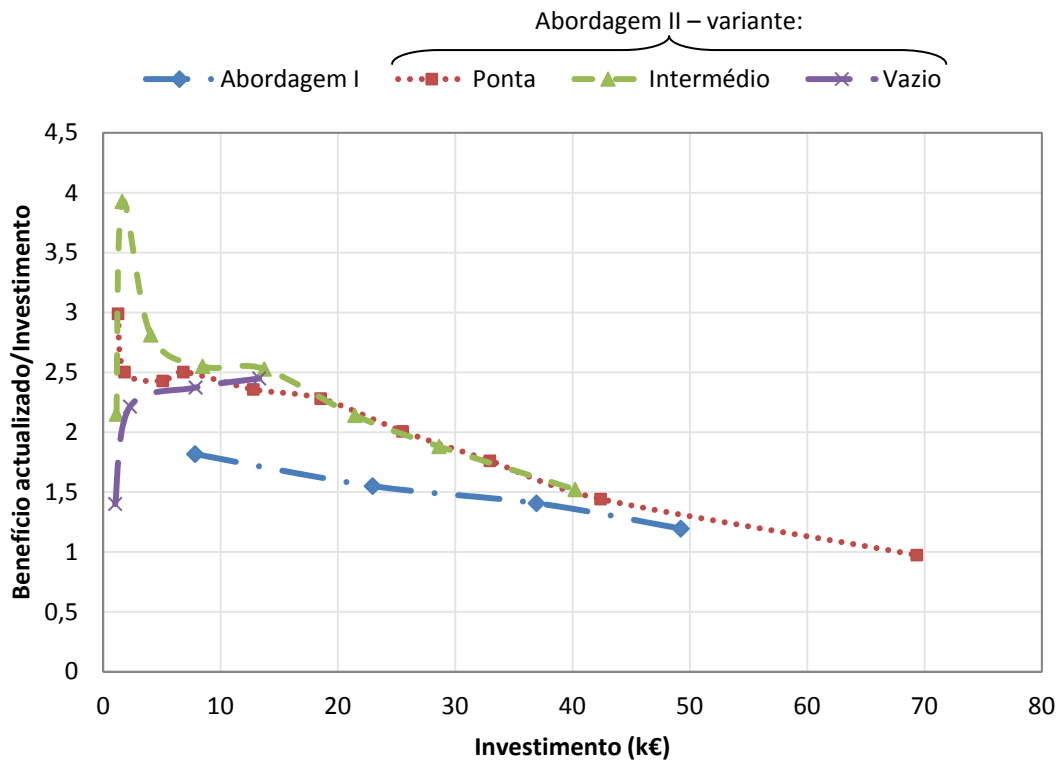


Figura 4.16 – Benefício actualizado/investimento em função investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio, considerando a $\tan \varphi$ das cargas do caso base = 0,4.

A partir da análise dos resultados presentes na Figura 4.16, verifica-se que existe uma evolução semelhante destes resultados face àqueles obtidos onde a $\tan \varphi$ média das cargas do caso base era aproximadamente 0,75 (Figura 4.10). Nesse sentido volta-se a constatar que a abordagem I continua a apresentar, para o mesmo investimento, os valores mais baixos do benefício actualizado/investimento.

É de salientar que com a redução da $\tan \varphi$ das cargas do caso base, obtêm-se valores mais baixos para o parâmetro do benefício actualizado/investimento. Com a redução da $\tan \varphi$ de cada carga existe uma diminuição das correntes que circulam na rede, o que conduz a uma redução da potência activa de perdas. Como a potência activa de perdas diminui, então já não é possível obter reduções do custo de combustível associado à geração de energia eléctrica tão acentuadas. Assim, o benefício obtido através da compensação de factor de potência é menor, o que explica a redução diminuição do benefício actualizado/investimento, com a diminuição da $\tan \varphi$ média das cargas.

Na Figura 4.17 encontra-se ilustrada com a evolução do VAL em função do investimento obtido para as duas abordagens.

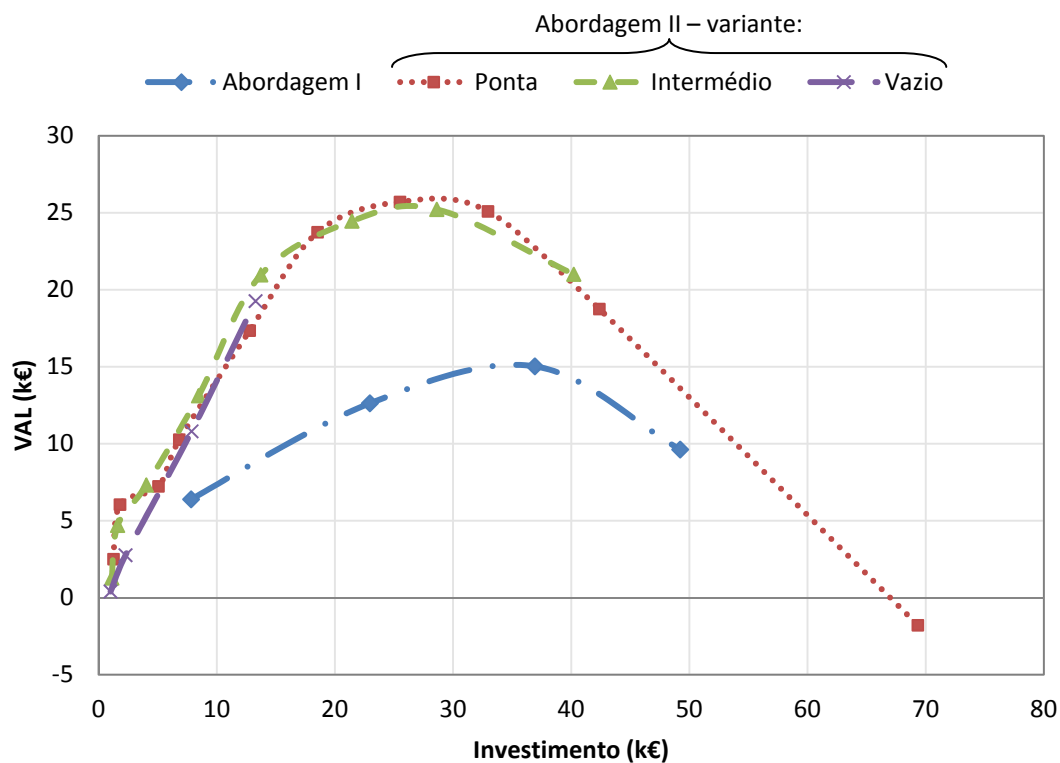


Figura 4.17 - VAL em função investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio, considerando a $\tan \varphi$ das cargas do caso base = 0,4.

A partir dos resultados presentes no gráfico da Figura 4.17, verifica-se que a evolução do VAL nas duas abordagens é semelhante àquela obtida para o caso onde a $\tan \varphi$ média das cargas tinha o valor de 0,75 (Figura 4.11).

Constata-se novamente que a abordagem I produz os valores mais baixos do VAL para o mesmo investimento.

Comparativamente aos resultados obtidos para a $\tan \varphi$ média das cargas de 0,75, verifica-se que ocorreu uma diminuição dos valores do VAL para cada abordagem. Com a diminuição da $\tan \varphi$ das cargas, diminui também a potência activa de perdas da rede, o que contribui assim para uma redução dos benefícios obtidos através da compensação do factor de potência. Desta forma existe uma diminuição dos valores obtidos para o VAL, com a redução da $\tan \varphi$ média das cargas do caso base da rede.

Na Figura 4.18 ilustra-se a evolução da redução anual da potência activa de perdas em função do investimento efectuado para as duas abordagens.

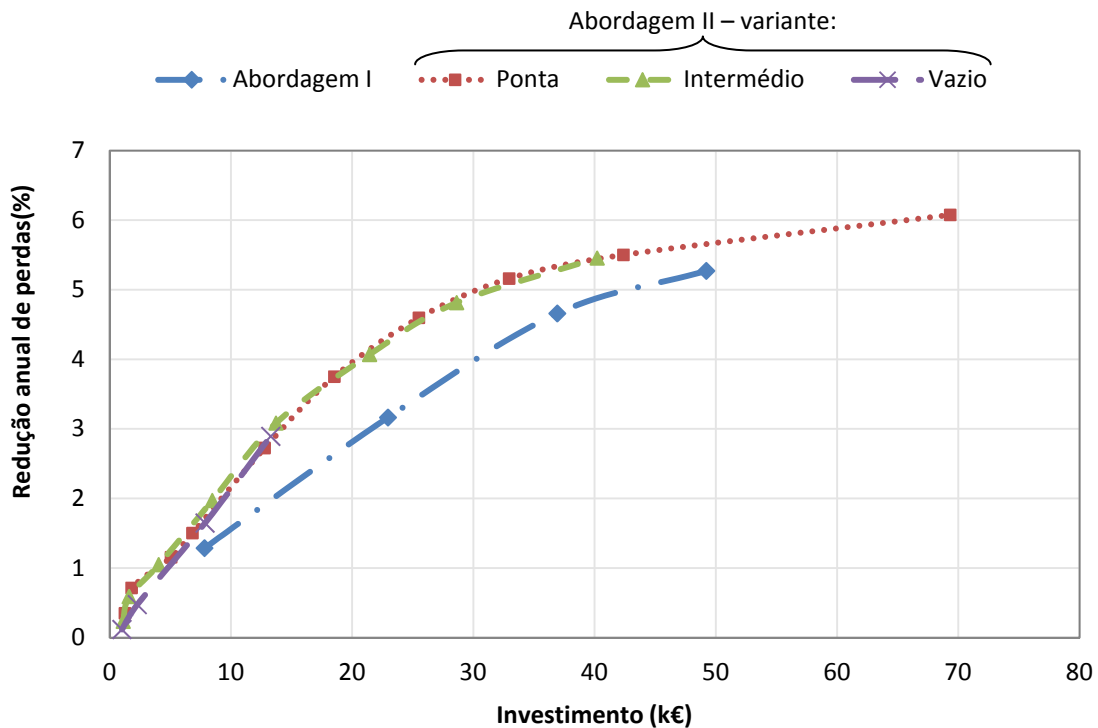


Figura 4.18 - Redução anual da potência activa de perdas (%) em função investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio, considerando a $\tan \varphi$ das cargas do caso base = 0,4.

Verifica-se novamente uma evolução semelhante àquela observada para a $\tan \varphi$ média das cargas de 0,75 (Figura 4.12). É notório mais uma vez a desvantagem da abordagem I face às restantes, perante o mesmo investimento.

É de salientar que os resultados da redução anual de perdas obtidos para a $\tan \varphi$ das cargas do caso base com o valor de 0,4 são mais reduzidos do que para o caso original onde a $\tan \varphi$ média das cargas rondava os 0,75. Essa redução deve-se ao facto do trânsito de energia reactiva diminuir com a redução da $\tan \varphi$ das cargas, o que leva a que compensação de factor potência não permita obter um efeito tão acentuado na redução da potência activa de perdas.

Na Figura 4.19, encontra-se um gráfico com a evolução $\tan \varphi$ média das cargas em função do investimento efectuado para as duas abordagens propostas.

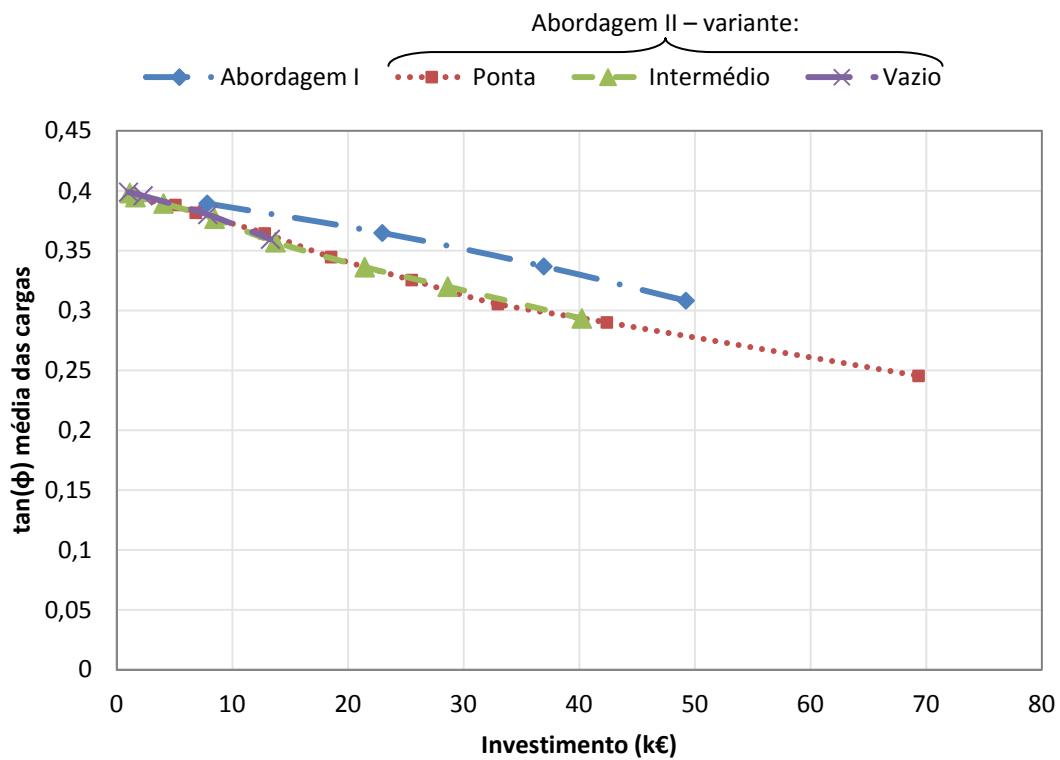


Figura 4.19 - $\tan \phi$ média das cargas em função do investimento para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio, considerando a $\tan \phi$ das cargas do caso base = 0,4.

Observa-se novamente uma evolução das curvas semelhante àquela observada na Figura 4.13, verificando-se mais uma vez que face ao mesmo investimento a abordagem I é aquela que origina uma menor redução da $\tan \phi$ para o mesmo investimento.

Na Figura 4.20, encontra-se é ilustrada a evolução número de barramentos onde ocorreu a compensação de factor de potência, em função do investimento efectuado, para as duas abordagens.

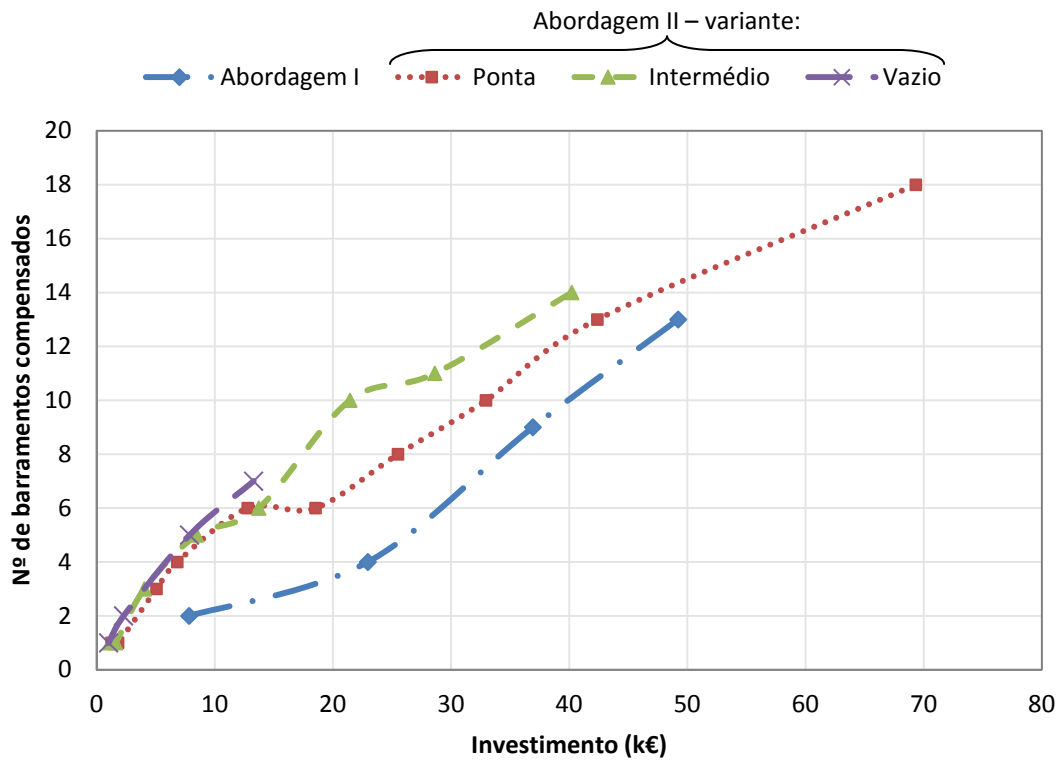


Figura 4.20 - Número de barramentos onde ocorreu a compensação do factor de potência, em função do investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio, considerando a $\tan \varphi$ das cargas do caso base = 0,4.

A partir dos resultados presentes no gráfico da Figura 4.20, constata-se que a evolução das curvas é semelhante àquela obtida quando $\tan \varphi$ média das cargas do caso base tomava o valor de 0,75 (Figura 4.14). Verifica-se novamente, que para o mesmo investimento, existe uma tendência de aumento do número de barramentos onde ocorre a compensação do factor de potência, com a diminuição do nível de carga para o qual são dimensionadas as baterias de condensadores na abordagem II. Volta-se a observar que na abordagem I ocorre, para o mesmo investimento, a compensação de factor potência num menor número de barramentos, em relação à abordagem II.

Na Figura 4.21, encontra-se um gráfico onde pode ser observada a evolução da potência reactiva total das baterias de condensadores inseridas na rede, em função do investimento efectuado, para as duas abordagens.

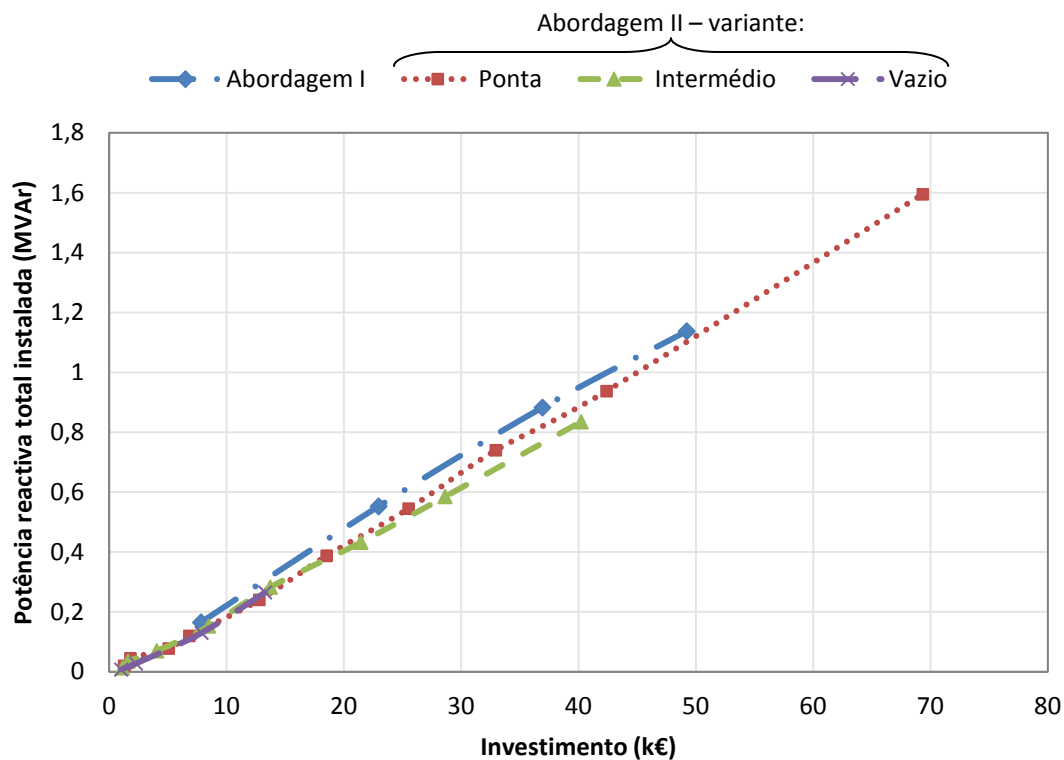


Figura 4.21 – Potência reactiva total instalada nas baterias de condensadores em função do investimento efectuado para as abordagens I e II – variantes: ponta, intermédio e vazio, considerando a $\tan \varphi$ das cargas do caso base = 0,4.

Analisando os resultados presentes na Figura 4.21, verifica-se que à semelhança dos resultados presentes na Figura 4.15, os valores de potência reactiva total inserida para o mesmo investimento, tendem a ser próximos na duas abordagens. No entanto, a abordagem I apresenta uma potência reactiva total instalada ligeiramente mais elevada. Apesar disso esta abordagem revela-se a mais desvantajosa, tendo em conta os resultados analisados anteriormente.

4.6. Análise global dos resultados

A partir dos resultados obtidos, verificou-se que a evolução da VAL nas diversas abordagens originou uma curva com uma forma côncava. Isto revela que o aumento da redução da potência activa de perdas vai sendo acompanhado pelo aumento do investimento só até um determinado valor. Quando esse é ultrapassado, o aumento do investimento origina um cada vez menor aumento da redução da potência activa de perdas, o que faz com que o VAL tenda a diminuir.

Verificou-se que em ambas as abordagens foi realizada uma identificação semelhante, dos barramentos onde ocorre a compensação do factor de potência. Os valores obtidos para a potência reactiva total instalada nas baterias de condensadores, foram próximos nas duas abordagens para mesmo investimento. No entanto, verificou-se que na abordagem I, existia a tendência para que compensação do factor de potência ocorresse num menor número de barramentos. Ao se compa-

rem as abordagens I e II verificou-se que a abordagem I foi aquela que revelou ser a mais desvantajosa. Isto porque, a abordagem I revelou-se sempre menos eficiente no modo como eram operadas as baterias de condensadores nos diferentes níveis de carga. Isto acontece, pois os escalões das baterias de condensadores são escolhidos, a partir dos resultados teóricos obtidos na resolução do problema OPF, para o mesmo C_{CRI} usado para dimensionado das baterias de condensadores. Isto significa que está a ser imposto um “custo” ou penalização na função objetivo pelo facto de ser escolhida uma potência para o funcionamento das baterias de condensadores. Por outras palavras, na abordagem I é como se as baterias de condensadores dimensionadas para o nível de carga ponta, possuíssem uma limitação que leva a que estas não sejam usadas até à sua potência máxima nos restantes níveis de carga. Desta forma os resultados obtidos são penalizados, pois como as baterias de condensadores dimensionadas não são usadas na sua plenitude em todos os níveis de carga, então não se conseguem obter reduções de custos tão acentuadas. No caso da abordagem II, as baterias de condensadores são dimensionadas para um determinado nível de carga e para um dado valor de C_{CRI} . Nos restantes níveis de carga, o C_{CRI} usado na resolução do problema OPF passa a ser nulo, pelo que a potência teórica de funcionamento dessas baterias de condensadores é obtida sem que exista uma penalização ou “custo”. Desta forma são usadas as capacidades das baterias de condensadores adquiridas na sua plenitude, de forma a ser obtido o menor custo de combustível associado à geração de energia eléctrica em todos os níveis de carga.

Verificou-se que os resultados obtidos para as duas abordagens, aquando da alteração da $\tan \varphi$ média das cargas do caso base são robustos, uma vez que é efectuada uma identificação semelhante dos barramentos onde deve ser realizada a compensação de factor potência. Com a redução da $\tan \varphi$ do caso base, verificou-se que não se conseguem reduzir tanto os custos de geração de energia eléctrica. Isto promoveu a que se tenham obtido valores, como o do VAL, mais reduzidos, face aos valores obtidos para uma $\tan \varphi$ média das cargas do caso base mais elevada. Estes resultados são coerentes, pois quando foi efectuada a redução da $\tan \varphi$ das cargas do caso base, foi reduzida a potência reactiva das cargas, o que promoveu uma redução das correntes que transitam na rede. Desta forma passou a existir uma menor potência activa de perdas na rede, o que fez com que não fosse possível reduzir tanto o custo de combustível associado à geração de energia eléctrica, reduzindo assim o benefício inerente a compensação do factor de potência.

Na abordagem II constatou-se que à medida que diminui o nível de carga para o qual eram dimensionadas as baterias de condensadores, aumentava o número de barramentos onde ocorria a compensação do factor de potência, para o mesmo investimento. Esta característica é interessante, pois para determinados valores de investimento, existem soluções onde a compensação

de factor de potência num diferente número de barramentos, origina valores semelhantes de VAL. Por outras palavras pode ser adoptada uma de duas opções que originem valores aproximados do VAL, ou realizar a inserção de baterias de condensadores de potência mais elevada, num número mais reduzido de barramentos, ou realizar a inserção de baterias de condensadores de menor potência, num maior número de barramentos.

4.7. Selecção do nível de compensação de factor de potência

Através da aplicação das abordagens, foram definidos vários níveis de compensação do factor de potência. No entanto, para uma implementação prática é necessário escolher um deles. Tendo em conta os objectivos do investidor, pretende-se definir um conjunto de factores, de forma a ser realizada essa escolha. Esses factores serão definidos através de um conjunto de questões realizadas ao investidor. Com essa informação é posteriormente seleccionado o nível de compensação de factor potência, através dos gráficos obtidos na secção § 4.5.2. Essas questões encontram-se seguidamente enumeradas.

1. Existe um determinado orçamento disponível?

Com esta questão, pretende-se conhecer a gama de investimento admissível para realizar a compensação do factor de potência. Esta gama será útil, para que em conjunto com a informação obtida através das próximas questões, se consiga encontrar a solução mais adequada.

2. O objectivo do investimento é atingir a maior VAL?

Caso seja este o objectivo, poderá ser escolhido o nível de compensação do factor de potência, que origine o VAL mais elevado sem limitações de investimento ou o VAL mais elevado dentro de uma gama limitada de investimento

3. Pretende-se atingir uma determinada redução da potência activa de perdas?

Em função do valor pretendido, poderá ser determinado através dos gráficos, qual o nível de compensação de factor potência. Esta escolha poderá ser influenciada, pelo facto de existir ou não, um orçamento disponível.

4. Existe um valor a atingir relativamente à $\tan \varphi$ média das cargas?

Poderá ser pretendido por parte do investidor a redução da $\tan \varphi$ média das cargas para um determinado valor. Através dos gráficos, poderá ser identificado o nível de compensação de factor de potência que origine a $\tan \varphi$ média das cargas pretendida. Esta escolha poderá ser influenciada, pelo facto de existir ou não, um orçamento disponível.

Para exemplificar, considerou-se que atendendo às questões anteriores se pretende obter uma $\tan \varphi$ média das cargas, após a inserção das baterias de condensadores, de 0,5, não colocando

restrições na gama de investimento. Para seleccionar o respectivo nível de compensação de factor de potência, é necessário consultar a Figura 4.13. Tendo em atenção que a abordagem I não é tão benéfica, apenas será considerada a abordagem II. Para uma $\tan \varphi$ média das cargas com um valor de 0,5, verifica-se que será necessário um investimento de aproximadamente 80 k€, considerando o dimensionamento das baterias de condensadores para o nível de carga ponta (variante ponta). A variante intermédio também poderia ser uma possibilidade, uma vez que esta apresenta valores próximos aos da variante ponta. No entanto, para a variante intermédio não foi obtido um nível de compensação de factor potência, onde existisse uma $\tan \varphi$ média das cargas com o valor próximo a 0,5.

Através da Tabela 4.IX (excerto da Tabela A.D.1, presente no Apêndice D), é possível constatar qual a potência reactiva total das baterias de condensadores que devem ser adicionadas a cada barramento. É de salientar que na Tabela A.D.1, também se encontra a potência dos escalões das baterias de condensadores que devem estar em funcionamento nos diferentes níveis de carga da rede (intermédio e vazio). Através da operação das baterias de condensadores com os valores definidos para cada nível de carga, obtém-se uma $\tan \varphi$ média das cargas com um valor de 0,5, ao mesmo tempo que se proporciona uma redução dos custos associados aos gastos de combustível na geração de energia eléctrica.

Tabela 4.IX - Potência total das baterias de condensadores inseridas em cada barramento, de forma a obter a $\tan \varphi$ média das cargas com um valor de 0,5, na variante ponta.

Barramento nº	Q_{total}^{bat} ¹ (MVar)	Barramento nº	Q_{total}^{bat} (MVar)
19	0,7950	41	0,1275
23	0,0450	48	0,1075
25	0,0450	49	0,1850
28	0,0250	51	0,1000
32	0,0175	54	0,0275
39	0,2000	57	0,0275
40	0,1900	73	0,0650
Custo total (€)	79778,75		

¹ Potência reactiva total das baterias de condensadores instaladas.

Capítulo

5

Conclusões e desenvolvimentos futuros

Neste capítulo encontram-se as principais conclusões obtidas ao longo do trabalho desenvolvido nesta dissertação, bem como algumas sugestões para futuros desenvolvimentos.

5. Conclusões e desenvolvimentos futuros

Esta dissertação teve como objectivo explorar as potencialidades de aplicação do trânsito optimizado de energia (*Optimal Power Flow* - OPF), no contexto da operação e planeamento de redes de energia eléctrica.

Através da resolução do problema OPF é possível otimizar o funcionamento de redes de energia eléctrica. Neste problema de optimização, pretende-se minimizar ou maximizar uma dada função objectivo, sujeita a um conjunto de restrições de igualdade e desigualdade. Este conjunto de restrições impõe que o ponto de funcionamento obtido respeite as condições de segurança e operação da rede.

Constatou-se que existem diversos métodos usados para a resolução deste problema. Esses podem ser divididos em dois grupos, os métodos convencionais e não convencionais. Nos convencionais estão incluídos os métodos: de gradiente, baseados em Newton, do ponto interior, de programação linear e de programação quadrática. Nos não convencionais estão incluídos, entre outros, os algoritmos genéticos, *particle swarm optimization*, *ant colony optimization*, redes neuronais e *evolutionary programming*.

Neste trabalho resolveu-se o problema OPF para diversas funções objectivo recorrendo a um *software* comercial, o PSS@E. Verificou-se que este problema pode ser útil de forma obter os perfis de geração que conduzam a estados de operação onde sejam minimizados, os custos de combustíveis associados à geração, ou até mesmo as perdas existentes na rede.

Foi ainda implementado o problema do despacho económico em GAMS, sendo usados os resultados obtidos, para efectuar a resolução do trânsito de energia em PSS@E. Este processo foi realizado no sentido de se efectuar uma comparação dos resultados obtidos através do despacho económico e do problema OPF, para a minimização dos custos de geração de energia eléctrica. Verificou-se que apesar do despacho económico originar perfis de geração com custos mais baixos, não é garantido que se obtenha um estado de operação admissível para a rede. Isto acontece, uma vez que na formulação matemática do problema, não são incluídas restrições, que modelem de uma forma completa a rede de energia eléctrica.

Foram também testados alguns casos na resolução do problema OPF, onde a rede em teste possuía várias sobrecargas nas linhas. Para resolver esses problemas, recorreu-se ao uso das funções objectivo relativas à minimização, do ajuste de carga, do ajuste da reactância das linhas e da inserção de reactâncias *shunt* e/ou baterias de condensadores, tal como ilustrado no Capítulo 3. Com a minimização do ajuste de carga, eliminaram-se essas sobrecargas através da realização

do deslaste de carga mais reduzido. Verificou-se que esta função objectivo pode ser útil a nível de operação da rede, de forma a estudar a solução de último recurso que é o deslaste de carga, sendo até possível atribuir às cargas custos ou pesos, de forma a hierarquizar a sua importância na rede. Recorrendo às outras duas funções objectivo, efectuou-se a remoção de sobrecargas mediante a inserção de novos equipamentos na rede, nomeadamente condensadores em série com as linhas e baterias de condensadores. Com a aplicação das diferentes funções objectivo, concluiu-se que a resolução do problema OPF constitui uma ferramenta útil, no que toca à operação e planeamento de redes de energia eléctrica.

Neste trabalho foram ainda propostas duas abordagens (I e II) para efectuar a compensação de factor de potência em redes de distribuição de energia eléctrica, recorrendo para isso à resolução do problema OPF em PSS®E. Nestas abordagens são identificados os barramentos onde devem ser inseridas baterias de condensadores comutáveis e é realizado o respectivo dimensionamento das mesmas. Além disso, são seleccionados os escalões dessas baterias de condensadores, que devem estar em funcionamento nos diferentes níveis de carga de uma rede de energia eléctrica. Com estas abordagens, teve-se como objectivo fazer uma avaliação técnica e económica, de diferentes níveis de compensação de factor potência, tendo em conta os níveis de carga considerados na óptica do planeamento.

Na abordagem I, dimensionam-se as baterias de condensadores para o nível de carga mais elevado. Já na abordagem II, pode ser escolhido o nível de carga para o qual se pretende efectuar esse dimensionamento. A selecção dos escalões das baterias de condensadores para os diversos níveis de carga, é efectuada de forma distinta para as duas abordagens.

As abordagens I e II foram aplicadas à rede de distribuição de energia eléctrica de São Vicente (Cabo Verde). Através dos resultados obtidos, verificou-se que o VAL associado ao investimento realizado, em função do número de equipamentos instalados na rede, apresenta uma evolução semelhante à de uma curva côncava. Isto acontece, pois inicialmente o aumento do investimento vai sendo acompanhado pelo aumento da redução da potência activa de perdas. No entanto, para valores muito elevados de investimento, o acréscimo de investimento não compensa o valor da redução das perdas obtido, o que leva à diminuição do VAL.

Efectuaram-se para as duas abordagens sensibilidades no que concerne à $\tan \varphi$ das cargas. Os resultados obtidos foram robustos, pois apesar da alteração da $\tan \varphi$, obteve-se consistência na identificação dos barramentos onde era efectuada a inserção de baterias de condensadores.

Através da comparação das duas abordagens, verificou-se que a II era mais vantajosa em todos os aspectos analisados. Constatou-se que em ambas as abordagens foi efectuada uma identificação semelhante dos barramentos onde devem ser adicionadas baterias de condensadores. No

entanto, na abordagem I, a selecção dos escalões das baterias de condensadores que devem estar em funcionamento nos diferentes níveis de carga, não era efectuada da forma mais eficiente, penalizando assim os resultados obtidos.

Na abordagem II, foram efectuadas algumas variantes, sendo que cada variante diz respeito ao nível de carga para o qual são dimensionadas as baterias de condensadores. Através dos resultados obtidos, constatou-se que existe uma gama de investimento, onde a compensação do factor de potência num diferente número de barramentos, origina valores semelhantes do VAL.

Com a aplicação de ambas abordagens obtém-se um conjunto de níveis de compensação de factor de potência. No entanto, para uma implementação prática é necessário escolher um desses níveis. Nesse sentido foi proposta uma metodologia, onde se possibilita ao utilizador a capacidade de fixar alguns parâmetros que considere para o sistema e com base nessa informação realiza-se a escolha mais racional do ponto de vista técnico e económico.

A abordagem II poderá ser uma ferramenta útil no planeamento de uma rede de distribuição de energia eléctrica, para efectuar a compensação de factor potência, sendo que existem ainda alguns aspectos que necessitam de ser estudados e melhorados. Em seguida encontram-se algumas sugestões relativas a trabalho futuro, no que diz respeito a esta abordagem proposta.

- Uma vez que o PSS®E pode ser executado através de programação em *Python*, seria útil desenvolver um sistema que permitisse obter automaticamente todos os níveis de compensação de factor de potência.
- O uso de baterias de condensadores comutáveis ou não comutáveis também deveria ser um aspecto mais aprofundado. Isto porque, em determinadas situações, verificou-se que não ocorriam alterações significativas nos escalões das baterias de condensadores comutáveis, que se encontravam em funcionamento nos diversos níveis de carga. Desta forma poderia ser mais vantajoso a nível económico, uso de baterias de condensadores não comutáveis.
- Na realização da escolha das baterias de condensadores reais, a partir dos resultados teóricos, são por vezes inseridas várias baterias em paralelo em cada barramento, de forma a obter um determinado valor de potência reactiva para a compensação de factor potência. Poderia ser desenvolvido um método, para que a escolha desse conjunto de baterias fosse efectuada de forma a obter o menor investimento.
- Poderia ser desenvolvido um método de apoio à decisão, no que diz respeito ao nível de compensação de factor de potência mais adequado, tanto a nível técnico como económico.

- Poderia também ser avaliada mais detalhadamente a sensibilidade dos resultados obtidos, perante variações de alguns parâmetros da rede, como o aumento da potência de geração dos aerogeradores ou a alteração da topologia da rede. Poderiam ainda ser melhoradas as curvas de custo associadas à geração de energia eléctrica e avaliada a sua influência nos resultados obtidos.
- Poderia ser efectuada uma comparação dos resultados desta abordagem com outras existentes na literatura.

Referências

- [1] J. P. S. Paiva, *Redes de Energia Eléctrica Uma Análise Sistémica*, IST Press, 2005.
- [2] M. Huneault e F. D. Galiana, “A survey of the optimal power flow literature,” *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 6, n.º 2, pp. 762-770, 1991.
- [3] H. H. Happ, “Optimal power dispatch - A comprehensive survey,” *EEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 96, n.º 3, pp. 841-854, 1977.
- [4] J. Carpienter, “Contribution e l’étude do Dispatching Economique,” *Bulletin Society Française Electriciens*, vol. 3, pp. 431-437, 1962.
- [5] J. A. A. Simões, “Modelo de Optimal Power Flow Utilizando Sequential Linear Programming,” *Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*, 2007.
- [6] J. A. Momoh, *Electric Power System Applications of Optimization*, Marcel Dekker, 2001.
- [7] A. J. Wood e B. F. Wollenberg, *Power Generation Operation and Control*, John Wiley and Sons Inc, 1996.
- [8] M. Lin, R. K. Rayudu e S. Samarasinghe, “A review of voltage/VAR control,” *Acedido a 10 Março 2012*, em: <http://itee.uq.edu.au/~aupec/aupec03/papers/126%20Lin%20full%20paper.pdf>
- [9] Z. Qiu, G. Deconinck e R. Belmans, “A literature survey of Optimal Power Flow problems in the electricity market context,” *em Power Systems Conference and Exposition, IEEE - PES*, 2009.
- [10] Independent Electricity Market Operator, “Nodal Pricing Basics,” *Acedido a 30 Junho 2012*, em: http://www.iemo.com/imoweb/pubs/consult/mep/LMP_NodalBasics_2004jan14.pdf.
- [11] W. F. Tinney, J. M. Bright, K. D. Demaree e B. A. Hughes, “Some deficiencies in optimal power flow,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, n.º 2, pp. 676-683, 1988.

- [12] M. Shaaban, Y. Ni, H. Dai e F. Wu, "Considerations in calculating total transfer capability," em *International Conference on Power System Technology*, 1998.
- [13] M. A. Matos, "OPF - Optimal Power Flow," Acedido a 12 de Julho de 2012, em: <http://paginas.fe.up.pt/~mam/opf.pdf>.
- [14] F. Capitanescu, M. Glavic, D. Ernst e L. Wehenkel, "Applications of Security-Constrained Optimal Power Flows," Acedido a 10 Dezembro 2011, em: <http://www.montefiore.ulg.ac.be/~ernst/security-constrained-opf.pdf>.
- [15] J. S. Naturesa, "FACTS (Flexible AC Transmission Systems)," Acedido a 21 Novembro 2011, em: <http://www.slideshare.net/jimnaturesa/facts-flexible-ac-transmission-systems-presentation>.
- [16] J. A. Momoh, R. Adapa e M. E. El-Hawary, "A review of selected optimal power flow literature to 1993. I. Nonlinear and quadratic programming approaches," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, n.º 1, pp. 96-104, 1999.
- [17] J. A. Momoh, M. E. El-Hawary e R. Adapa, "A review of selected optimal power flow literature to 1993. II. Newton, linear programming and interior point methods," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, n.º 1, pp. 105-111, 1999.
- [18] R. V. Amartath e N. V. Ramana, "State of art in optimal power flow solution methodologies," *Theoretical and Applied Information Technology*, vol. 30, n.º 2, pp. 128-154, 2011.
- [19] K. Pandya e S. Joshi, "A survey of optimal power flow methods," *Theoretical and Applied Information Technology*, vol. 4, n.º 5, pp. 450-458, 2008.
- [20] R. R. Shoults e D. T. Sun, "Optimal Power Flow Based Upon P-Q Decomposition," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 101, n.º 2, pp. 397 - 405, 1982.
- [21] D. G. Luenberg, Linear and nonlinear programming, 3 ed., S. E. Frederick S. Hillier, Ed., Stanford University: Springer, 2004.
- [22] H. Kunh e A. Tucker, "Nonlinear Programming," *Proceedings of the second Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability*, pp. 481-492, 1951.

- [23] H. W. Dommel e W. F. Tinney, "Optimal Power Flow Solutions," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, n.º 10, pp. 1866-1876, 1968.
- [24] O. Alsac e B. Stott, "Optimal Load Flow with Steady-State Security," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, n.º 3, pp. 745-751, 1974.
- [25] "Gradient method," Acedido a 27 Novembro 2011, em: www.ee.ucla.edu/~vandenbe/236C/lectures/gradient.pdf.
- [26] "Newton Method," Acedido a 10 Julho 2012, em: http://phd.gccis.rit.edu/discovery/proj2/C4_Newton.pdf.
- [27] C. Balsa, "Capítulo 5 - Optimização," Acedido a 9 Julho 2012, em: <http://www.ipb.pt/~balsa/teaching/0910/ma/cap5.pdf>.
- [28] A. M. H. e D. H. Kelly, "Optimal Load Flow Solution Using Lagrangian Multipliers and the Hessian Matrix," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, n.º 5, pp. 1292-1297, 1974.
- [29] D. I. Sun, B. Ashley, B. Brewer, A. Hughes e W. F. Tinney, "Optimal Power Flow By Newton Approach," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, n.º 10, pp. 2864-2880, 1984.
- [30] M. Bjelogric, M. S. Calovic, P. Ristanovic e B. S. Babic, "Application of Newton's optimal power flow in voltage/reactive power control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, n.º 4, pp. 1447-1454, 1990.
- [31] A. Monticelli e W.-H. E. Liu, "Adaptive movement penalty method for the Newton optimal power flow," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, n.º 1, pp. 334-342, 1992.
- [32] G. R. M. Costa, K. Langona e D. A. Alves, "A new approach to the solution of the optimal power flow problem based on the modified Newton's method associated to an augmented Lagrangian function," 1998.
- [33] O. Alsac, J. Bright, M. Prais e B. Stott, "Further developments in LP-based optimal power flow," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, n.º 3, pp. 697-711, 1990.

- [34] D. Wells, "Method for economic secure loading of a power system," *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 115, n.º 8, pp. 1190-1194, 1968.
- [35] B. Stott e E. Hobson, "Power System Security Control Calculations Using Linear Programming, Part I," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, n.º 5, pp. 1713-1720, 1978.
- [36] B. Stott e E. Hobson, "Power System Security Control Calculations Using Linear Programming, Part II," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, n.º 5, pp. 1721-1731, 1978.
- [37] B. Stott e J. L. Marinho, "Linear Programming for Power-System Network Security Applications," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, n.º 3, pp. 837-848, 1979.
- [38] T. Chung e G. Shaoyun, "A recursive LP-based approach for optimal capacitor allocation with cost-benefit consideration," *Electric Power Systems Research*, vol. 39, n.º 2, pp. 129-136, 1996.
- [39] E. Lobato, L. Rouco, M. I. Navarrete, R. Casanova e G. Lopez, "An LP-based optimal power flow for transmission losses and generator reactive margins minimization," em *IEEE Porto Power Tech Conference*, 2001.
- [40] G. F. Reid e L. Hasdorff, "Economic Dispatch Using Quadratic Programming," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, n.º 6, pp. 2015-2023, 1973.
- [41] P. Wolfe, "The Simplex Method for Quadratic Programming," *Econometrica*, vol. 27, n.º 3, pp. 382-398, 1959.
- [42] R. C. Burchett, H. H. Happ e D. R. Vierath, "Quadratically Convergent Optimal Power Flow," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, n.º 11, pp. 3267-3275, 1984.
- [43] M. A. El-Kady, B. D. Bell, V. F. Carvalho, R. C. Burchett, H. H. Happ e D. R. Vierath, "Assessment of Real-Time Optimal Voltage Control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 1, n.º 2, pp. 98-105, 1986.

- [44] X. Lin, A. K. David e C. W. Yu, "Reactive power optimisation with voltage stability consideration in power market systems," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 150, n.º 3, pp. 305-310, 2003.
- [45] A. Berizzi, M. Delfanti, P. Marannino, M. S. Pasquadibisceglie e A. Silvestri, "Enhanced Security-Constrained OPF With FACTS Devices," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, n.º 3, pp. 1597-1605, 2005.
- [46] B. Cova, G. P. Granelli, M. Montagna, A. Silvestri, M. Innorta e P. Marannino, "Large-scale applications of the Han-Powell algorithm to compact models of static and dynamic dispatch of real power," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 9, n.º 3, pp. 130-141, 1987.
- [47] N. Karmarkar, "A new polynomial-time algorithm for linear programming," *Combinatorica*, vol. 4, n.º 4, pp. 373-395, 1984.
- [48] L. S. Vargas, V. H. Quintana e A. Vannelli, "A tutorial description of an interior point method and its applications to security-constrained economic dispatch," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, n.º 3, pp. 1315-1324, 1993.
- [49] S. Granville, J. C. O. Mello e A. C. G. Melo, "Application of interior point methods to power flow unsolvability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, n.º 2, pp. 1096-1103, 1996.
- [50] W. M. Philip e M. A. Saunders, "On Projected Newton Barrier Methods for Linear Programming and an Equivalence to Karmarkar's Projective Method," *Mathematical Programming*, vol. 36, pp. 183-209, 1986.
- [51] Y.-C. Wu, A. S. Debs e R. E. Marsten, "A direct nonlinear predictor-corrector primal-dual interior point algorithm for optimal power flows," em *Power Industry Computer Application Conference*, 1993.
- [52] J. A. Momoh, R. F. Austin, R. Adapa e E. C. Ogbuobiri, "Application of interior point method to economic dispatch," em *IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, 1992.

- [53] J. A. Momoh, S. X. Guo, E. C. Ogbuobiri e R. Adapa, "The quadratic interior point method solving power system optimization problems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, n.º 3, pp. 1327-1336, 1994.
- [54] W. Qiu, A. Flueck e F. Tu, "A new parallel algorithm for security constrained optimal power flow with a nonlinear interior point method," 2005.
- [55] X. P. Zhang, S. G. Petoussis e K. R. Godfrey, "Nonlinear interior-point optimal power flow method based on a current mismatch formulation," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 152, n.º 6, pp. 795-805, 2005.
- [56] M. A. C. Pacheco, "Algoritmos Genéticos: Princípios e Aplicações," Acedido a 28 Novembro 2011, em <http://www.ica.ele.puc-rio.br/Downloads/38/CE-Apostila-CompEvol.pdf>.
- [57] A. Bakirtzis, V. Petridis e S. Kazarlis, "Genetic algorithm solution to the economic dispatch problem," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 141, n.º 4, pp. 377-382, 1994.
- [58] P.-H. Chen e H.-C. Chang, "Large-scale economic dispatch by genetic algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, n.º 4, pp. 1919-1926, 1995.
- [59] A. G. Bakirtzis, P. N. Biskas, C. E. Zoumas e V. Petridis, "Optimal power flow by enhanced genetic algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, n.º 2, pp. 229-236, 2002.
- [60] Z.-L. Gaing e R.-F. Chang, "Security-constrained optimal power flow by mixed-integer genetic algorithm with arithmetic operators," em *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006.
- [61] R. Banu e D. Devaraj, "Genetic Algorithm approach for Optimal Power Flow with FACTS devices," 2008.
- [62] J. A. Carlos, "Enxame de partículas como ferramenta de otimização em problemas complexos de engenharia nuclear," Acedido a 16 Novembro 2011, em: http://www.con.ufrj.br/DScTeses/Canedo/Tese_Final_Canedo.pdf.

- [63] M. Abido, "Optimal power flow using particle swarm optimization," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 24, n.º 7, pp. 563-571, 2002.
- [64] C.-R. Wang, H.-J. Yuan, Z.-Q. Huang, J.-W. Zhang e C.-J. Sun, "A modified particle swarm optimization algorithm and its application in optimal power flow problem," em *International Conference on Machine Learning and Cybernetics*, 2005.
- [65] M. Saravanan, S. M. R., P. Venkatesh e P. S. Abraham, "Application of PSO technique for optimal location of FACTS devices considering system loadability and cost of installation," em *The 7th International Power Engineering Conference*, 2005.
- [66] P. E. Onate, J. M. Ramirez e C. A. Coello, "Optimal Power Flow Subject to Security Constraints Solved With a Particle Swarm Optimizer," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, n.º 1, pp. 33-40, 2008.
- [67] U. Leeton, D. Uthitsunthorn, U. Kwannetr, N. Sinsuphun e T. Kulworawanichpong, "Power loss minimization using optimal power flow based on particle swarm optimization," 2010.
- [68] J.-B. Park, Y.-W. Jeong, J.-R. Shin e K. Y. Lee, "An Improved Particle Swarm Optimization for Nonconvex Economic Dispatch Problems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, n.º 1, pp. 156-166, 2010.
- [69] G. K. Jha, "Artificial Neural Networks," Acedido a 29 Novembro 2011, em: http://www.iasri.res.in/ebook/EB_SMAR/e-book_pdf%20files/Manual%20IV/3-ANN.pdf.
- [70] N. I. Santoso e O. T. Tan, "Neural-net based real-time control of capacitors installed on distribution systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, n.º 1, pp. 266-272, 1990.
- [71] T. T. Nguyen, "Neural network optimal-power-flow," em *4th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management*, 1997.
- [72] J. Soares, T. Sousa, Z. A. Vale, H. Morais e P. Faria, "Ant colony search algorithm for the optimal power flow problem," em *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011.

- [73] W. Nakawiro e I. Erlich, "Optimal Load Shedding for Voltage Stability Enhancement by Ant Colony Optimization," em *15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, 2009.
- [74] D. Beasley, "What's Evolutionary Programming (EP)?," Acedido a 1 Dezembro 2012, em: <http://www.faqs.org/faqs/ai-faq/genetic/part2/section-3.html>.
- [75] J. Yuryevich e K. P. Wong, "Evolutionary programming based optimal power flow algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, n.º 4, pp. 1245-1250, 1999.
- [76] P. Somasundaram, K. Kuppusamy e R. K. Devi, "Evolutionary programming based security constrained optimal power flow," *Electric Power Systems Research*, vol. 72, n.º 2, pp. 137-145, 2004.
- [77] Siemens, "PSS® Product Suite," Acedido a 1 Janeiro 2012, em <http://www.energy.siemens.com/br/en/services/power-transmission-distribution/power-technologies-international/software-solutions/pss-e.htm>.
- [78] Siemens Energy, "PSS®E 32.0.5 Program Operation Manual," 2010.
- [79] "The GAMS System," Acedido a 6 Janeiro 2012, em: <http://www.gams.com/docs/intro.htm>.
- [80] Infopédia, "Efeito de Joule," Porto Editora, Acedido a 2 Junho 2012, em: [http://www.infopedia.pt/\\$efeito-joule](http://www.infopedia.pt/$efeito-joule).
- [81] H. Khodr, F. Olsina, P. D. Oliveira-De e J. Yusta, "Maximum savings approach for location and sizing of capacitors in distribution systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, n.º 7, pp. 1192-1203, 2008.
- [82] J. N. Santos, "Compensação do factor de potência," Acedido a 20 de Fevereiro de 2012, em: http://paginas.fe.up.pt/~jns/material_didatico/CorrecaoFactorPotenciaFinal.pdf.
- [83] G. Bortignon e M. El-Hawary, "A review of capacitor placement techniques for loss reduction in primary feeders on distribution systems," em *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, 1995.

- [84] J. Carlisle, A. El-Keib, D. Boyd e K. Nolan, "A review of capacitor placement techniques on distribution feeders," em *Twenty-Ninth Southeastern Symposium on System Theory*, 1997.
- [85] H. Ng, M. Salama e A. Chikhani, "Classification of capacitor allocation techniques," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 15, n.º 1, pp. 387-392, jan 2000.
- [86] "Cabo Verde," Acedido a 11 Maio 2012, em: <http://www.governo.cv>.
- [87] "Cabo Verde SEO Marketing," Acedido a 11 Maio 2012, em: <http://online-listinginternational.com/seo-cape-verde>.
- [88] "Instituto Nacional de Estatística Cabo Verde," Acedido a 11 Maio 2012, em:[http://www.ine.cv/actualise/destaques/files/CD/PDF/CARACTERÍSTICAS%20POP%20RGPH%202010%20\[Modo%20de%20Compatibilidade\].pdf](http://www.ine.cv/actualise/destaques/files/CD/PDF/CARACTERÍSTICAS%20POP%20RGPH%202010%20[Modo%20de%20Compatibilidade].pdf).
- [89] "Skyscrapercity," Acedido a 11 Maio 2012, em: <http://www.skyscrapercity.com/showthread.php?t=646450>.
- [90] R. S. L. Santos, "Wind Powered Desalination in Cape Verde," Acedido a 20 de Março de 2012, em: http://www.rerina.net/docs/Wind_powered_desalination_in_Cape_Verde_1.pdf.
- [91] J. Cervelati e M. Rojas-Medar, "Funções Invexas Diferenciáveis e o Teorema de Karush-Kuhn-Tucker," Acedido a 11 Julho 2012, em: <http://www.sbm.org.br/tema/seletas/docs/v7/06-Ce-Ro.pdf>.

Anexo

I

Condições de Kuhn-Tucker

Neste anexo pretende-se apresentar de forma breve as condições de Kuhn-Tucker à semelhança do que se encontra exposto em [7]. Para isso considere-se o problema de optimização tal como indicado na formulação (5.1).

$$\begin{aligned}
 \min. \quad & f(x) \\
 \text{s. a.} \quad & h(x) = 0 \quad i = 1, 2, \dots, nh \\
 & g(x) \leq 0 \quad i = 1, 2, \dots, ng
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

Na qual:

x Vector com as variáveis de decisão (dimensão n)

Para conhecer as condições de KT é necessário efectuar o cálculo da função de Lagrange. Na equação (5.2), encontra-se a função de Lagrange que se obtém a partir do problema de optimização formulado em (5.1).

$$L(x, \lambda, \mu) = f(x) + \sum_{i=1}^{nh} \lambda_i h_i(x) + \sum_{i=1}^{ng} \mu_i g_i(x) \tag{5.2}$$

Seguidamente encontram-se as condições de KT:

1. $g_i(x^*) \leq 0$ para $i=1, 2, \dots, ng$
 $h_i(x^*) = 0$ para $i=1, 2, \dots, nh$
2. $\exists \mu_i \geq 0$ tal que $\mu_i g_i(x) = 0$ para $i=1, 2, \dots, ng$
e $\exists \lambda_i \in R$ para $i=1, 2, \dots, nh$
3. $\frac{\partial L}{\partial x_i}(x^*, \lambda^*, \mu^*) = 0$ para $i=1, 2, \dots, n$

Considere-se agora que o problema de optimização formulado em (5.1) é o problema OPF, sendo que as variáveis de controlo e de estado se encontram incluídas no vector x e que a função objectivo ($f(x)$) corresponde ao custo associado à geração de energia eléctrica. Esta consideração foi efectuada com o intuito de simplificar a descrição do significado de μ_i e λ_i .

Os multiplicadores λ_i , medem a sensibilidade da função de custo relativamente à geração ou à carga em cada barramento, possibilitando uma base racional para a fixação do preço de energia [1]. Estes multiplicadores são por vezes também chamados de preços nodais.

Os multiplicadores μ_i são não nulos quando as variáveis de controlo atingem os seus limites, ou seja quando as restrições se encontram activas, sendo estes nulos caso contrário. Estes multipli-

cadores medem a sensibilidade da função de custo em relação ao limite máximo ou mínimo imposto por uma restrição. Caso estas restrições não se encontrassem activas o custo final obtido no ponto óptimo seria mais baixo, daí que exista um custo pelo facto de estas restrições estarem aplicadas ao problema [1].

Caso um determinado ponto respeite as condições anteriores, então este está em condições de ser considerado óptimo. No entanto, isto não significa que este corresponda ao óptimo global do problema, ou seja, existe a possibilidade de este ser apenas um óptimo local. No entanto as condições de KT são em determinados casos necessárias e suficientes para a determinação do óptimo global do problema. Em [91] são demonstradas essas condições, onde caso se verifique que todas funções do problema sejam invexas e diferenciáveis, então a satisfação das condições de KT garante a optimalidade global.

Anexo

II

**Rede de 6 barramentos
usada no Capítulo 3**

Nas tabelas seguintes encontram-se as características das linhas (Tabela A.II.1), dos barramentos (Tabela A.II.1) e das curvas de custo associadas aos gastos de combustível dos grupos geradores (Tabela A.II.3). Os valores por unidade (pu) presentes nas tabelas referidas têm em conta uma potência aparente de base de 100 MVA e uma tensão de base de 230 kV.

Tabela A.II.1 – Dados das linhas.

De barramento i	Para barramento j	R_{i-j} (pu)	X_{i-j} (pu)	Y_{i-j} (pu)	Sl_{i-j} (pu)
1	2	0,10	0,20	0,04	0,40
1	4	0,05	0,20	0,04	0,60
1	5	0,08	0,30	0,06	0,40
2	3	0,05	0,25	0,06	0,40
2	4	0,05	0,10	0,02	0,60
2	5	0,10	0,30	0,04	0,30
2	6	0,07	0,20	0,05	0,90
3	5	0,12	0,26	0,05	0,70
3	6	0,02	0,10	0,02	0,80
4	5	0,20	0,40	0,08	0,20
5	6	0,10	0,30	0,06	0,40

Na qual:

- R_{i-j} Resistência longitudinal da linha que interliga o barramento i e j
- X_{i-j} Reactância longitudinal da linha que interliga o barramento i e j
- Y_{i-j} Admitância transversal da linha que interliga o barramento i e j (foi desprezada a condutância transversal, pelo que o valor da admitância transversal é igual ao da susceptância transversal)
- Sl_{i-j} Limite da capacidade térmica da linha (potência aparente), que interliga o barramento i e j

Tabela A.II.2 - Dados dos barramentos.

Barramento i	Tipo	V_i^{esp} (pu)	θ_i^{esp} (°)	P_i^{esp} (pu)	P_i^{load} (pu)	Q_i^{load} (pu)	V_i^{min} (pu)	V_i^{max} (pu)
1	Balanço	1,05	0,00	-	-	-	0,95	1,05
2	PV	1,05	-	0,50	-	-	0,95	1,05
3	PV	1,07	-	0,60	-	-	0,95	1,05
4	PQ	-	-	-	0,70	0,70	0,95	1,05
5	PQ	-	-	-	0,70	0,70	0,95	1,05
6	PQ	-	-	-	0,70	0,70	0,95	1,05

Na qual:

- V_i^{est} Módulo da tensão especificada no barramento i
- θ_i^{est} Argumento da tensão especificada no barramento i
- P_i^{est} Potência activa especificada, para o gerador associado ao barramento i
- P_i^{load} Potência activa de carga associada ao barramento i
- Q_i^{load} Potência reactiva de carga associada ao barramento i
- V_i^{min} Tensão mínima admissível no barramento i em condições de funcionamento normal
- V_i^{max} Tensão máxima admissível no barramento i em condições de funcionamento normal

Tabela A.II.3 – Curvas de custo dos geradores.

Barramento i	$C_i(P_i^{gen})$ (u.m./h)	$P_i^{gen_{min}}$ (MW)	$P_i^{gen_{max}}$ (MW)
1	$213,1 + 11,669 \times P_1 + 0,00533 \times P_1^2$	50,00	200,00
2	$200 + 10,333 \times P_2 + 0,00889 \times P_2^2$	37,50	150,00
3	$240 + 10,833 \times P_3 + 0,00741 \times P_3^2$	45,00	180,00

Na qual:

u.m./h	Unidades monetárias por hora
$P_i^{gen_min}$	Potência activa mínima de geração associada ao gerador i ¹
$P_i^{gen_max}$	Potência activa máxima de geração associada ao gerador i
$C_i(P_i^{gen})$	Custo de combustível, do gerador i , em função da potência activa de geração

Na Tabela A.II.2, estão indicados os tipos de barramentos. Estes são definidos em função das variáveis especificadas e calculadas, usadas na resolução do trânsito de energia tal como indicado em [1].

O barramento de referência/balanço² é um tipo de barramento onde se especifica o valor da tensão (módulo e argumento) e se calcula a potência activa e reactiva de geração. Este barramento tem o nome de balanço, pois permite fechar o balanço energético do sistema, ou seja, garante que a geração é capaz de satisfazer a carga e as perdas energéticas.

O barramento tipo PQ pode ser designado por barramento de carga ou de geração fixa. Neste barramento especifica-se o valor da potência activa e reactiva de carga ou geração. Neste caso, pretende-se calcular o valor da tensão (módulo e argumento) do barramento.

O barramento tipo PV é um barramento associado à geração, onde é especificado o valor da potência activa gerada e o módulo da tensão. Neste caso, pretende-se calcular a potência reactiva gerada e o valor do argumento da tensão do barramento.

¹ Por questões de simplicidade, o gerador associado ao barramento i , será designado de gerador i .

² Muitas vezes designado na língua inglesa de *slack bus* ou *swing bus*.

Anexo

III

**Características das linhas aéreas
e cabos subterrâneos**

Tabela A.III.1 – Características das linhas aéreas e cabos subterrâneos de média tensão da rede de energia eléctrica simplificada de São Vicente.

De barramento		Para barramento		Tensão de Serviço (kV)	Instalação	R_{i-j}^1 (pu)	X_{i-j}^1 (pu)	Y_{i-j}^1 (pu)	Rate A ² (MVA)
Nº	Nome	Nº	Nome						
1	SS MATIO 6	8	SODIGAS	6,3	Subterrâneo	0,3193	0,1935	0,00002	3,2
1	SS MATIO 6	8	SODIGAS	6,3	Subterrâneo	0,5650	0,3423	0,00004	3,2
1	SS MATIO 6	11	MED	6,3	Subterrâneo	0,3105	0,0867	0,00001	1,9
1	SS MATIO 6	11	MED	6,3	Subterrâneo	0,2169	0,1083	0,00001	2,8
1	SS MATIO 6	19	RADIO	6,3	Subterrâneo	1,9935	0,5564	0,00004	1,9
1	SS MATIO 6	20	ENACOL	6,3	Subterrâneo	1,2235	0,3415	0,00002	1,9
1	SS MATIO 6	36	PLATEAU	6,3	Subterrâneo	1,7390	0,4854	0,00003	1,9
1	SS MATIO 6	46	PRACA JL	6,3	Subterrâneo	1,1376	0,5956	0,00008	3,1
2	SS MATIO 20	3	SS LAZARETO	20	Subterrâneo	0,3150	0,1649	0,00219	11,5
2	SS MATIO 20	3	SS LAZARETO	20	Subterrâneo	0,3150	0,1649	0,00219	11,5
2	SS MATIO 20	67	TELECOM	20	Subterrâneo	0,3304	0,0923	0,00061	6,1
2	SS MATIO 20	73	BELA VISTA	20	Subterrâneo	0,4826	0,1667	0,00155	9,9
2	SS MATIO 20	83	PRACA ESTR	20	Subterrâneo	0,1708	0,0894	0,00118	9,9
2	SS MATIO 20	84	PTS FAVORITA	20	Subterrâneo	0,1538	0,0768	0,00072	8,9
2	SS MATIO 20	150	TR1_20	20	Subterrâneo	0,0081	0,0030	0,00003	7,9
2	SS MATIO 20	151	TR2_20	20	Subterrâneo	0,0081	0,0030	0,00003	7,9
3	SS LAZARETO	5	PE II STEPI	20	Subterrâneo	0,2768	0,1382	0,00130	8,9
3	SS LAZARETO	84	PTS FAVORITA	20	Subterrâneo	0,1771	0,0884	0,00083	8,9
3	SS LAZARETO	117	PST C COLA	20	Subterrâneo	0,2046	0,0571	0,00038	6,1
3	SS LAZARETO	118	PS PEII	20	Subterrâneo	0,0709	0,0371	0,00049	9,9
5	PE II STEPI	118	PS PEII	20	Subterrâneo	0,0812	0,0405	0,00038	8,9
19	RADIO	20	ENACOL	6,3	Subterrâneo	2,1116	0,5894	0,00004	1,9
20	ENACOL	21	DJI DSAL	6,3	Subterrâneo	0,9316	0,2600	0,00002	1,9
21	DJI DSAL	23	PS SHELL	6,3	Subterrâneo	3,2799	0,7310	0,00004	1,9
23	PS SHELL	25	PE VELHO	6,3	Subterrâneo	1,1179	0,3120	0,00002	1,9
23	PS SHELL	28	PS GROWELA	6,3	Subterrâneo	1,1800	0,3293	0,00002	1,9
28	PS GROWELA	32	MORRO BRANCO	6,3	Subterrâneo	2,0327	0,7410	0,00007	2,5

¹ Valores em pu referentes a uma potência de base de 100 MVA.

² Capacidade térmica máxima para o Verão.

Tabela A.III.1 - Características das linhas aéreas e cabos subterrâneos de média tensão da rede de energia eléctrica simplificada de São Vicente. (continuação)

De barramento		Para barramento		Tensão de Serviço (kV)	Instalação	R_{i-j}^1 (pu)	X_{i-j}^1 (pu)	Y_{i-j}^1 (pu)	Rate A (MVA)
Nº	Nome	Nº	Nome						
36	PLATEAU	39	CRUZ	6,3	Subterrâneo	3,0681	0,8563	0,00006	1,9
39	CRUZ	40	ESPIA	6,3	Subterrâneo	0,8943	0,2496	0,00002	1,9
40	ESPIA	41	RIB A CAD	6,3	Subterrâneo	1,1800	0,3294	0,00002	1,9
41	RIB A CAD	49	PTS CADEIA	6,3	Subterrâneo	0,8695	0,2427	0,00002	1,9
46	PRACA JL	48	FONTE FILIPE	6,3	Subterrâneo	1,5527	0,4334	0,00004	1,9
48	FONTE FILIPE	49	PTS CADEIA	6,3	Subterrâneo	1,0558	0,2947	0,00002	1,9
49	PTS CADEIA	51	LAS1	6,3	Subterrâneo	1,9253	0,5374	0,00003	1,9
51	LAS1	52	LAS2	6,3	Aéreo	2,9811	0,8321	0,00005	2,5
52	LAS2	54	LAS3	6,3	Subterrâneo	1,2608	0,3519	0,00002	1,9
54	LAS3	56	LAS4	6,3	Aéreo	3,9748	1,1094	0,00007	2,5
56	LAS4	57	BAIA	6,3	Subterrâneo	0,5590	0,1560	0,00001	1,9
67	TELECOM	73	BELA VISTA	20	Subterrâneo	0,0431	0,0120	0,00008	6,1
73	BELA VISTA	76	LAMEIRAO	20	Subterrâneo	0,3143	0,0878	0,00058	6,1
73	BELA VISTA	89	MONTE SS	20	Subterrâneo	0,0740	0,0206	0,00014	6,1
76	LAMEIRAO	77	MATO INGLES	20	Aéreo	0,3944	0,1101	0,00072	7,8
83	PRACA ESTR	84	PTS FAVORITA	20	Subterrâneo	0,0210	0,0110	0,00015	9,9
84	PTS FAVORITA	89	MONTE SS	20	Subterrâneo	0,2219	0,0619	0,00041	6,1
84	PTS FAVORITA	95	E NAUTICA	20	Subterrâneo	0,3135	0,1048	0,00099	6,1
84	PTS FAVORITA	104	LAS5	20	Subterrâneo	0,2568	0,0936	0,00100	7,9
89	MONTE SS	101	F PO	20	Subterrâneo	0,1109	0,0310	0,00020	6,1
95	E NAUTICA	101	F PO	20	Subterrâneo	0,2755	0,1004	0,00108	7,9
104	LAS5	106	PD2	20	Aéreo	0,1664	0,0464	0,00030	7,8
106	PD2	111	LAS6	20	Aéreo	1,5654	0,4370	0,00287	7,8
111	LAS6	113	CALHAU II	20	Subterrâneo	0,0988	0,0360	0,00039	7,9
117	PST C COLA	118	PS PEII	20	Subterrâneo	0,2823	0,0788	0,00052	6,1
118	PS PEII	123	EST BRITA	20	Subterrâneo	0,7178	0,1917	0,00125	6,1

¹ Valores em pu referentes a uma potência de base de 100 MVA.

Anexo

IV

Dados das cargas

Tabela A.IV.1 – Carga prevista para a ponta síncrona de 2009 para os barramentos da rede de energia eléctrica simplificada de São Vicente.

Nº de barramento	Nome	Tensão de Serviço (kV)	$P_i^{load 1}$ (pu)	$Q_i^{load 1}$ (pu)	$S_i^{load 1}$ (pu)
1	SS MATIO 6	6,3	0,054	0,041	0,068
1	SS MATIO 6	6,3	0,151	0,114	0,189
3	SS LAZARETO	20	0,219	0,164	0,273
8	SODIGAS	6,3	0,433	0,325	0,541
11	MED	6,3	0,580	0,435	0,725
19	RADIO	6,3	1,465	1,099	1,832
20	ENACOL	6,3	0,089	0,067	0,111
21	DJI DSAL	6,3	0,176	0,132	0,220
23	PS SHELL	6,3	0,116	0,087	0,145
25	PE VELHO	6,3	0,067	0,050	0,084
28	PS GROWELA	6,3	0,044	0,033	0,055
32	MORRO BRANCO	6,3	0,029	0,022	0,037
36	PLATEAU	6,3	0,247	0,185	0,308
39	CRUZ	6,3	0,330	0,248	0,412
40	ESPIA	6,3	0,261	0,196	0,326
41	RIB A CAD	6,3	0,173	0,130	0,216
46	PRACA JL	6,3	0,253	0,190	0,316
48	FONTE FILIPE	6,3	0,311	0,233	0,388
49	PTS CADEIA	6,3	0,262	0,196	0,327
51	LAS1	6,3	0,146	0,110	0,183
52	LAS2	6,3	0,000	0,000	0,000
54	LAS3	6,3	0,045	0,034	0,057
56	LAS4	6,3	0,010	0,007	0,012
57	BAIA	6,3	0,032	0,024	0,041
67	TELECOM	20	0,883	0,662	1,103
73	BELA VISTA	20	1,495	1,121	1,869
76	LAMEIRAO	20	0,075	0,056	0,093
77	MATO INGLES	20	0,011	0,008	0,014

¹ Valores em pu referentes a uma potência de base de 100 MVA.

Tabela A.IV.1 – Carga prevista para a ponta síncrona de 2009 para os barramentos da rede de energia eléctrica simplificada de São Vicente. (continuação)

Nº de barramento	Nome	Tensão de Serviço (kV)	$P_i^{load\ 1}$ (pu)	$Q_i^{load\ 1}$ (pu)	$S_i^{load\ 1}$ (pu)
83	PRACA ESTR	20	0,487	0,365	0,608
84	PTS FAVORITA	20	0,201	0,151	0,252
89	MONTE SS	20	0,633	0,475	0,791
95	E NAUTICA	20	0,764	0,573	0,955
101	F PO	20	0,306	0,230	0,383
104	LAS5	20	0,016	0,012	0,020
106	PD2	20	0,018	0,014	0,023
111	LAS6	20	0,052	0,039	0,065
113	CALHAU II	20	0,032	0,024	0,041
117	PST C COLA	20	0,197	0,148	0,246
123	EST BRITA	20	0,306	0,230	0,383

¹ Valores em pu referentes a uma potência de base de 100 MVA.

Anexo

V

**Características das baterias de
condensadores**

Tabela A.V.1 – Características das baterias de condensadores de 400 V usadas para efectuar a compensação do factor de potência na rede de São Vicente (Adaptado [82]).

Código	Potência (kVAr)	Escalões	Dimensões (mm)	PVP¹ (€)	P.C² (€) (€)
LO075400	7,5	2,5+5	425x470x230	812	1015
LO100400	10	2,5+2,5+5	425x470x230	848	1060
LO125400	12,5	2,5+5+5	425x470x230	896	1120
LO150400	15	5+5+5	425x470x230	932	1165
LO175400	17,5	2,5+5+10	425x470x230	974	1217,5
LO200400	20	5+5+10	425x470x230	1010	1262,5
LO250400	25	5+10+10	425x470x230	1052	1315
LO275400	27,5	2,5+5+10+10	425x470x230	1186	1482,5
LO300400	30	5+10+15	425x470x230	1226	1532,5
LO350400	35	5+10+20	425x470x230	1286	1607,5
LO375400	37,5	7,5+15+15	425x470x230	1328	1660
LO400400	40	10+10+20	425x470x230	1425	1781,25
LO450400	45	10+15+20	425x470x230	1448	1810
LO500400	50	10+20+20	425x470x230	1545	1931,25

¹ Preço de Venda ao Público

² Preço Considerado para a ilha de São Vicente (+25% que o PVP)

Apêndice

A

**Resultados teóricos obtidos para os
diferentes níveis de carga e compensação**

Tabela A.A.1 – Resultados teóricos da potência reactiva inserida em cada barramento, em MVar, para o nível de carga da ponta.

Nível de carga - Ponta			C_{CRi}														
Barramento nº	Nome barr.	Tensão (kV)	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
1	SS MATIO 6	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	SS MATIO 20	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,020
3	SS LAZARETO	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,324
5	PE II STEPI	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	SODIGAS	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,116
11	MED	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,002
19	RADIO	6,3	0	0	0	0	0	0,001	0,001	0,086	0,234	0,380	0,522	0,662	0,796	0,901	1,013
20	ENACOL	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,002
21	DJI DSAL	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,011	0,106
23	PS SHELL	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,006	0,044	0,076	0,077
25	PE VELHO	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,019	0,041	0,046	0,046	0,047
28	PS GROWELA	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,006	0,022	0,027	0,027	0,027
32	MORRO BRANCO	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,015	0,017	0,017	0,017	0,018
36	PLATEAU	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,005	0,121
39	CRUZ	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,001	0,032	0,089	0,145	0,200	0,241	0,244
40	ESPIA	6,3	0	0	0,001	0,005	0,054	0,075	0,075	0,109	0,160	0,186	0,188	0,189	0,190	0,191	0,192
41	RIB A CAD	6,3	0	0,021	0,070	0,115	0,121	0,122	0,122	0,123	0,124	0,125	0,125	0,126	0,127	0,127	0,128
46	PRACA JL	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,094
48	FONTE FILIPE	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,014	0,107	0,182	0,222

Tabela A.A.1 - Resultados teóricos da potência reactiva inserida em cada barramento, em MVar, para o nível de carga da ponta. (continuação)

Nível de carga - Ponta			C_{CRI}														
Barramento nº	Nome barr.	Tensão (kV)	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
49	PTS CADEIA	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,045	0,118	0,182	0,185	0,186	0,187
51	LAS1	6,3	0	0	0	0	0,001	0,001	0,001	0,025	0,075	0,097	0,098	0,099	0,099	0,100	0,100
52	LAS2	6,3	0	0	0	0	0,001	0,002	0,002	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
54	LAS3	6,3	0	0	0	0	0,008	0,017	0,017	0,022	0,022	0,022	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023
56	LAS4	6,3	0	0	0	0,002	0,007	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
57	BAIA	6,3	0	0	0	0,006	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
67	TELECOM	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,003	0,600
73	BELA VISTA	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,061	0,549	0,936
76	LAMEIRAO	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,003	0,003	0,003
77	MATO INGLES	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,002	0,001
83	PRACA ESTR	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,281
84	PTS FAVORITA	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,002
89	MONTE SS	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,347
95	E NAUTICA	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,384
101	F PO	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,051	0,165
104	LAS5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	PD2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	LAS6	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	CALHAU II	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	PST C COLA	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,074

Tabela A.A.1 - Resultados teóricos da potência reactiva inserida em cada barramento, em MVar, para o nível de carga da ponta. (continuação)

Nível de carga - Ponta			C_{CRI}															
Barramento n°	Nome barr.	Tensão (kV)	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0	
118	PS PEII	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,005
123	EST BRITA	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,144
138	G1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,914
139	G2	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,914
144	WT 1	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	WT 2	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	WT 3	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	TR1_20	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,499
151	TR2_20	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,499

Tabela A.A.2 - Resultados teóricos da potência reactiva inserida em cada barramento, em MVAr, para o nível de carga intermédio.

Nível de carga - Intermédio			C_{Cri}										
Barramento n°	Nome barr.	Tensão (kV)	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
1	SS MATIO 6	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	SS MATIO 20	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,018
3	SS LAZARETO	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,021
5	PE II STEPI	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	SODIGAS	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,071
11	MED	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,002
19	RADIO	6,3	0	0	0	0,016	0,155	0,160	0,273	0,412	0,548	0,647	0,691
20	ENACOL	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,003
21	DJI DSAL	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,034	0,069
23	PS SHELL	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0,002	0,030	0,051	0,051
25	PE VELHO	6,3	0	0	0	0	0	0	0,001	0,021	0,031	0,032	0,032
28	PS GROWELA	6,3	0	0	0	0	0	0	0,001	0,009	0,017	0,018	0,018
32	MORRO BRANCO	6,3	0	0	0	0	0	0	0,001	0,010	0,011	0,011	0,011
36	PLATEAU	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,032	0,077
39	CRUZ	6,3	0	0	0	0,001	0,002	0,002	0,023	0,079	0,134	0,163	0,164
40	ESPIA	6,3	0	0,001	0,005	0,055	0,102	0,104	0,126	0,128	0,128	0,129	0,130
41	RIB A CAD	6,3	0	0,035	0,079	0,084	0,084	0,084	0,085	0,085	0,086	0,086	0,087
46	PRACA JL	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,003	0,056
48	FONTE FILIPE	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0,002	0,074	0,144	0,151
49	PTS CADEIA	6,3	0	0	0	0	0,001	0,001	0,034	0,106	0,126	0,127	0,128

Tabela A.A.2 - Resultados teóricos da potência reactiva inserida em cada barramento, em MVar, para o nível de carga intermédio. (continuação)

Nível de carga - Intermédio			C_{CRI}										
Barramento nº	Nome barr.	Tensão (kV)	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
51	LAS1	6,3	0	0	0	0,003	0,046	0,047	0,065	0,065	0,066	0,066	0,066
52	LAS2	6,3	0	0	0	0,003	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
54	LAS3	6,3	0	0	0,001	0,010	0,012	0,012	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
56	LAS4	6,3	0	0	0,002	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
57	BAIA	6,3	0	0	0,003	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011
67	TELECOM	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,118	0,427
73	BELA VISTA	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,404	0,621
76	LAMEIRAO	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,002	0,002
77	MATO INGLES	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,001	0,001
83	PRACA ESTR	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,185
84	PTS FAVORITA	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,002
89	MONTE SS	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,210
95	E NAUTICA	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,224
101	F PO	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,106
104	LAS5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	PD2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	LAS6	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	CALHAU II	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	PST C COLA	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,040
118	PS PEII	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,005

Tabela A.A.2 - Resultados teóricos da potência reactiva inserida em cada barramento, em MVA_r, para o nível de carga intermédio. (continuação)

Nível de carga - Intermédio			C_{Cri}										
Barramento n°	Nome barr.	Tensão (kV)	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
123	EST BRITA	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,086
138	G1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,008
139	G2	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,008
144	WT 1	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	WT 2	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	WT 3	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	TR1_20	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,139
151	TR2_20	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,139

Tabela A.A.3 – Resultados teóricos da potência reactiva inserida em cada barramento, em MVar, para o nível de carga vazio.

Nível de carga – Vazio			C_{CRI}					
Barramento nº	Nome barr.	Tensão (kV)	5	4	3	2	1	0
1	SS MATIO 6	6,3	0	0	0	0	0	0,001
2	SS MATIO 20	20	0	0	0	0	0	0,004
3	SS LAZARETO	20	0	0	0	0	0	0,607
5	PE II STEPI	20	0	0	0	0	0	0,004
8	SODIGAS	6,3	0	0	0	0	0	0,052
11	MED	6,3	0	0	0	0	0	0,008
19	RADIO	6,3	0	0	0,022	0,165	0,301	0,389
20	ENACOL	6,3	0	0	0	0	0	0,005
21	DJI DSAL	6,3	0	0	0	0	0,001	0,039
23	PS SHELL	6,3	0	0	0	0,001	0,012	0,026
25	PE VELHO	6,3	0	0	0	0,001	0,017	0,018
28	PS GROWELA	6,3	0	0	0	0,001	0,008	0,009
32	MORRO BRANCO	6,3	0	0	0	0,001	0,005	0,006
36	PLATEAU	6,3	0	0	0	0	0,001	0,044
39	CRUZ	6,3	0	0	0,001	0,015	0,069	0,089
40	ESPIA	6,3	0	0,001	0,031	0,069	0,071	0,071
41	RIB A CAD	6,3	0	0,026	0,047	0,047	0,048	0,048
46	PRACA JL	6,3	0	0	0	0	0	0,034
48	FONTE FILIPE	6,3	0	0	0	0,001	0,034	0,083
49	PTS CADEIA	6,3	0	0	0	0,022	0,069	0,070
51	LAS1	6,3	0	0	0,002	0,033	0,034	0,034
52	LAS2	6,3	0	0	0,002	0,003	0,003	0,003
54	LAS3	6,3	0	0	0,003	0,005	0,005	0,005
56	LAS4	6,3	0	0	0,003	0,003	0,003	0,003
57	BAIA	6,3	0	0	0,004	0,004	0,005	0,005
67	TELECOM	20	0	0	0	0	0	0,209
73	BELA VISTA	20	0	0	0	0	0	0,250
76	LAMEIRAO	20	0	0	0	0	0	0,001
77	MATO INGLES	20	0	0	0	0	0	0,001
83	PRACA ESTR	20	0	0	0	0	0	0,041
84	PTS FAVORITA	20	0	0	0	0	0	0,001
89	MONTE SS	20	0	0	0	0	0	0,044
95	E NAUTICA	20	0	0	0	0	0	0,037
101	F PO	20	0	0	0	0	0	0,038
104	LAS5	20	0	0	0	0	0	0

Tabela A.A.3 - Resultados preliminares da potência reactiva inserida em cada barramento, em MVAr, para o nível de carga vazio. (continuação)

Nível de carga - Vazio			C_{CRI}					
Barramento nº	Nome barr.	Tensão (kV)	5	4	3	2	1	0
106	PD2	20	0	0	0	0	0	0
111	LAS6	20	0	0	0	0	0	0
113	CALHAU II	20	0	0	0	0	0	0
117	PST C COLA	20	0	0	0	0	0	0,013
118	PS PEII	20	0	0	0	0	0	0,005
123	EST BRITA	20	0	0	0	0	0	0,021
138	G1	6,3	0	0	0	0	0	0,710
139	G2	6,3	0	0	0	0	0	0,531
144	WT 1	0,4	0	0	0	0	0	0,004
145	WT 2	0,4	0	0	0	0	0	0,004
146	WT 3	0,4	0	0	0	0	0	0,004
150	TR1_20	20	0	0	0	0	0	0,003
151	TR2_20	20	0	0	0	0	0	0,003

Apêndice

B

Delimitação das zonas da rede de energia eléctrica simplificada de São Vicente

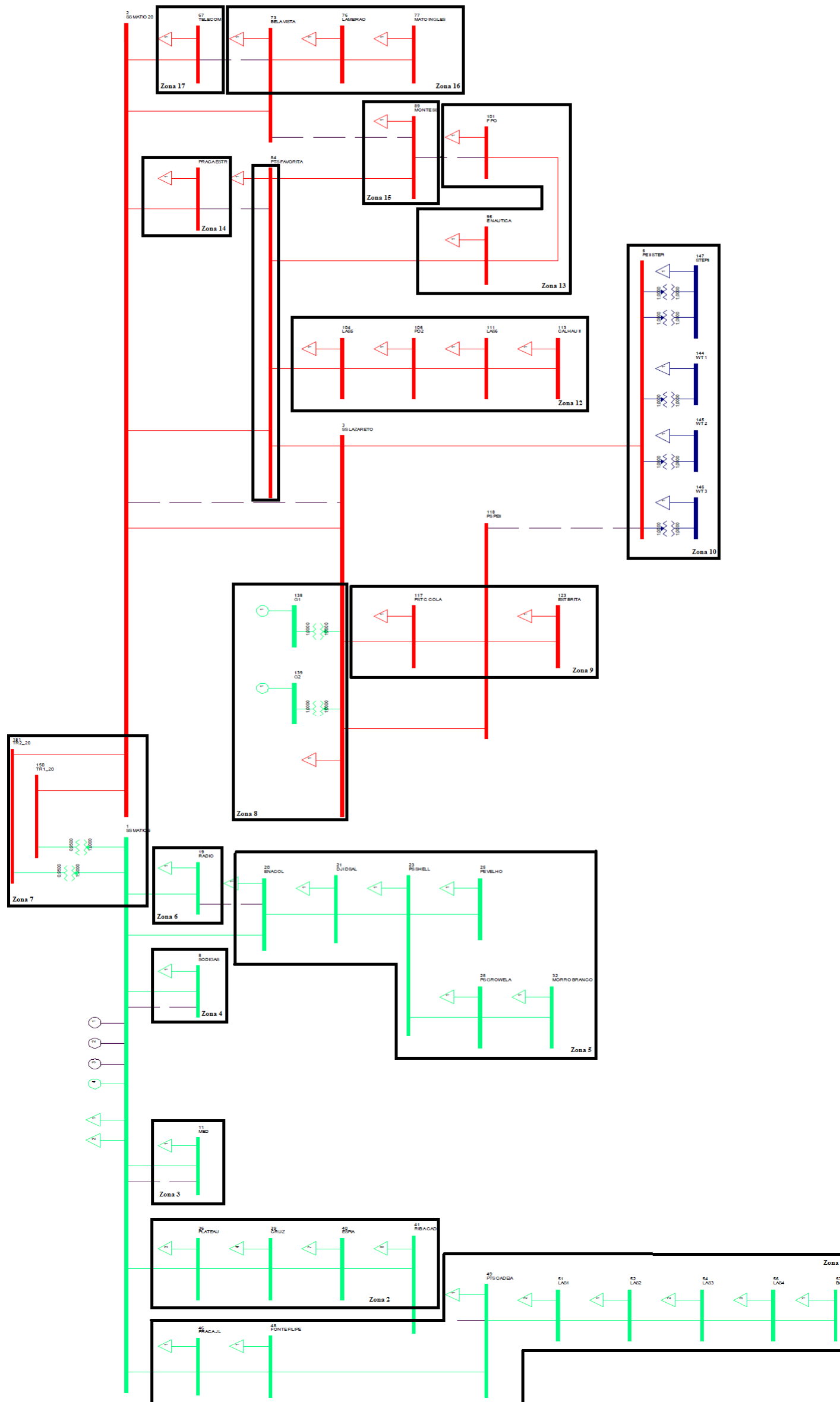


Figura AB.1 – Esquema da rede de energia eléctrica simplificada de São Vicente, com as zonas delimitadas.

Apêndice

C

Resultados da aplicação da abordagem I

Resultados obtidos tendo em conta caso base da rede de São Vicente, onde a $\tan \varphi$ média das cargas era aproximadamente igual a 0,75.

Tabela A.C.1 – Resultados práticos obtidos na abordagem I, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAr, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento.

Abordagem I ($4 \geq C_{CRi} \geq 2$)		C_{CRi}								
		4			3			2		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0	0	0	0,6625	0,4125	0,0200	0,7950	0,5500	0,1650
20	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0450	0,0300	0
25	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0450	0,0300	0
28	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0250	0,0150	0
32	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0175	0,0100	0,0050
36	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	6,3	0	0	0	0,1450	0,0800	0	0,2000	0,1300	0,0100
40	6,3	0,1875	0,1255	0	0,1900	0,1300	0,0300	0,1900	0,1300	0,0700
41	6,3	0,1250	0,0850	0,0250	0,1250	0,0850	0,0450	0,1275	0,0850	0,0475
46	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	6,3	0	0	0	0	0	0	0,1075	0,0750	0
49	6,3	0	0	0	0	0	0	0,1850	0,1250	0,0250
51	6,3	0	0	0	0,0975	0,0650	0,0050	0,1000	0,0700	0,0300
52	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0	0	0	0,0275	0,0175	0,0050	0,0275	0,0175	0,0075
56	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0	0	0	0,0275	0,0175	0,0050	0,0275	0,0175	0,0075
67	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
95	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
101	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
118	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
139	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
144	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
151	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento (€)		13451,3			52292,5			71337,5		

Tabela A.C.1 - Resultados práticos obtidos na abordagem I, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAr, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento. (continuação)

Abordagem I ($1 \geq C_{CRI} \geq 0$)		C_{CRI}					
		1			0		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Intermédio	Vazio	Ponta	Intermédio	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0,0400	0,0300	0
3	20	0	0	0	1,3200	1,0150	0,6050
5	20	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0,1175	0,0700	0,0525
11	6,3	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0,7975	0,5475	0,3000	1,0125	0,6900	0,4000
20	6,3	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0,1100	0,0650	0,0400
23	6,3	0,0450	0,0300	0,0150	0,0750	0,0500	0,0250
25	6,3	0,0450	0,0300	0,0150	0,0475	0,0325	0,0175
28	6,3	0,0275	0,0175	0,0075	0,0275	0,0175	0,0100
32	6,3	0,0175	0,0125	0,0075	0,0175	0,0125	0,0050
36	6,3	0	0	0	0,1200	0,0750	0,0450
39	6,3	0,2000	0,1300	0,0700	0,2400	0,1600	0,0900
40	6,3	0,1900	0,1300	0,0700	0,1900	0,1300	0,0700
41	6,3	0,1275	0,0875	0,0475	0,1275	0,0875	0,0475
46	6,3	0	0	0	0,0950	0,0550	0,0350
48	6,3	0,1075	0,0700	0,0350	0,2200	0,1500	0,0850
49	6,3	0,1850	0,1250	0,0700	0,1875	0,1275	0,0700
51	6,3	0,1000	0,0650	0,0350	0,1000	0,0700	0,0300
52	6,3	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0,0275	0,0175	0,0075	0,0275	0,0175	0,0075
56	6,3	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0,0275	0,0175	0,0075	0,0275	0,0175	0,0075
67	20	0	0	0	0,6000	0,4300	0,2100
73	20	0,0675	0,0075	0	0,9400	0,6200	0,2500
76	20	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0,2800	0,1850	0,0400
84	20	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0,3475	0,2100	0,0450
95	20	0	0	0	0,3875	0,2225	0,0375
101	20	0	0	0	0,1675	0,1075	0,0375
104	20	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0,0775	0,0450	0,0125
118	20	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0,1500	0,0900	0,0200
138	6,3	0	0	0	0,9000	0,9000	0,7100
139	6,3	0	0	0	0,9000	0,9000	0,5300
144	0,4	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	1,4875	0,1325	0,0050
151	20	0	0	0	1,4875	0,1325	0,0050
Investimento (€)		88495,0			471183,75		

Apêndice

D

Resultados da aplicação da abordagem II – variante ponta

Resultados obtidos tendo em conta caso base da rede de São Vicente, onde a $\tan \varphi$ média das cargas era aproximadamente igual a 0,75.

Tabela A.D.1 – Resultados práticos obtidos na abordagem II - variante ponta, para a potência total das baterias de condensadores, em MVar, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento.

Abordagem II		C_{CRI}								
Variante ponta ($13 \geq C_{CRI} \geq 11$)		13			12			11		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	6,3	0,0200	0,0200	0,0200	0,0700	0,0700	0,0700	0,1200	0,1200	0,1200
46	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
56	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0100	0,0100	0,0100
67	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
95	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
101	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
118	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
139	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
144	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
151	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento (€)		1262,5			3193,75			6185		

Tabela A.D.1 - Resultados práticos obtidos na abordagem II - variante ponta, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAr, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento. (continuação)

Abordagem II Variante ponta ($10 \geq C_{CRI} \geq 8$)		C_{CRI}								
		10			9			8		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	6,3	0,0550	0,0550	0,0550	0,0750	0,0750	0,0750	0,0750	0,0750	0,0750
41	6,3	0,1200	0,1200	0,1200	0,1200	0,1200	0,1200	0,1200	0,1200	0,1200
46	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0,0100	0,0100	0,0100	0,0200	0,0200	0,0200	0,0200	0,0200	0,0200
56	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0,0250	0,0250	0,0250	0,0250	0,0250	0,0250	0,0250	0,0250	0,0250
67	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
95	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
101	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
118	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
139	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
144	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
151	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento (€)		10347,5			10948,75			10948,75		

Tabela A.D.1 - Resultados práticos obtidos na abordagem II - variante ponta, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAR, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento. (continuação)

Abordagem II Variante ponta ($7 \geq C_{CRI} \geq 5$)		C_{CRI}								
		7			6			5		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0,0850	0,0850	0,0850	0,2350	0,2350	0,2350	0,3800	0,3800	0,3800
20	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0300	0,0300	0,0300
40	6,3	0,1100	0,1100	0,1100	0,1600	0,1600	0,1600	0,1850	0,1850	0,1550
41	6,3	0,1250	0,1250	0,1200	0,1250	0,1250	0,0750	0,1250	0,1250	0,0500
46	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0450	0,0450	0,0450
51	6,3	0,0250	0,0250	0,0250	0,0750	0,0750	0,0750	0,0975	0,0975	0,0975
52	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0,0250	0,0250	0,0250	0,0250	0,0250	0,0250	0,0275	0,0275	0,0200
56	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0,0250	0,0250	0,0250	0,0275	0,0275	0,0250	0,0275	0,0275	0,0075
67	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
95	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
101	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
118	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
139	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
144	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
151	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento (€)		17583,8			25308,75			38613,75		

Tabela A.D.1 - Resultados práticos obtidos na abordagem II - variante ponta, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAr, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento. (continuação)

Abordagem II Variante ponta ($4 \geq C_{CRI} \geq 2$)		C_{CRI}								
		4			3			2		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0,5200	0,5200	0,4450	0,6625	0,6625	0,4375	0,7950	0,7950	0,4300
20	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0450	0,0450	0,0400
25	6,3	0,0200	0,0200	0,0200	0,0475	0,0475	0,0475	0,0450	0,0450	0,0250
28	6,3	0	0	0	0,0200	0,0200	0,0200	0,0250	0,0250	0,0150
32	6,3	0,0200	0,0200	0,0200	0,0175	0,0175	0,0150	0,0175	0,0175	0,0075
36	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	6,3	0,0875	0,0875	0,0875	0,1450	0,1450	0,1250	0,2000	0,2000	0,1200
40	6,3	0,1875	0,1875	0,1075	0,1900	0,1900	0,0700	0,1900	0,1700	0,0700
41	6,3	0,1250	0,1250	0,0500	0,1250	0,1150	0,0500	0,1275	0,0875	0,0475
46	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	6,3	0	0	0	0,0125	0,0125	0,1200	0,1075	0,1075	0,1075
49	6,3	0,1200	0,1200	0,1200	0,1800	0,1800	0,1550	0,1850	0,1850	0,0850
51	6,3	0,0975	0,0975	0,0675	0,0975	0,0975	0,0350	0,1000	0,1000	0,0400
52	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0,0275	0,0275	0,0075	0,0275	0,0275	0,0050	0,0275	0,0200	0,0050
56	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0,0275	0,0275	0,0075	0,0275	0,0275	0,0075	0,0275	0,0175	0,0075
67	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	20	0	0	0	0	0	0	0,0650	0,0650	0,0650
76	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
95	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
101	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
118	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
139	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
144	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
151	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento (€)		60475,0			65963,75			79778,75		

Tabela A.D.1 - Resultados práticos obtidos na abordagem II - variante ponta, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAr, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento. (continuação)

Abordagem II Variante ponta ($1 \geq C_{CRI} \geq 0$)		C_{CRI}					
		1			0		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Intermédio	Vazio	Ponta	Intermédio	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0,0200	0,0100	0,0050
3	20	0	0	0	1,3250	0,6000	0,5050
5	20	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0,1150	0,0700	0,0500
11	6,3	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0,9000	0,7800	0,4100	1,0125	0,6900	0,3900
20	6,3	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0,0100	0,0100	0,0100	0,1075	0,0700	0,0400
23	6,3	0,0750	0,0750	0,0450	0,0750	0,0500	0,0250
25	6,3	0,0450	0,0450	0,0200	0,0475	0,0300	0,0175
28	6,3	0,0275	0,0275	0,0100	0,0275	0,0200	0,0075
32	6,3	0,0175	0,0150	0,0050	0,0175	0,0100	0,0050
36	6,3	0	0	0	0,1200	0,0800	0,0450
39	6,3	0,2450	0,2300	0,1150	0,2450	0,1600	0,0900
40	6,3	0,1900	0,1300	0,0700	0,1900	0,1300	0,0700
41	6,3	0,1275	0,0875	0,0475	0,1275	0,0900	0,0475
46	6,3	0	0	0	0,0950	0,0600	0,0350
48	6,3	0,1800	0,1800	0,1150	0,2200	0,1500	0,0850
49	6,3	0,1850	0,1800	0,0700	0,1875	0,1300	0,0700
51	6,3	0,1000	0,0700	0,0400	0,1000	0,0700	0,0400
52	6,3	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0,0275	0,0150	0,0050	0,0275	0,0200	0,0075
56	6,3	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0,0275	0,0150	0,0075	0,0275	0,0200	0,0075
67	20	0	0	0	0,6000	0,4300	0,2100
73	20	0,5550	0,5550	0,3450	0,9400	0,6200	0,2500
76	20	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0,2800	0,1800	0,0450
84	20	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0,3475	0,2100	0,0450
95	20	0	0	0	0,3850	0,2300	0,0375
101	20	0,0500	0,0500	0,0500	0,1650	0,1000	0,0375
104	20	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0,0800	0,0400	0,0100
118	20	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0,1450	0,0900	0,0200
138	6,3	0	0	0	0,9150	0,4250	0,4000
139	6,3	0	0	0	0,9150	0,4250	0,3650
144	0,4	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	1,5000	0,1500	0
151	20	0	0	0	1,5000	0,1500	0
Investimento (€)		111702,5			471183,75		

Apêndice

E

Resultados da aplicação da abordagem II – variante Intermédio

Resultados obtidos tendo em conta caso base da rede de São Vicente, onde a $\tan \varphi$ média das cargas era aproximadamente igual a 0,75.

Tabela A.E.1 – Resultados práticos obtidos na abordagem II - variante intermédio, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAr, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento.

Abordagem II Variante interm. ($9 \geq C_{CRi} \geq 8$)		C_{CRi}								
		9			8			7		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0150	0,0150	0,0150
20	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0550	0,0550	0,0550
41	6,3	0,0350	0,0350	0,0350	0,0850	0,0850	0,0850	0,0850	0,0850	0,0850
46	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0150	0,0150	0,0150
56	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0	0	0	0,0075	0,0075	0,0075	0,0175	0,0175	0,0175
67	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
95	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
101	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
118	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
139	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
144	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
151	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento (€)		1607,5			4553,75			9956,25		

Tabela A.E.1 – Resultados práticos obtidos na abordagem II - variante intermédio, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAr, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento. (continuação)

Abordagem II Variante interm. ($6 \geq C_{CRi} \geq 4$)		C_{CRi}								
		6			5			4		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0,1550	0,1550	0,1550	0,1600	0,1600	0,1600	0,2750	0,2750	0,2750
20	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0250	0,0250	0,0250
40	6,3	0,1050	0,1050	0,1050	0,1050	0,1050	0,1050	0,1250	0,1250	0,1250
41	6,3	0,0850	0,0850	0,0850	0,0850	0,0850	0,0850	0,0850	0,0850	0,0800
46	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0350	0,0350	0,0350
51	6,3	0,0475	0,0475	0,0475	0,0475	0,0475	0,0475	0,0650	0,0650	0,0650
52	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0,0150	0,0150	0,0150	0,0150	0,0150	0,0150	0,0175	0,0175	0,0175
56	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0,0175	0,0175	0,0175	0,0175	0,0175	0,0175	0,0175	0,0175	0,0175
67	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
95	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
101	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
118	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
139	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
144	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
151	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento (€)		20402,5			20321,25			28141,25		

Tabela A.E.1 - Resultados práticos obtidos na abordagem II - variante intermédio, para a potência total das baterias de condensadores, em MVar, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento. (continuação)

Abordagem II Variante interm. ($3 \geq C_{CRI} \geq 1$)		C_{CRI}								
		3			2			1		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0,4125	0,4125	0,4125	0,5475	0,5475	0,4375	0,6475	0,6475	0,4050
20	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0350	0,0350	0,0350
23	6,3	0	0	0	0,0300	0,0300	0,0300	0,0500	0,0500	0,0400
25	6,3	0,0250	0,0250	0,0250	0,0300	0,0300	0,0300	0,0300	0,0300	0,0200
28	6,3	0	0	0	0,0175	0,0175	0,0150	0,0175	0,0175	0,0075
32	6,3	0,0200	0,0200	0,0200	0,0100	0,0100	0,0100	0,0100	0,0100	0,0050
36	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0300	0,0300	0,0300
39	6,3	0,0775	0,0775	0,0775	0,1350	0,1350	0,1200	0,1625	0,1625	0,1000
40	6,3	0,1275	0,1275	0,1150	0,1275	0,1275	0,0750	0,1300	0,1300	0,0700
41	6,3	0,0850	0,0850	0,0500	0,0850	0,0850	0,0500	0,0875	0,0875	0,0475
46	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	6,3	0	0	0	0,0750	0,0750	0,0750	0,1450	0,1450	0,1100
49	6,3	0,1075	0,1075	0,1075	0,1250	0,1250	0,1100	0,1275	0,1275	0,0700
51	6,3	0,0650	0,0650	0,0650	0,0650	0,0650	0,0350	0,0650	0,0650	0,0350
52	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0,0175	0,0175	0,0100	0,0175	0,0175	0,0075	0,0175	0,0175	0,0075
56	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0,0175	0,0175	0,0075	0,0175	0,0175	0,0075	0,0175	0,0175	0,0075
67	20	0	0	0	0	0	0	0,1175	0,1175	0,1175
73	20	0	0	0	0	0	0	0,4075	0,4075	0,3175
76	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
95	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
101	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
118	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
139	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
144	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
151	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento (€)		41853,8			55708,75			90445		

Tabela A.E.1 – Resultados práticos obtidos na abordagem II - variante intermédio, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAr, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento. (continuação)

Abordagem II		C_{CRI}		
Variante interm. ($C_{CRI} = 0$)		0		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Intermédio	Vazio
1	6,3	0	0	0
2	20	0,0170	0,0175	0,0050
3	20	0,5200	1,0200	0,4200
5	20	0	0	0
8	6,3	0,0700	0,0700	0,0500
11	6,3	0	0	0
19	6,3	0,6900	0,6900	0,3900
20	6,3	0	0	0
21	6,3	0,0700	0,0700	0,0400
23	6,3	0,0500	0,0500	0,0300
25	6,3	0,0300	0,0300	0,0150
28	6,3	0,0175	0,0175	0,0075
32	6,3	0,0125	0,0125	0,0050
36	6,3	0,0775	0,0775	0,0450
39	6,3	0,1650	0,1650	0,0900
40	6,3	0,1300	0,1300	0,0700
41	6,3	0,0875	0,0875	0,0475
46	6,3	0,0550	0,0550	0,0350
48	6,3	0,1500	0,1500	0,0800
49	6,3	0,1275	0,1275	0,0700
51	6,3	0,0675	0,0675	0,0350
52	6,3	0	0	0
54	6,3	0,0175	0,0175	0,0075
56	6,3	0	0	0
57	6,3	0,0175	0,0175	0,0075
67	20	0,4275	0,4275	0,2125
73	20	0,6250	0,6250	0,2550
76	20	0	0	0
77	20	0	0	0
83	20	0,1850	0,1850	0,0450
84	20	0	0	0
89	20	0,2100	0,2100	0,0450
95	20	0,2250	0,2250	0,0400
101	20	0,1075	0,1075	0,0375
104	20	0	0	0
106	20	0	0	0
111	20	0	0	0
113	20	0	0	0
117	20	0,0400	0,0450	0,0100
118	20	0	0	0
123	20	0,0850	0,0850	0,0200
138	6,3	0,4875	1,0075	0,0435
139	6,3	0,4875	1,0075	0,3950
144	0,4	0	0	0
145	0,4	0	0	0
146	0,4	0	0	0
150	20	0,1400	0,1400	0
151	20	0,1400	0,1400	0
Investimento (€)		278143,8		

Apêndice

F

Resultados da aplicação da abordagem II – variante vazio

Resultados obtidos tendo em conta caso base da rede de São Vicente, onde a $\tan \varphi$ média das cargas era aproximadamente igual a 0,75.

Tabela A.F.1 - Resultados práticos obtidos na abordagem II - variante vazio, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAr, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento.

Abordagem II Variante vazio ($4 \geq C_{CRI} \geq 2$)		C_{CRI}								
		4			3			2		
Barramento n°	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0	0	0	0,0200	0,0200	0,0200	0,1650	0,1650	0,1650
20	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0150	0,0150	0,0150
40	6,3	0	0	0	0,0300	0,0300	0,0300	0,0675	0,0675	0,0675
41	6,3	0,0275	0,0275	0,0275	0,0475	0,0475	0,0475	0,0475	0,0475	0,0475
46	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0200	0,0200	0,0200
51	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0350	0,0350	0,0350
52	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0	0	0	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075
56	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0	0	0	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075
67	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
95	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
101	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
118	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
139	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
144	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
151	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento (€)		1482,5			7575			18922,5		

Tabela A.F.1 - Resultados práticos obtidos na abordagem II - variante vazio, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAr, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento. (continuação)

Abordagem II Variante vazio ($1 \geq C_{CRI} \geq 0$)		C_{CRI}					
		1			0		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0,3350	0,3375	0,6075
5	20	0	0	0	0	0	0,0150
8	6,3	0	0	0	0,0500	0,0500	0,0500
11	6,3	0	0	0	0,0075	0,0075	0,0075
19	6,3	0,3000	0,3000	0,3000	0,3900	0,3900	0,3900
20	6,3	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0,0450	0,0450	0,0450
23	6,3	0,0125	0,0125	0,0125	0,0250	0,0250	0,0250
25	6,3	0,0175	0,0175	0,0175	0,0175	0,0175	0,0175
28	6,3	0,0125	0,0125	0,0125	0,0150	0,0150	0,0150
32	6,3	0	0	0	0	0	0
36	6,3	0	0	0	0,0450	0,0450	0,0450
39	6,3	0,0700	0,0700	0,0700	0,0900	0,0900	0,0900
40	6,3	0,0700	0,0700	0,0700	0,0700	0,0700	0,0700
41	6,3	0,0475	0,0475	0,0475	0,0475	0,0475	0,0475
46	6,3	0	0	0	0,0350	0,0350	0,0350
48	6,3	0,0350	0,0350	0,0350	0,0850	0,0850	0,0850
49	6,3	0,0700	0,0700	0,0700	0,0700	0,0700	0,0700
51	6,3	0,0350	0,0350	0,0350	0,0350	0,0350	0,0350
52	6,3	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075
56	6,3	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075
67	20	0	0	0	0,2100	0,2100	0,2100
73	20	0	0	0	0,2500	0,2500	0,2500
76	20	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0,0400	0,0400	0,0400
84	20	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0,0450	0,0450	0,0450
95	20	0	0	0	0,0375	0,0375	0,0375
101	20	0	0	0	0,0375	0,0375	0,0375
104	20	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0,0150	0,0125	0,0175
118	20	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0,0200	0,0200	0,0200
138	6,3	0	0	0	0,3600	0,3600	0,7100
139	6,3	0	0	0	0,2700	0,2700	0,5300
144	0,4	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0
151	20	0	0	0	0	0	0
Investimento (€)		32621,0			149247,5		

Apêndice

G

Resultados da aplicação da abordagem I

Resultados obtidos tendo em conta caso base da rede de São Vicente, onde $\tan \varphi$ de cada carga foi alterada para 0,4.

Tabela A.G.1 - Resultados práticos obtidos na abordagem I, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAR, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento.

Abordagem I ($2 \geq C_{CRI} \geq 1$)		C_{CRI}								
		2			1,5			1		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0	0	0	0,3200	0,1900	0	0,4050	0,2600	0,0550
20	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	6,3	0	0	0	0,0650	0,0300	0	0,0975	0,0575	0,0025
40	6,3	0,0975	0,0600	0	0,1000	0,0700	0,0100	0,1000	0,0700	0,0300
41	6,3	0,0675	0,0450	0,0050	0,0675	0,0450	0,0225	0,0675	0,0450	0,0250
46	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0400	0,0200	0
49	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0975	0,0650	0,0025
51	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0500	0,0300	0,0100
52	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0125	0,0075	0,0025
56	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0125	0,0075	0,0025
67	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
95	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
101	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
118	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
139	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
144	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
151	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento (€)		7825,0			22957,5			36923,75		

Tabela A.G.1 - Resultados práticos obtidos na abordagem I, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAr, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento. (continuação)

Abordagem I ($0,5 \geq C_{CRI} \geq 0$)		C_{CRI}					
		0,5			0		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Intermédio	Vazio	Ponta	Intermédio	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0,0200	0,0150	0
3	20	0	0	0	1,2400	0,9800	0,5300
5	20	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0,4875	0,3100	0,1275	0,5200	0,3500	0,1900
20	6,3	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0,0350	0,0200	0,0050
23	6,3	0,0375	0,0200	0,0025	0,0375	0,0225	0,0100
25	6,3	0,0250	0,0150	0	0,0250	0,0200	0,0100
28	6,3	0,0125	0,0075	0,0025	0,0125	0,0075	0,0050
32	6,3	0,0075	0,0050	0,0025	0,0075	0,0050	0,0025
36	6,3	0	0	0	0,0400	0,0200	0,0100
39	6,3	0,1275	0,0800	0,0200	0,1300	0,0850	0,0450
40	6,3	0,1000	0,0700	0,0400	0,1000	0,0700	0,0400
41	6,3	0,0675	0,0450	0,0250	0,0675	0,0450	0,0250
46	6,3	0	0	0	0,0125	0,0050	0,0025
48	6,3	0,1000	0,0600	0	0,1175	0,0775	0,0375
49	6,3	0,0975	0,0675	0,0275	0,1000	0,0700	0,0400
51	6,3	0,0500	0,0300	0,1000	0,0500	0,0300	0,0100
52	6,3	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0,0125	0,0075	0,0025	0,0125	0,0075	0,0025
56	6,3	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0,0125	0,0075	0,0025	0,0125	0,0075	0,0025
67	20	0	0	0	0,3050	0,2100	0,0400
73	20	0	0	0	0,4075	0,2350	0,0075
76	20	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0,1200	0,0650	0
84	20	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0,1150	0,0400	0
95	20	0	0	0	0,1150	0,0300	0
101	20	0	0	0	0,0650	0,0300	0
104	20	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0,0250	0,0150	0,0100
118	20	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0,0450	0,0150	0
138	6,3	0	0	0	0,9150	0,9150	0,6150
139	6,3	0	0	0	0,9150	0,9150	0,4750
144	0,4	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	1,3350	0,0400	0
151	20	0	0	0	1,3350	0,0400	0

Apêndice

H

Resultados da aplicação da abordagem II – variante ponta

Resultados obtidos tendo em conta caso base da rede de São Vicente, onde $\tan \varphi$ de cada carga foi alterada para 0,4.

Tabela A.H.1 - Resultados práticos obtidos na abordagem II – variante ponta, para a potência total das baterias de condensadores, em MVar, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento.

Abordagem II Variante ponta ($5 \geq C_{CRI} \geq 4$)		C_{CRI}								
		5			4,5			4		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0100	0,0100	0,0100
41	6,3	0,0200	0,0200	0,0200	0,0450	0,0450	0,0450	0,0600	0,0600	0,0600
46	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
56	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0075	0,0075	0,0075
67	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
95	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
101	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
118	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
139	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
144	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
151	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento (€)		1262,5			1810			5066,25		

Tabela A.H.1 - Resultados práticos obtidos na abordagem II – variante ponta, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAr, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento. (continuação)

Abordagem II Variante ponta ($3,5 \geq C_{CRI} \geq 2,5$)		C_{CRI}								
		3,5			3			2,5		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0	0	0	0,0700	0,0700	0,0700	0,1550	0,1550	0,1550
20	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	6,3	0,0375	0,0375	0,0375	0,0650	0,0650	0,0650	0,0950	0,0950	0,0800
41	6,3	0,0650	0,0650	0,0650	0,0650	0,0650	0,0450	0,0650	0,0650	0,0250
46	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	6,3	0	0	0	0,0175	0,0175	0,0175	0,0475	0,0475	0,0475
52	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0,0075	0,0075	0,0075	0,0100	0,0100	0,0100	0,0125	0,0125	0,0075
56	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0,0100	0,0100	0,0100	0,0125	0,0125	0,0125	0,0125	0,0125	0,0025
67	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
95	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
101	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
118	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
139	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
144	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
151	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento (€)		6831,3			12783,75			18532,5		

Tabela A.H.1 - Resultados práticos obtidos na abordagem II – variante ponta, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAr, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento. (continuação)

Abordagem II Variante ponta ($2 \geq C_{CRI} \geq 1$)		C_{CRI}								
		2			1,5			1		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0,2375	0,2375	0,2000	0,3200	0,3200	0,1950	0,4000	0,4000	0,2000
20	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0150	0,0150	0,0100
25	6,3	0	0	0	0,0150	0,0150	0,0150	0,0250	0,0250	0,0100
28	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0125	0,0125	0,0050
32	6,3	0	0	0	0,0125	0,0125	0,0100	0,0075	0,0075	0,0025
36	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	6,3	0,0300	0,0300	0,0300	0,0650	0,0650	0,0500	0,0975	0,0955	0,0500
40	6,3	0,0975	0,0975	0,0550	0,1000	0,1000	0,0400	0,1000	0,0800	0,0400
41	6,3	0,0675	0,0675	0,0250	0,0675	0,0600	0,0250	0,0675	0,0475	0,0250
46	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0400	0,0400	0,0300
49	6,3	0,0400	0,0400	0,0400	0,0850	0,0850	0,0650	0,0975	0,0975	0,0400
51	6,3	0,0475	0,0475	0,0325	0,0500	0,0500	0,0150	0,0500	0,0500	0,0100
52	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0,0125	0,0125	0,0025	0,0125	0,0125	0,0025	0,0125	0,0075	0,0025
56	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0,0125	0,0125	0,0025	0,0125	0,0125	0,0025	0,0125	0,0075	0,0025
67	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
95	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
101	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
118	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
139	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
144	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
151	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento (€)		25508,8			32952,5			42381,25		

Tabela A.H.1 - Resultados práticos obtidos na abordagem II – variante ponta, para a potência total das baterias de condensadores, em MVar, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento. (continuação)

Abordagem II Variante ponta ($0,5 \geq C_{CRI} \geq 0$)		C_{CRI}					
		0,5			0		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Intermédio	Vazio	Ponta	Intermédio	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0,0200	0,0050	0
3	20	0	0	0	1,2400	0,5600	0,4500
5	20	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0,4875	0,3675	0,1925	0,5200	0,3500	0,1900
20	6,3	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0,0100	0,0100	0,0050	0,0350	0,0200	0,0050
23	6,3	0,0375	0,0325	0,0100	0,0375	0,0250	0,0100
25	6,3	0,0250	0,0200	0,0100	0,0250	0,0150	0,0050
28	6,3	0,0125	0,0075	0,0025	0,0125	0,0075	0,0025
32	6,3	0,0075	0,0050	0,0025	0,0075	0,0050	0,0025
36	6,3	0,0100	0,0100	0,0050	0,0400	0,0200	0,0010
39	6,3	0,1275	0,0975	0,0475	0,1300	0,0850	0,0450
40	6,3	0,1000	0,0700	0,0400	0,1000	0,0700	0,0400
41	6,3	0,0675	0,0450	0,0250	0,0675	0,0457	0,0250
46	6,3	0	0	0	0,0125	0,0050	0,0025
48	6,3	0,1000	0,0900	0,0400	0,1175	0,0775	0,0375
49	6,3	0,0975	0,0675	0,0350	0,1000	0,0700	0,0400
51	6,3	0,0500	0,0300	0,0100	0,0500	0,0300	0,0100
52	6,3	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0,0125	0,0050	0,0025	0,0125	0,0050	0,0025
56	6,3	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0,0125	0,0075	0,0025	0,0125	0,0075	0,0025
67	20	0,1300	0,1300	0,0450	0,3050	0,2100	0,0400
73	20	0,3000	0,3000	0,0100	0,4075	0,2350	0,0075
76	20	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0,1200	0,0650	0
84	20	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0,1150	0,0400	0
95	20	0	0	0	0,1150	0,0300	0
101	20	0,0075	0,0075	0	0,0650	0,0300	0
104	20	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0,0250	0,0100	0,0050
118	20	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0,0450	0,0150	0
138	6,3	0	0	0	0,9150	0,4200	0,3850
139	6,3	0	0	0	0,9150	0,4200	0,3450
144	0,4	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	1,3350	0,0500	0
151	20	0	0	0	1,3350	0,0500	0
Investimento (€)		69335,0			330972,5		

Apêndice

I

Resultados da aplicação da abordagem II – variante Intermédio

Resultados obtidos tendo em conta caso base da rede de São Vicente, onde $\tan \varphi$ de cada carga foi alterada para 0,4.

Tabela A.I.1 - Resultados práticos obtidos na abordagem II – variante intermédio, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAr, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento.

Abordagem II		C_{CRI}								
Variante interm. ($4 \geq C_{CRI} \geq 3$)		4			3,5			3		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0175	0,0175	0,0175
41	6,3	0,0125	0,0125	0,0125	0,0350	0,0350	0,0350	0,0450	0,0450	0,0450
46	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
56	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0075	0,0075	0,0075
67	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
95	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
101	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
118	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
139	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
144	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
151	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento (€)		1120			1607,5			4042,5		

Tabela A.I.1 - Resultados práticos obtidos na abordagem II – variante intermédio, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAr, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento. (continuação)

Abordagem II Variante interm. ($2,5 \geq C_{CRI} \geq 1,5$)		C_{CRI}								
		2,5			2			1,5		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0,0475	0,0475	0,0475	0,1200	0,1200	0,1200	0,1900	0,1900	0,1900
20	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0075	0,0075	0,0075
28	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0075	0,0075	0,0075
36	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0300	0,0300	0,0300
40	6,3	0,0400	0,0400	0,0400	0,0675	0,0675	0,0675	0,0675	0,0675	0,0550
41	6,3	0,0450	0,0450	0,0450	0,0450	0,0450	0,0400	0,0450	0,0450	0,0250
46	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0400	0,0400	0,0400
51	6,3	0,0100	0,0100	0,0100	0,0350	0,0350	0,0350	0,0300	0,0300	0,0300
52	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0	0	0	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0025
56	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0,0100	0,0100	0,0100	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0025
67	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
95	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
101	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
118	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
139	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
144	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
151	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento (€)		8461,25			13721,25			21440		

Tabela A.I.1 - Resultados práticos obtidos na abordagem II – variante intermédio, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAr, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento. (continuação)

Abordagem II Variante interm. ($1 \geq C_{CRi} \geq 0$)		C_{CRi}								
		1			0,5			0		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0	0,0150	0,0150	0
3	20	0	0	0	0	0	0	0,4900	0,9775	0,3800
5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0,2600	0,2600	0,1950	0,3200	0,3200	0,1950	0,3500	0,3500	0,1900
20	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0200	0,0200	0,0050
23	6,3	0	0	0	0,0250	0,0250	0,0150	0,0250	0,0250	0,0100
25	6,3	0,0200	0,0200	0,0150	0,0175	0,0175	0,0100	0,0175	0,0175	0,0075
28	6,3	0,0100	0,0100	0,0050	0,0125	0,0125	0,0050	0,0150	0,0150	0,0050
32	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0200	0,0200	0,0050
39	6,3	0,0575	0,0575	0,0475	0,0800	0,0800	0,0500	0,0875	0,0875	0,0450
40	6,3	0,0675	0,0675	0,0400	0,0675	0,0675	0,0375	0,0675	0,0675	0,0375
41	6,3	0,0450	0,0450	0,0250	0,0450	0,0450	0,0250	0,0450	0,0450	0,0250
46	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	6,3	0,0150	0,0150	0,0150	0,0575	0,0575	0,0400	0,0800	0,0800	0,0400
49	6,3	0,0650	0,0650	0,0550	0,0675	0,0675	0,0375	0,0675	0,0675	0,0350
51	6,3	0,0300	0,0300	0,0150	0,0300	0,0300	0,0150	0,0300	0,0300	0,0150
52	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0,0075	0,0075	0,0025	0,0075	0,0075	0,0025	0,0075	0,0075	0,0025
56	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0,0075	0,0075	0,0025	0,0075	0,0075	0,0025	0,0075	0,0075	0,0025
67	20	0	0	0	0,0100	0,0100	0,0100	0,2100	0,2100	0,0450
73	20	0	0	0	0,0875	0,0875	0,0150	0,2350	0,2350	0,0050
76	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0	0	0	0,0650	0,0650	0
84	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0	0	0	0,0400	0,0400	0
95	20	0	0	0	0	0	0	0,0300	0,0300	0
101	20	0	0	0	0	0	0	0,0300	0,0300	0
104	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0	0	0	0,0100	0,0150	0,0050
118	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0	0	0	0,0150	0,0150	0
138	6,3	0	0	0	0	0	0	0,4700	0,9900	0,4100
139	6,3	0	0	0	0	0	0	0,4700	0,9900	0,3700
144	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0	0,0400	0,0400	0
151	20	0	0	0	0	0	0	0,0400	0,0400	0
Investimento (€)		28618,8			40212,5			186975		

Apêndice

J

Resultados da aplicação da abordagem II – variante vazio

Resultados obtidos tendo em conta caso base da rede de São Vicente, onde $\tan \varphi$ de cada carga foi alterada para 0,4.

Tabela A.J.1 – Resultados práticos obtidos na abordagem II – variante vazio, para a potência total das baterias de condensadores, em MVar, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento.

Abordagem II Variante vazio ($2 \geq C_{CRI} \geq 1$)		C_{CRI}								
		2			1,5			1		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0574	0,0575	0,0575
20	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	6,3	0	0	0	0,0075	0,0075	0,0075	0,0300	0,0300	0,0300
41	6,3	0,0075	0,0075	0,0075	0,0200	0,0200	0,0200	0,0250	0,0250	0,0250
46	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0100	0,0100	0,0100
52	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
56	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0	0	0	0	0	0	0,0075	0,0075	0,0075
67	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
73	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
76	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
95	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
101	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
118	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
138	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
139	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
144	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
151	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento (€)		1015,0			2277,5			7868,75		

Tabela A.J.1 - Resultados práticos obtidos na abordagem II – variante vazio, para a potência total das baterias de condensadores, em MVAr, que se encontram em funcionamento em cada nível de carga e em cada barramento. (continuação)

Abordagem II		C_{CRI}					
Variante vazio ($0,5 \geq C_{CRI} \geq 0$)		0,5			0		
Barramento nº	Tensão (kV)	Ponta	Inter.	Vazio	Ponta	Inter.	Vazio
1	6,3	0	0	0	0	0	0
2	20	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0,2700	0,2700	0,5300
5	20	0	0	0	0	0	0,0150
8	6,3	0	0	0	0	0	0
11	6,3	0	0	0	0	0	0
19	6,3	0,1275	0,1275	0,1275	0,1900	0,1900	0,1900
20	6,3	0	0	0	0	0	0
21	6,3	0	0	0	0,0075	0,0075	0,0075
23	6,3	0	0	0	0,0075	0,0075	0,0075
25	6,3	0,0075	0,0075	0,0075	0,0175	0,0175	0,0075
28	6,3	0	0	0	0	0	0
32	6,3	0	0	0	0,0075	0,0075	0,0075
36	6,3	0	0	0	0	0	0
39	6,3	0,0200	0,0200	0,0200	0,0500	0,0500	0,0500
40	6,3	0,0350	0,0350	0,0350	0,0375	0,0375	0,0375
41	6,3	0,0250	0,0250	0,0250	0,0250	0,0250	0,0250
46	6,3	0	0	0	0	0	0
48	6,3	0	0	0	0,0400	0,0400	0,0400
49	6,3	0,0300	0,0300	0,0300	0,0350	0,0350	0,0350
51	6,3	0,0200	0,0200	0,0200	0,0125	0,0125	0,0125
52	6,3	0	0	0	0	0	0
54	6,3	0	0	0	0	0	0
56	6,3	0	0	0	0	0	0
57	6,3	0	0	0	0,0075	0,0075	0,0075
67	20	0	0	0	0,0400	0,0400	0,0400
73	20	0	0	0	0,0075	0,0075	0,0075
76	20	0	0	0	0	0	0
77	20	0	0	0	0	0	0
83	20	0	0	0	0	0	0
84	20	0	0	0	0	0	0
89	20	0	0	0	0	0	0
95	20	0	0	0	0	0	0
101	20	0	0	0	0	0	0
104	20	0	0	0	0	0	0
106	20	0	0	0	0	0	0
111	20	0	0	0	0	0	0
113	20	0	0	0	0	0	0
117	20	0	0	0	0,0075	0,0050	0,0125
118	20	0	0	0	0	0	0
123	20	0	0	0	0	0	0
138	6,3	0	0	0	0,3100	0,3100	0,6300
139	6,3	0	0	0	0,2375	0,2375	0,4775
144	0,4	0	0	0	0	0	0
145	0,4	0	0	0	0	0	0
146	0,4	0	0	0	0	0	0
150	20	0	0	0	0	0	0
151	20	0	0	0	0	0	0
Investimento (€)		13287,5			97406,25		