

Universidade Federal de Juiz de Fora
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Mestrado em Engenharia Elétrica

José Antônio Chiabai Bento

**REQUISITOS DE SUPORTE DE POTÊNCIA REATIVA PARA OPERAÇÃO DE
USINAS EÓLICAS**

Juiz de Fora

2013

José Antônio Chiabai Bento

Requisitos de Suporte de Potência Reativa para Operação de Usinas Eólicas

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia, da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D.Sc.

Co-orientador: Prof. Edimar José de Oliveira, D.Sc.

Juiz de Fora

2013

Bento, José Antônio Chiabai.

Requisitos de suporte de potência reativa para a operação de usinas eólicas / José Antônio Chiabai Bento. – 2013.
104 f. : il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)–Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2013.

1. Usinas eólicas. 2. Sistemas elétricos de potência. I. Título.

CDU 621.311:621.548

José Antônio Chiabai Bento

Requisitos de Suporte de Potência Reativa para Operação de Usinas Eólicas

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Sistemas de Energia, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 28 de Fevereiro de 2013.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D.Sc. (Orientador)
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Edimar José de Oliveira, D.Sc. (Co-orientador)
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Luiz Antônio da Fonseca Manso, D.Sc.
Universidade Federal de São João del-Rei

Prof. André Luís Marques Marcato, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

*Dedico este trabalho à minha
família, eterna fonte de amor,
carinho e motivação.*

AGRADECIMENTOS

À Deus, por me conceder o dom da vida e me permitir a realização deste trabalho.

À toda minha família, em especial aos meus pais Antônio Bento Filho e Ana Helena dos Reis Chiabai, fonte inesgotável de amor e presentes em todos os momentos da minha vida.

Aos professores da UFJF Dr. Leonardo Willer de Oliveira e Dr. Edimar José de Oliveira, pela excelência na orientação deste trabalho, bem como pela dedicação incessante e ensinamentos repassados, os quais foram essenciais tanto para a realização deste trabalho, como para minha formação profissional.

Aos amigos de mestrado, pelo companheirismo, incentivo, discussões técnicas e sugestões durante todo este período.

Aos demais amigos que caminham sempre ao meu lado desde os tempos de infância e certamente tem participação indireta neste trabalho.

Ao LABSPOT (Laboratório de Sistemas de Potência da Faculdade de Engenharia Elétrica), pelo suporte técnico.

À CAPES e ao PPEE pelo apoio financeiro.

À todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho

RESUMO

A penetração de parques eólicos nos sistemas elétricos de potência tem apresentado um grande crescimento no Brasil e no mundo devido à disponibilidade da matéria prima, os ventos, e à necessidade de reformulação das matrizes energéticas a fim de reduzir os impactos ambientais decorrentes da geração de energia elétrica. Porém, as usinas eólicas apresentam variações nos despachos de potência devido à variabilidade de velocidade dos ventos. Estas variações causam impactos no sistema, podendo afetar a confiabilidade e a estabilidade de tensão. Além disto, a operação de determinados tipos de aerogeradores requer suporte adicional de potência reativa.

Uma opção para aumentar as margens operativas e acomodar as intermitências de regime dos ventos em sistemas elétricos de potência consiste na utilização de compensadores estáticos de reativos (CER) junto às usinas eólicas. Estes equipamentos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) provêm suporte de potência reativa variável e de rápido controle, de acordo com os requisitos operacionais dos aerogeradores.

Neste sentido, o presente trabalho apresenta uma metodologia para ajuste ótimo dos parâmetros do CER visando dar suporte de potência reativa para a operação de usinas eólicas em sistemas elétricos de potência. Para representar as intermitências no despacho de potência dos aerogeradores, a metodologia proposta considera diferentes cenários de vento. O problema é modelado através de fluxo de potência ótimo (FPO), associado à técnica de decomposição matemática de Benders. Os parâmetros de ajuste do CER são a tensão de referência e o coeficiente de inclinação da curva característica deste equipamento em regime permanente. Destaca-se que o ajuste ótimo deste coeficiente é inédito na literatura especializada. Testes com sistemas do IEEE são realizados para validar a metodologia proposta.

Palavras-chave: Usinas Eólicas, Compensador Estático de Reativos, Fluxo de Potência Ótimo, Decomposição de Benders.

ABSTRACT

The penetration of wind farms in power systems has shown tremendous growth in Brazil and in the world due to the availability of the raw material, the wind, and the need to redefine the energy mix to reduce the environmental impacts from the electrical energy generation. However, the wind farms have variable outputs due to the variation of wind speeds. These outputs impact the power system and can affect the reliability and the voltage stability. Besides, the operation of some aerogenerators requires additional support of reactive power.

An option for handling this feature and increasing the operative margins of power systems is the use of static VAR compensators (SVC) together with the wind farms. These FACTS devices (Flexible AC Transmission Systems) provide a variable reactive power support, with a fast control according to the operational requirements of the aerogenerators.

In this sense, this work presents a methodology for the optimal adjustment of the SVC parameters to give reactive power support for wind farms operating in power systems. The proposed methodology considers different wind scenarios to represent the variations of the wind farms outputs. The problem is modeled through an optimal power flow (OPF) and the Benders decomposition technique. The SVC parameters for adjustment are its reference voltage and the coefficient of its characteristic curve in stable state. It can be highlighted that the adjustment of this coefficient is innovative for the literature. Tests with systems of the IEEE are performed to validate the proposed methodology.

Keywords: Wind Farms, Static VAR Compensator, Optimal Power Flow, Benders Decomposition.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Configuração Gerador de Indução com “ <i>Soft Start</i> ” [36].	11
Figura 2.2 – Configuração Gerador de Indução Duplamente Alimentado [36].	12
Figura 2.3 – Configuração Gerador Síncrono [36].	13
Figura 2.4 – Potência Ativa de Saída do Gerador Eólico em Função da Velocidade dos Ventos.	17
Figura 2.5 – Circuito Equivalente Simplificado do Gerador de Indução Convencional.	18
Figura 2.6 – Circuito Equivalente Simplificado do Gerador de Indução Duplamente Alimentado.	20
Figura 3.1 – Diagrama Esquemático do: (a) RCT – CF, (b) RCT – CCT.	24
Figura 3.2 – Estrutura Básica do Sistema de Controle do CER.	25
Figura 3.3 – Curva Característica Tensão versus Corrente.	27
Figura 3.4 – Modelo do CER Com Representação do Transformador de Acoplamento.	29
Figura 3.5 – Curva Característica Tensão versus Potência Reativa.	30
Figura 4.1 – Técnica de Solução do Problema ‘Caso Base - Cenários’.	45
Figura 4.2 – Fluxograma do Algoritmo Proposto.	49
Figura 4.3 – Sistema Tutorial de 2 Barras.	50
Figura 5.1 – Sistema de 14 Barras.	58
Figura 5.2 – Evolução da tensão de referência do CER da barra 2.	65
Figura 5.3 – Evolução da tensão de referência do CER da barra 8.	65
Figura 5.4 – Alocação total de potência reativa fictícia no cenário C_2 .	66
Figura 5.5 – Alocação total de potência reativa fictícia no cenário C_3 .	66
Figura 5.6 – Sistema de 57 Barras.	71
Figura 5.7 – Sistema de 118 Barras, Centro de Carga.	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1– Requerimentos Essenciais em Códigos de Rede para Turbinas Eólicas [36].....	16
Tabela 4.1– Resultado do Caso Base, ITER = 1.	51
Tabela 4.2 – Resultado do Cenário, ITER = 1.	52
Tabela 4.3 – Evolução dos valores de tensão de referência do CER e de alocação fictícia.	54
Tabela 4.4 – Resultado do Caso Base, ITER = 5.	54
Tabela 4.5 – Resultado do Cenário, ITER = 5.	55
Tabela 5.1 – Cenários de Vento, Sistema IEEE-14.....	59
Tabela 5.2 – Caso Base, ITER 1, Sistema IEEE-14, Análise 1.....	61
Tabela 5.3 – Cenário C_1 , ITER 1, Sistema IEEE-14, Análise 1.....	61
Tabela 5.4 – Cenário C_2 , ITER 1, Sistema IEEE-14, Análise 1.....	62
Tabela 5.5 – Cenário C_3 , ITER 1, Sistema IEEE-14, Análise 1.....	62
Tabela 5.6 – Caso Base, ITER 2, Sistema IEEE-14, Análise 1.....	63
Tabela 5.7– Caso Base, ITER 6, Sistema IEEE-14, Análise 1.....	64
Tabela 5.8 – Caso Base, ITER 1, Sistema IEEE-14, Análise 2.....	67
Tabela 5.9 – Cenário C_1 , ITER 1, Sistema IEEE-14, Análise 2.....	67
Tabela 5.10 – Cenário C_2 , ITER 1, Sistema IEEE-14, Análise 2.....	68
Tabela 5.11 – Cenário C_3 , ITER 1, Sistema IEEE-14, Análise 2.....	68
Tabela 5.12 – Cenário C_2 , ITER 2, Sistema IEEE-14, Análise 2.....	69
Tabela 5.13 – Caso Base, ITER 3, Sistema IEEE-14, Análise 2.....	70
Tabela 5.14 – Caso Base, ITER 1, Sistema IEEE-57, Análise 1.....	72
Tabela 5.15 – Cenário C , ITER 1, Sistema IEEE-57, Análise 1.	72
Tabela 5.16 – Caso Base, ITER 3, Sistema IEEE-57, Análise 1.....	73
Tabela 5.17 – Caso Base, ITER 1, Sistema IEEE-57, Análise 2.....	73
Tabela 5.18 – Caso Base, ITER 1, Sistema IEEE-118, Análise 1.....	76

Tabela 5.19 – Cenário, ITER 1, Sistema IEEE-118, Análise 1.....	77
Tabela 5.20 – Caso Base, ITER 3, Sistema IEEE-118, Análise 1.....	77
Tabela 5.21 – Caso Base, ITER 1, Sistema IEEE-118, Análise 2.....	78
Tabela 5.22 – Cenário, ITER 1, Sistema IEEE-118, Análise 2.....	78
Tabela 5.23 – Caso Base, ITER 3, Sistema IEEE-118, Análise 2.....	79
Tabela A.1– Dados das usinas eólicas do sistema IEEE-14.....	87
Tabela A.2– Dados dos aerogeradores do sistema IEEE-14.....	87
Tabela A.3 – Dados dos compensadores estáticos de reativos do sistema IEEE-14.....	87
Tabela A.4– Dados das usinas eólicas do sistema IEEE-57.....	88
Tabela A.5 – Dados dos aerogeradores do sistema IEEE-57.....	88
Tabela A.6 – Dados dos compensadores estáticos de reativos do sistema IEEE-57.....	88
Tabela A.7– Dados das usinas eólicas do sistema IEEE-118.....	89
Tabela A.8 – Dados dos aerogeradores do sistema IEEE-118.....	89
Tabela A.9 – Dados dos compensadores estáticos de reativos do sistema IEEE-118.....	89

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	1
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	3
1.3	MOTIVAÇÃO DO TRABALHO	7
1.4	OBJETIVO	8
1.5	PUBLICAÇÃO DECORRENTE	8
1.6	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	9
2	OPERAÇÃO E MODELAGEM DE USINAS EÓLICAS.....	10
2.1	INTRODUÇÃO.....	10
2.2	TIPOS DE GERADORES EÓLICOS.....	10
2.2.1	GERADOR EÓLICO DE INDUÇÃO CONVENCIONAL	10
2.2.2	GERADOR EÓLICO DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO	12
2.2.3	GERADOR EÓLICO SÍNCRONO.....	13
2.3	IMPACTOS DA OPERAÇÃO DE USINAS EÓLICAS NO SISTEMA DE POTÊNCIA	14
2.4	MODELAGEM DE GERADORES EÓLICOS EM REGIME PERMANENTE.....	16
2.4.1	GERADOR DE INDUÇÃO CONVENCIONAL	17
2.4.2	GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO	19
2.5	CONCLUSÕES.....	22
3	O COMPENSADOR ESTÁTICO DE REATIVOS	23
3.1	INTRODUÇÃO.....	23
3.2	CONFIGURAÇÕES DE CER	23
3.3	PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO	24
3.4	MODELOS DE CER EM REGIME PERMANENTE	26
3.5	MODELAGEM DE SUSCEPTÂNCIA VARIÁVEL DO CER UTILIZADO NESTA DISSERTAÇÃO	29
3.6	CONCLUSÕES.....	31

4	METODOLOGIA PROPOSTA.....	32
4.1	INTRODUÇÃO.....	32
4.2	OTIMIZAÇÃO DE SEP CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE USINAS EÓLICAS	32
4.3	MODELAGEM DO PROBLEMA DE FPO ASSOCIADO AO CASO BASE	33
4.3.1	FUNÇÃO OBJETIVO	33
4.3.2	RESTRIÇÕES DE BALANÇO DE POTÊNCIA	35
4.3.3	RESTRIÇÕES ASSOCIADAS AOS GERADORES EÓLICOS	36
4.3.4	RESTRIÇÃO ASSOCIADA AO CER	39
4.3.5	RESTRIÇÕES DE CANALIZAÇÃO.....	39
4.3.6	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	41
4.4	MODELAGEM DO PROBLEMA DE FPO ASSOCIADO AOS CENÁRIOS.....	42
4.5	TÉCNICA DE SOLUÇÃO DO PROBLEMA GLOBAL ‘CASO BASE – CENÁRIOS’.....	44
4.6	FORMULAÇÃO DO CORTE DE BENDERS.....	46
4.7	ALGORITMO PROPOSTO.....	48
4.8	EXEMPLO TUTORIAL	49
4.9	CONCLUSÕES.....	56
5	ESTUDOS DE CASOS	57
5.1	INTRODUÇÃO.....	57
5.2	SISTEMA IEEE-14.....	57
5.2.7	ANÁLISE 1	60
5.2.8	ANÁLISE 2	67
5.3	SISTEMA IEEE-57.....	71
5.3.1	ANÁLISE 1	72
5.3.2	ANÁLISE 2	73
5.4	SISTEMA IEEE-118.....	75
5.4.1	ANÁLISE 1	76
5.4.2	ANÁLISE 2.....	78
5.5	CONCLUSÕES.....	79
6	CONCLUSÕES	80

6.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS	80
6.2	PROPOSTA PARA TRABALHOS FUTUROS.....	82
7	REFERÊNCIAS	83
	APÊNDICE A – DADOS COMPLEMENTARES	86
A.1.	INTRODUÇÃO.....	86
A.2.	DADOS COMPLEMENTARES DO SISTEMA IEEE-14.....	86
A.3.	DADOS COMPLEMENTARES DO SISTEMA IEEE-57.....	88
A.4.	DADOS COMPLEMENTARES DO SISTEMA IEEE-118.....	89

1 Introdução

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O crescimento populacional e econômico está entre os principais fatores responsáveis pelo aumento da demanda energética. A população mundial deverá ser de 8,3 bilhões de pessoas em 2030, o que significa um aumento de 1,3 bilhão. Estima-se que este aumento, aliado ao crescimento econômico e à melhora nos padrões de vida que ele permite, acarretará em um aumento de aproximadamente 36% na demanda energética mundial, quando comparada entre os anos de 2011 e 2030 [1]. Este crescimento requer uma política e um planejamento energético adequados, com atenção para aspectos essenciais como a segurança no suprimento da energia necessária para o desenvolvimento social e econômico de um país e os impactos ambientais decorrentes da produção deste insumo. Em ambientes em que esta produção é baseada em uma matriz energética pouco diversificada, com predominância no consumo de combustíveis fósseis, por exemplo, a adoção de fontes renováveis como recursos complementares pode gerar benefícios. Estes benefícios incluem a minimização dos impactos causados por crises internacionais que afetam o mercado de combustíveis fósseis, ou por instabilidades na geração hidroelétrica em épocas de estiagem. A redução dos impactos ambientais consequentes do uso de combustíveis fósseis também pode ser apontada como um benefício da utilização de fontes renováveis [2].

Neste cenário, a energia eólica tem se mostrado como uma das fontes renováveis mais promissoras. Esta realidade pode ser comprovada pelo crescimento de 6% da capacidade mundial de energia eólica no ano de 2011 em comparação com o ano de 2010, o que corresponde a um aumento na capacidade de geração de 40,5 GW e um investimento total de mais de 68 bilhões de dólares. Com isto, a capacidade mundial instalada total alcançou um montante de aproximadamente 238 GW [3]. Estima-se que esta capacidade chegará a 1261,0 GW no ano de 2020, alcançando a parcela de 12% do total da demanda mundial por energia [4]. Apesar destes resultados, a inserção de usinas eólicas como modalidade de geração tem sido limitada pela ocorrência de problemas de estabilidade de tensão e flutuação de frequência no sistema [5]. Estes problemas são causados pela descontinuidade e pela variação do despacho de potência destas usinas, bem como pela potência reativa requerida para a operação de turbinas eólicas com gerador de indução[6] [7], [8], [9].

A fim de regulamentar e controlar os impactos da crescente inserção de usinas eólicas na rede elétrica, procedimentos de conexão foram criados [10]. De acordo com estes procedimentos, estas usinas devem contribuir para a regulação de frequência e de tensão do sistema, através de um controle adequado da potência de saída e do respectivo fator de potência. O controle do fator de potência de uma usina eólica é realizado por dispositivos adicionais de acordo com o tipo de gerador utilizado [11], [12].

Os dispositivos mais comumente utilizados para controlar o fator de potência de usinas eólicas são bancos chaveados de capacitores e transformadores de tape variável, instalados junto às barras de conexão destas usinas [13]. Estes equipamentos conduzem à melhoria do fator de potência e da regulação de tensão em regime permanente. No entanto, devido às suas baixas velocidades de chaveamento, problemas de qualidade de energia, tais como flutuações de tensão e geração de harmônicos, não são solucionados de forma satisfatória. Além disso, devido a variações significativas do suporte de potência reativa necessário durante a operação das usinas, esses capacitores são comutados com frequência elevada, o que pode causar ressonâncias e transitórios de sobretensão. Estes fenômenos impactam nos mecanismos da turbina eólica, resultando em maior desgaste da mesma e, conseqüentemente, em aumento dos custos de manutenção [11], [14], [15], [16].

A utilização de dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) consiste em uma alternativa atrativa para a solução dos problemas citados anteriormente. Estes dispositivos, baseados em eletrônica de potência, são capazes de fornecer um controle rápido de potência ativa e reativa em redes elétricas, aumentando a estabilidade em regime transitório e melhorando as oscilações de potência [9], [14], [16]. Neste contexto, o compensador estático de reativos (CER) apresenta-se como um dos principais equipamentos para controle de potência reativa, com aplicações tanto em regime dinâmico como em regime permanente. Este dispositivo permite controle rápido do módulo de tensão nodal durante oscilações do sistema e fornece suporte de potência reativa em regime permanente [17]. Devido a estes aspectos, a utilização de CER operando junto a usinas eólicas tem sido amplamente investigada a fim de avaliar o potencial de aplicação deste equipamento para solucionar os impactos destas usinas no sistema de potência [18], [19].

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os primórdios do uso da energia eólica pela humanidade datam do século XII A.C., quando na Mesopotâmia, moinhos de vento com eixo vertical eram utilizados para moagem de grãos e bombeamento de água em atividades agrícolas. Porém, esta configuração apresentava problemas operacionais. Após aperfeiçoamentos realizados na Pérsia, China e Europa, uma configuração com eixo horizontal passou a ser predominantemente utilizada a partir do século XII. No século XV, observou-se um grande uso desta forma de conversão de energia na Holanda, onde outras aplicações para os moinhos de vento foram desenvolvidas, tais como irrigação e drenagem de terras. Esta vasta utilização da energia eólica, aliada ao desenvolvimento econômico registrado naquele século fez com que os moinhos de vento se tornassem um símbolo da Holanda [20]. Avanços tecnológicos significativos na construção de moinhos de vento ocorreram a partir do século XVII, destacando-se a tecnologia desenvolvida por Edmund Lee, que em 1745 incorporou um rotor lateral ao seu moinho, fazendo com que a incidência de vento fosse sempre perpendicular ao plano de suas pás.

A descoberta de novas fontes de energia, mais baratas e tecnicamente mais simples, advindas da Revolução Industrial na Europa, acarretou em um declínio da utilização da energia eólica no final do século XVIII. Entretanto, países com pequena reserva de petróleo e baixo potencial hidroelétrico iniciaram processos de pesquisa e incentivo para a geração de energia elétrica a partir da energia cinética dos ventos, resultando na construção do primeiro gerador eólico na Dinamarca, no ano de 1891. Este gerador foi desenvolvido pelo pesquisador Paul La Cour, que produziu unidades eólicas em corrente contínua no início do século XX, com capacidade entre 10 e 35 kW e eficiência aerodinâmica de 22%.

Na década de 1950, na Alemanha, tecnologias de turbinas eólicas foram desenvolvidas, utilizando-se de um gerador síncrono, controle de passo, pás de materiais compostos e torres na forma tubular e de altura elevada. Apesar de apresentar grandes oscilações e elevado índice de interrupções, estas tecnologias tornaram possível a produção de turbinas eólicas com capacidade individual da ordem de alguns megawatts. Esta capacidade possibilitou a geração em larga escala de energia elétrica através de turbinas eólicas, alimentando de forma suplementar o sistema elétrico e tornando viável o uso desta modalidade de geração para complementar a matriz energética mundial [21], [22].

Com o objetivo de desenvolver um conceito de turbina eólica mais simples e robusta, Johannes Juul construiu na Dinamarca uma turbina eólica baseada em um motor assíncrono. Quando seu rotor é acionado, esta máquina alcança a velocidade síncrona, tornando-se um gerador sem qualquer esforço de sincronização. Estas turbinas foram utilizadas para geração de energia elétrica entre os anos de 1957 e 1962. Porém, no início da década de 60, a chegada do petróleo de baixo custo advindo do Oriente Médio fez com que tais turbinas fossem substituídas por turbinas convencionais movidas a combustíveis fósseis, que apresentavam menor custo de geração de energia [21].

As crises do petróleo em 1970 e 1973 fizeram com que os países retomassem a discussão sobre o futuro do fornecimento de energia elétrica e iniciassem programas de investigação e desenvolvimento do aproveitamento eólico para a geração deste insumo. Em países como os Estados Unidos, Alemanha e Suécia, até meados da década de 90, grandes turbinas eólicas foram desenvolvidas pela indústria aeroespacial, financiadas pelos governos locais, com o objetivo de se implementar geradores eólicos em escala comercial com potências elevadas, da ordem de MW. Porém, devido a falhas de concepção e construção, o desenvolvimento de tais turbinas não foi bem sucedido [20], [21].

Segundo a referência [20], a escala de produção comercial de turbinas eólicas só foi inicialmente alcançada por unidades de potência em torno de 300 kW, consideradas de média potência, no início da década de 90, utilizando como tendência tecnológica o conceito dinamarquês, que primava pela robustez e simplicidade. De acordo com este conceito, dois geradores assíncronos de rotor em gaiola de esquilo eram utilizados, sendo um de menor potência e outro com a potência nominal da turbina, cuja conexão à rede era alternada conforme a velocidade do vento. Uma vez conectados à rede, estes geradores operam com velocidade constante e limitação de potência. Neste processo, denominado “*stall*”, as perdas aerodinâmicas aumentam para velocidades de vento acima de determinado valor devido à geometria das pás, implicando em limitação de potência.

No Brasil, os estudos de aproveitamento do potencial eólico para geração de energia elétrica foram iniciados no ano de 1976 pelo Centro Técnico Aeroespacial (CTA), com o objetivo de se obter alternativas perante a crise do petróleo [20]. Em 1992, o Brasil teve a instalação da primeira turbina eólica no arquipélago de Fernando de Noronha, por meio de projetos realizados pelo Grupo de Energia Eólica da Universidade Federal de Pernambuco

(UFPE), financiado pelo Folkecenter (Dinamarca) em parceria com a Companhia Energética de Pernambuco – CELPE.

De acordo com a referência [3], o Brasil tem 51 empreendimentos eólicos, totalizando uma capacidade instalada de 1.325,6 MW, o que corresponde a 0,6% de participação no sistema elétrico nacional. Está previsto que até o ano de 2016, a capacidade instalada de geração eólica no Brasil será de 7,0 GW. Dentre estes empreendimentos, destacam-se pela capacidade instalada [23]:

- Complexo eólico do Alto Sertão I, localizado no semiárido baiano, é o maior parque eólico brasileiro, com 184 aerogeradores de indução do tipo duplamente alimentado e capacidade de geração de aproximadamente 294 MW, o que equivale a 30% da energia eólica gerada no Brasil;
- Parque eólico de Osório, localizado em Osório-RS, tem 75 aerogeradores do tipo síncrono e capacidade instalada de 150 MW;
- Usina eólica de Praia Formosa, instalada na cidade de Camocim (CE), tem 50 aerogeradores de indução e capacidade instalada de 104 MW;
- Parque eólico Alegria, instalado na cidade de Guamaré-RN, tem 31 geradores de indução e capacidade instalada de 51 MW;
- Parque eólico do Rio Fogo, instalado na cidade de Rio Fogo-RN, tem 62 aerogeradores e capacidade instalada de 41 MW.

Nos últimos anos, a busca crescente por sustentabilidade ambiental tem aumentado de forma significativa a investigação e o uso de fontes renováveis para a geração de energia elétrica, com destaque para o aproveitamento da energia eólica [4]. Porém, devido à variação de velocidade e à intermitência dos ventos, as usinas eólicas apresentam características de descontinuidade e flutuação, que resultam em variações frequentes nos fluxos de potência nas redes elétricas. Estas variações refletem em termos de direção e quantidade de energia transportada. Além destas variações, a conversão de energia eólica em elétrica é predominantemente realizada por geradores de indução, que requerem suporte de potência reativa da rede [18]. Portanto, a penetração desta geração no sistema acarreta em problemas de flutuação de frequência e estabilidade de tensão, entre outros [5]. Tais problemas têm

limitado a inserção de usinas eólicas como alternativas de geração, já que as intermitências e flutuações decorrentes causam impacto na confiabilidade composta do sistema elétrico de potência (SEP) [5], [24]. De acordo com a referência [18], se não forem tratadas de maneira correta, as características de intermitência no fornecimento de energia e de consumo de potência reativa inerentes às usinas eólicas podem afetar diretamente a confiabilidade do sistema.

Dada a atratividade da geração eólica aliada aos problemas inerentes a esta modalidade energética, este tema tem sido amplamente pesquisado na literatura. A referência [25] apresenta dois algoritmos de fluxo de carga para SEP com inserção de usinas eólicas. Um destes algoritmos considera a presença de turbinas eólicas com geradores de indução do tipo convencional, enquanto que o outro algoritmo envolve a representação de geradores de indução do tipo duplamente alimentado.

Em [24], a estabilidade de um sistema elétrico de potência com geração hidráulica e eólica de energia é analisada. Para esta análise, o sistema de excitação de um gerador eólico síncrono, sua modulação de frequência, as variações de velocidade do vento e o efeito causado por diferentes modos de entrada destes geradores no sistema são considerados. Em [4], um modelo de fluxo de potência ótimo (FPO) é proposto para analisar a influência de geradores eólicos na operação ótima de sistemas de potência. Para tanto, um modelo de estabilidade de geradores eólicos de velocidade fixa, considerando a capacidade de reserva girante, é incluído no FPO para representar as características destas unidades.

As referências [13] e [26] apresentam algumas soluções para os problemas associados à geração eólica, tais como a aplicação de equipamentos como supercapacitores e bancos de bateria, visando à manutenção do balanço energético do sistema em momentos de intermitência dos aerogeradores. Estas referências propõem um modelo de FPO que inclui os controles referentes às unidades eólicas de geração, incluindo a aplicação de compensação estática de reativos, com o objetivo de fornecer uma energia de maior qualidade e confiabilidade ao sistema. Já em [27], um sistema híbrido de potência “eólico-solar-baterias” é apresentado para atender à demanda de energia elétrica em regiões remotas.

Diversos trabalhos da literatura investigam o potencial de aplicação de compensadores estáticos de reativos para prover suporte à operação de usinas eólicas. A referência [18] avalia a resposta rápida do CER diante de variações da potência reativa requerida por geradores

eólicos em sistemas de potência, bem como a capacidade deste equipamento para suporte de reativos, filtragem de harmônicos de alta frequência e aumento da margem operacional das turbinas eólicas. Esta referência também descreve o potencial de aplicação do CER para manter a estabilidade de tensão do sistema durante a ocorrência de falhas, a fim de evitar desligamentos inesperados de aerogeradores devido a oscilações do módulo de tensão em seus terminais.

A referência [19] propõe o uso de CER para dar suporte à operação de aerogeradores, manter o controle do fluxo de potência no sistema e melhorar os perfis de tensão, visando à minimização de perdas técnicas em sistemas de transmissão com usinas eólicas.

A referência [28] apresenta uma aplicação de CER para a manutenção da estabilidade de tensão em sistemas elétricos com a presença de geração eólica. De acordo com esta referência, a compensação fixa de potência reativa através do uso de capacitores e indutores tem eficiência limitada devido à natureza dinâmica da geração eólica de energia elétrica. Assim, devido às suas características de flexibilidade e rapidez na compensação de reativos, o CER é apresentado como uma solução robusta e eficiente para o problema de instabilidade de tensão em sistemas elétricos com geração através de usinas eólicas.

Em [29], uma metodologia de controle de CER é proposta para amenizar os efeitos causados pela conexão de geradores eólicos em sistemas de distribuição, tais como, aumento do nível de tensão em regime permanente, sobretensão temporária durante a ocorrência de faltas do tipo fase-terra e flutuação de tensão durante condições de vento variáveis. O objetivo é viabilizar a crescente inserção de geração eólica em sistemas de distribuição com fontes de geração distribuída.

1.3 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

No contexto do interesse crescente pelo uso de recursos energéticos renováveis, a energia eólica tem se destacado por ser uma fonte de impacto ambiental relativamente baixo, abundante e de custo operacional reduzido. Apesar de tal destaque, devido às características de variação de velocidade e intermitência do vento, a penetração de usinas eólicas em sistemas elétricos de potência gera problemas e desafios para a operação destes sistemas [5]. Para solucionar estes problemas e viabilizar a inserção destas usinas, alternativas como a

utilização de compensadores estáticos de reativos têm sido investigadas, devido ao potencial destes dispositivos para suporte de potência reativa e controle de tensão. No entanto, a eficiência neste controle requer um ajuste adequado dos parâmetros do compensador estático, tais como sua tensão de referência e o coeficiente de inclinação de sua curva característica em regime permanente. Estes fatores serviram como motivação para o desenvolvimento do presente trabalho, destacando-se que o ajuste da inclinação da curva do CER é inédito na literatura especializada.

1.4 OBJETIVO

O presente trabalho propõe uma metodologia para o ajuste ótimo dos parâmetros de compensadores estáticos de reativos, com o objetivo de garantir a operação viável de sistemas elétricos de potência com inserção de usinas eólicas. Para tanto, um modelo de fluxo de potência ótimo é proposto. A metodologia apresentada considera diferentes cenários de vento a fim de representar as variações e a intermitência da potência de saída dos aerogeradores, modelados como geradores assíncronos [25], [30]. A partir da análise destes cenários, as incertezas relativas à disponibilidade dos ventos são representadas através de restrições de segurança, formuladas utilizando-se a técnica de decomposição matemática de Benders [31]. Desta forma, o ajuste dos compensadores estáticos de reativos considera a representação de indisponibilidades de geração no sistema, através de metodologia de decomposição hierárquica de dois estágios [32], [33]. O modelo de otimização foi implementado no software Lingo, desenvolvido pela Lindo Systems Inc. para resolução de problemas de otimização.

1.5 PUBLICAÇÃO DECORRENTE

O presente trabalho resultou na elaboração de um artigo técnico aprovado em congresso nacional:

- Oliveira, Leonardo W.; Oliveira, Edimar J.; Bento, José A. C.; Passos Filho, J. A.; Marcato, A. L. M.; Silva Junior, I. C. Requisitos de Suporte de Potência Reativa e de Reforço de Transmissão para Operação de Usinas Eólicas. In *Xii Symposium Of Specialists In Electric Operational And Expansion Planning*, 2012, Rio de Janeiro, Brasil.

1.6 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este primeiro capítulo apresentou uma visão geral do panorama atual, brasileiro e mundial, do uso da energia cinética dos ventos para a geração de energia elétrica. Problemas e desafios associados à penetração deste tipo de geração em sistemas elétricos de potência também foram descritos, bem como alternativas investigadas para sua solução. Uma revisão bibliográfica de trabalhos da literatura especializada sobre o tema foi realizada para dar consistência à proposta do presente trabalho.

Além deste capítulo, esta dissertação tem mais cinco capítulos. O Capítulo II apresenta os principais aspectos associados à operação e à modelagem de usinas eólicas, abordando os tipos de aerogeradores, os impactos de sua inserção no sistema de potência e sua modelagem em regime permanente.

O Capítulo III apresenta uma descrição do compensador estático de reativos, incluindo suas configurações, princípio de funcionamento e modelagem em regime permanente.

O Capítulo IV apresenta a metodologia proposta para ajuste ótimo dos parâmetros de compensadores estáticos de reativos visando prover suporte à operação de usinas eólicas. Um exemplo tutorial é apresentado a fim de elucidar a aplicação desta metodologia.

O Capítulo V apresenta os estudos de casos realizados com sistemas do IEEE para validação da metodologia proposta.

Por fim, o Capítulo VI apresenta as principais conclusões deste trabalho e propostas para desenvolvimentos futuros. Os dados complementares dos sistemas utilizados são fornecidos no Apêndice A.

2 Operação e Modelagem de Usinas Eólicas

2.1 INTRODUÇÃO

Os geradores que constituem uma usina eólica são dispositivos que, através de princípios de aerodinâmica, mecânica, elétrica e controle, convertem a energia cinética dos ventos em energia elétrica. A tecnologia aplicada na construção de aerogeradores tem se desenvolvido de forma significativa nas últimas décadas, fazendo com que se tenha atualmente a fabricação de geradores de potência na faixa de MW em escala comercial. Dentre os aspectos e questões técnicas que diferenciam as tecnologias atuais de aerogeradores, destacam-se os custos de fabricação e manutenção e as características de controle de velocidade, tensão e potência de saída. Este capítulo apresenta as principais características dos aerogeradores utilizados atualmente, seus impactos no sistema elétrico de potência e sua modelagem para análise em regime permanente.

2.2 TIPOS DE GERADORES EÓLICOS

No cenário atual, três tipos de tecnologias de aerogeradores têm se destacado devido às suas características de instalação, operação e manutenção: (i) geradores eólicos de indução convencionais, do tipo gaiola de esquilo, (ii) geradores eólicos síncronos a imã permanente, e (iii) geradores eólicos de indução duplamente alimentados. Estes tipos de aerogeradores são descritos na sequência.

2.2.1 GERADOR EÓLICO DE INDUÇÃO CONVENCIONAL

O gerador eólico de indução convencional ou gaiola de esquilo (SCIG, do inglês “*squirrel cage induction generator*”) consiste em uma turbina eólica acoplada indiretamente a um gerador de indução de rotor gaiola de esquilo [34], [35]. Este acoplamento é feito por uma caixa de engrenagens, que tem a função de fazer com que o rotor do gerador alcance a

velocidade supersíncrona, já que o fluxo de vento não é capaz de acionar a turbina eólica nesta velocidade.

Este gerador de indução pode ser conectado à rede elétrica de forma direta ou através de chaves estáticas (“*soft starter*”) para reduzir a corrente de magnetização na partida, conforme mostrado na Figura 2.1.

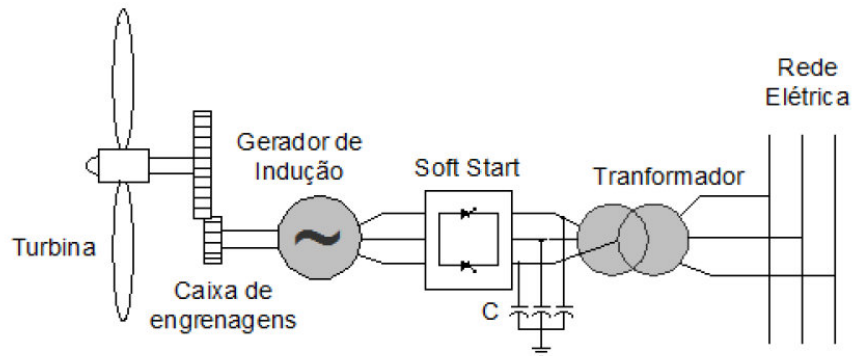


Figura 2.1 – Configuração Gerador de Indução com “*Soft Start*” [36].

Dado às características de conexão dos geradores de indução convencionais à rede elétrica, estas unidades suportam apenas pequenas variações de velocidade, limitando-se entre 1% e 2% de variação, sendo, portanto, conhecidos como geradores de velocidade fixa [37]. Estes geradores apresentam limitações em seus sistemas de controle, sendo disponíveis apenas controles aerodinâmicos dos tipos:

- “*stall*” passivo, que exploram os perfis das pás da turbina eólica com o objetivo de proteger a estrutura do aerogerador durante velocidades extremas de vento, e
- “*stall*” ativo, que atuam na orientação das pás, visando compensar as variações de velocidade do rotor.

Este tipo de aerogerador apresenta como vantagens em relação aos outros tipos as características de simplicidade, robustez e baixo custo de investimento. Porém, os geradores gaiola de esquilo requerem suporte elevado de potência reativa para sua operação. Este requisito torna necessário o investimento em equipamentos adicionais como bancos de capacitores para serem alocados próximos aos terminais da máquina, pois caso contrário, o déficit de reativos pode afetar diretamente o fluxo de potência da rede, causando afundamento de tensão próximo ao ponto de conexão do gerador [36].

2.2.2 GERADOR EÓLICO DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO

O gerador eólico duplamente alimentado (DFIG, do inglês “*doubly fed induction generator*”) [34], [35] tem um enrolamento trifásico no rotor, que está conectado à rede elétrica através de conversores dispostos na configuração CA-CC-CA, conforme mostrado na Figura 2.2. Nesta figura, o conversor ‘C1’ é CA-CC enquanto que ‘C2’ é um conversor CC-CA.

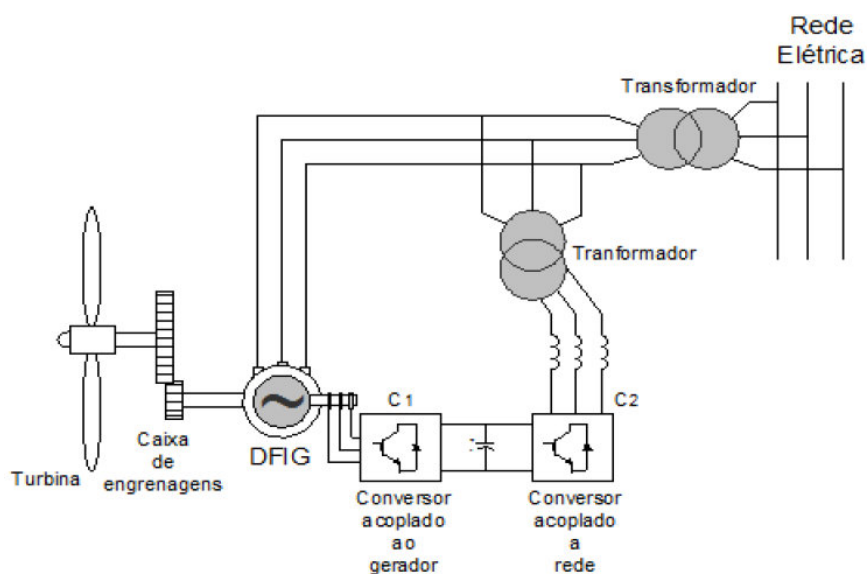


Figura 2.2 – Configuração Gerador de Indução Duplamente Alimentado [36].

A conversão CA-CC-CA possibilita o desacoplamento entre a velocidade mecânica do rotor e a frequência da rede, fazendo com que a frequência elétrica do rotor e do estator se equilibrem independentemente da velocidade mecânica do rotor. Desta forma, estes geradores têm capacidade de operação com velocidade variável.

As alternativas de controle de geradores duplamente alimentados envolvem: (i) controle de velocidade do rotor através do ajuste de sua tensão e corrente visando ao rendimento máximo no processo de conversão eletromecânica, (ii) controle de tensão de saída, através do controle da potência reativa desenvolvida pelo gerador e do respectivo fator de potência, e (iii) controle de passo das pás, que tem como função limitar a potência mecânica da turbina durante variações de velocidade do vento e, assim, bloquear a operação do gerador para velocidades fora da faixa específica de operação [25].

Os aerogeradores de indução duplamente alimentados apresentam as seguintes vantagens em relação aos aerogeradores de indução de rotor em gaiola [37]:

- Possibilidade de instalação de conversor e filtros menores e mais baratos, devido ao fato de que o rotor possui potência nominal entre 25 e 30% da capacidade nominal do gerador;
- Ganho de rendimento de aproximadamente 2 a 3%;
- Desacoplamento entre as potências ativa e reativa do gerador, o que permite controle do fator de potência, tal como a máquina síncrona.

2.2.3 GERADOR EÓLICO SÍNCRONO

Uma das características que diferenciam o gerador eólico síncrono dos outros tipos de aerogeradores consiste no fato de que o aerogerador síncrono dispensa o uso de engrenagens por ser acoplado diretamente ao eixo da turbina [34], [35]. Para compensar a baixa velocidade em que operam, em torno de 30 a 50 RPM, estes geradores têm um número de pólos elevado. A conexão à rede elétrica é realizada através de conversores de potência dispostos na configuração CA-CC-CA, conforme mostrado na Figura 2.3.

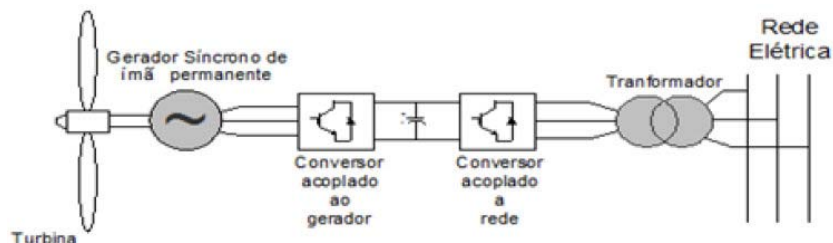


Figura 2.3 – Configuração Gerador Síncrono [36].

O rotor do gerador elétrico possui excitação por enrolamento de campo ou ímãs permanentes. A velocidade é variável através do ajuste dos ângulos das pás da turbina, denominado controle “*pitch*”.

Por dispensar o uso de engrenagens, o gerador eólico síncrono requer menor manutenção, fator que determina o grande uso deste tipo de gerador em turbinas eólicas instaladas no mar (“*offshore*”). Porém, devido ao grande número de pólos, este aerogerador tem diâmetro do rotor elevado e requer a utilização de conversores com potência nominal igual ou superior à potência máxima gerada, implicando em maior custo de investimento.

2.3 IMPACTOS DA OPERAÇÃO DE USINAS EÓLICAS NO SISTEMA DE POTÊNCIA

Devido à sua simplicidade, robustez e baixo custo de investimento, o gerador de indução convencional ou do tipo gaiola de esquilo é predominantemente utilizado para geração de energia elétrica em sistemas de potência. Porém, como descrito anteriormente, este tipo de gerador requer suporte de potência reativa do sistema, podendo implicar em problemas como de estabilidade de tensão e flutuação de frequência, além de afetar os limites de operação da rede elétrica.

Outro aspecto que deve ser considerado é que os geradores de indução convencionais têm limitações quanto a sua variação de velocidade, operando praticamente com velocidade constante. Tais limitações fazem com que, devido ao fato de sua potência de saída ser proporcional a sua velocidade, estes geradores sejam desconectados pelos respectivos sistemas de proteção em casos de contingência na rede. Esta desconexão torna mais severa a condição de operação do sistema sob falha, podendo, inclusive, resultar em inviabilidade operativa nesta condição.

Os geradores de indução de rotor duplamente alimentado são alternativos aos geradores convencionais. O gerador duplamente alimentado pode operar com velocidade variável, devido aos conversores estáticos que fazem a conexão com a rede elétrica, e permite o controle do fator de potência na saída, minimizando o problema de suporte de reativos. Porém, este aerogerador tem sua operação limitada durante falhas no sistema elétrico, pois tais falhas podem gerar correntes elevadas no estator da máquina. Neste caso, estas correntes se propagam para o rotor do gerador, devido ao acoplamento magnético com o estator, e conseqüentemente, atingem os conversores estáticos, podendo causar a sua destruição. Para evitar a destruição destes conversores, o sistema de proteção do gerador deve atuar, retirando-o de operação e tornando ainda mais severa a operação do sistema sob falha, tal como descrito para o aerogerador de indução convencional.

Os aerogeradores síncronos, por sua vez, também podem operar com velocidade variável e, assim como os geradores de indução duplamente alimentados, têm limitação quando a operação em regime de contingência.

Devido às características de variabilidade e intermitência de funcionamento de aerogeradores, procedimentos e requisitos de interligação entre parques eólicos e sistemas de

potência se fazem necessários, a fim de assegurar a operação adequada destes sistemas com relação à segurança do suprimento e à estabilidade de tensão. Estes procedimentos e requisitos variam significativamente entre países, dependendo do nível de penetração de plantas eólicas, da robustez da rede elétrica e das práticas locais. No Brasil, estes procedimentos são estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Dentre estes procedimentos e requisitos, destacam-se os controles da frequência, das potências ativa e reativa e da flutuação de tensão, bem como os requisitos de suportabilidade de faltas na rede e do conteúdo harmônico [10].

A tabela 2.1 apresenta de forma mais detalhada alguns dos requisitos de interligação entre parques eólicos e sistemas de potência. Destaque é dado para o requisito de controle de tensão, associado ao controle de potência reativa tanto em regime permanente quanto em regime transitório, pois o ajuste do compensador estático de reativos proposto no presente trabalho visa ao controle de potência reativa em regime permanente.

Tabela 2.1– Requerimentos Essenciais em Códigos de Rede para Turbinas Eólicas [36].

Requerimento	Característica
Controle de Potência Ativa	Alguns códigos de interligação requerem controle de potência ativa no parque eólico para garantir uma frequência estável no sistema e prevenir sobrecargas.
Controle de Frequência	Manutenção da frequência no sistema elétrico de potência em níveis aceitáveis a fim de manter a segurança no fornecimento, tanto no que diz respeito à qualidade de energia elétrica como para evitar sobrecarga de equipamentos.
Faixas de Tensão e Frequência	Estipula os níveis de tensão e frequência que os aerogeradores devem suportar quando o sistema elétrico encontra-se com desvios de frequência e tensão fora dos valores nominais.
Controle de Tensão	Trata-se do controle de potência reativa no sistema tanto em regime permanente quanto em regime transitório.
Qualidade de Energia (harmônicos, “ <i>flickers</i> ”, entre outros)	Vários critérios devem ser atendidos pelos aerogeradores no que diz respeito à qualidade de energia.
Proteção	Um sistema de relés deve atuar durante curto-circuitos, sobretensões, subtensões, durante e depois da ocorrência de faltas no sistema, a fim de garantir a operação do aerogerador dentro de faixas de operação sem que o mesmo seja danificado.
Comunicação e Controle Externo	Os parques eólicos devem fornecer sinais correspondentes às variáveis de interesse ao operador do sistema de potência, a fim de proporcionar a operação segura deste sistema.

2.4 MODELAGEM DE GERADORES EÓLICOS EM REGIME PERMANENTE

Os geradores eólicos considerados no modelo de otimização proposto no presente trabalho são dos tipos de indução, convencional ou de rotor gaiola de esquilo e duplamente alimentado, por serem predominantes em sistemas elétricos de potência. Portanto, os modelos destes aerogeradores em regime permanente são apresentados na sequência.

Independente do tipo de gerador eólico, a curva que define a potência ativa de saída em função da velocidade dos ventos é caracterizada conforme mostrado na Figura 2.4 [4], [25], [38].

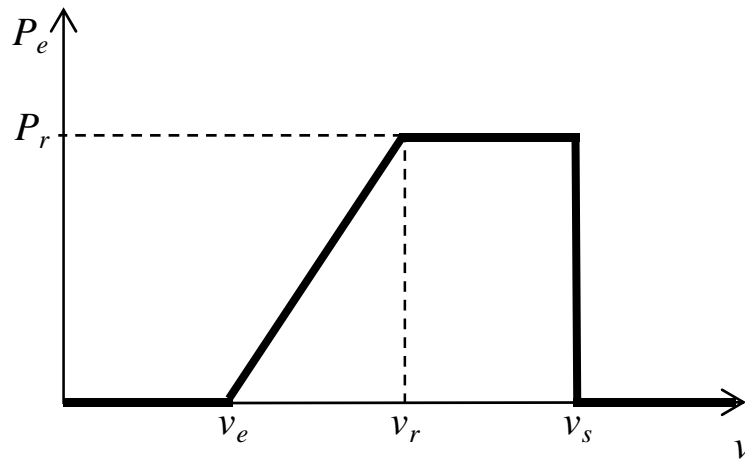


Figura 2.4 – Potência Ativa de Saída do Gerador Eólico em Função da Velocidade dos Ventos.

Em que:

- P_e Potência ativa de saída do gerador eólico,
- P_r Potência ativa de saída nominal do gerador eólico,
- v Velocidade do vento,
- v_e Velocidade de entrada do gerador em operação,
- v_r Velocidade nominal de operação do gerador, e
- v_s Velocidade de saída do gerador de operação.

A curva da Figura 2.4 pode ser descrita pela Equação (2.1) [25], [38].

$$P_e(v) = \begin{cases} 0, & \text{se } v \leq v_e \text{ ou } v \geq v_s \\ P_r \cdot \frac{v - v_e}{v_r - v_e}, & \text{se } v_e \leq v \leq v_r \\ P_r, & \text{se } v_r \leq v \leq v_s \end{cases} \quad (2.1)$$

A potência reativa desenvolvida pelo aerogerador de indução varia de acordo com o tipo de gerador, conforme descrito a seguir.

2.4.1 GERADOR DE INDUÇÃO CONVENCIONAL

A Figura 2.5 [25], [30] ilustra o circuito monofásico equivalente simplificado de um gerador de indução convencional.

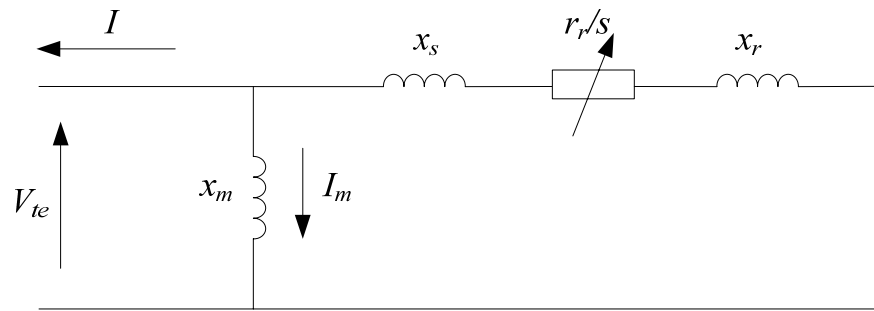


Figura 2.5 – Circuito Equivalente Simplificado do Gerador de Indução Convencional.

As variáveis da Figura 2.5 são definidas como:

- x_m Reatância de magnetização,
- x_s Reatância do estator,
- x_r Reatância do rotor,
- r_r Resistência do rotor,
- s Escorregamento do gerador,
- V_{te} Tensão terminal do gerador eólico, e
- I Corrente do gerador.

De acordo com o modelo da Figura 2.5, a potência ativa de saída do gerador de indução convencional é a potência dissipada pelo resistor $\frac{r_r}{s}$, calculada pela Equação (2.2) [25].

$$P_e = \frac{-V_{te}^2 \cdot \frac{r_r}{s}}{\left(\frac{r_r}{s}\right)^2 + x_k^2} \quad (2.2)$$

Em que $x_k = x_s + x_r$.

O escorregamento do gerador também pode ser escrito em função da tensão terminal V_{te} e da potência ativa de saída P_e , conforme Equação (2.3) [25].

$$s = -\frac{V_{te}^2 \cdot r_r - \sqrt{V_{te}^4 \cdot r_r^2 - 4 \cdot P_e^2 \cdot x_k^2 \cdot r_r^2}}{2 \cdot P_e \cdot x_k^2} \quad (2.3)$$

O fator de potência é calculado a partir da relação entre a potência ativa de saída e a potência reativa desenvolvida pelo gerador eólico. Esta relação pode ser obtida do circuito equivalente da Figura 2.5, conforme a Equação (2.4) [25].

$$Q_e = \frac{r_r^2 + x_k \cdot (x_k + x_m) \cdot s^2}{r_r \cdot x_m \cdot s} \cdot P_e \quad (2.4)$$

Em que:

Q_e Potência reativa desenvolvida pelo gerador eólico.

Em geral, a potência ativa de saída do gerador eólico pode ser obtida da curva $P_e = f(v)$, mostrada na Figura 2.4, em que f é a função descrita pela Equação (2.1) [25]. A partir das Equações (2.3) e (2.4), pode-se concluir que a potência reativa Q_e é função da tensão V_{te} , se a potência ativa P_e for predefinida pela velocidade dos ventos (v). Assim, a potência reativa Q_e é uma função de P_e e V_{te} , ou seja, $Q_e = g(P_e, V_{te})$, em que g representa esta função [25].

Da Equação (2.4), verifica-se ainda que a potência reativa desenvolvida pelo aerogerador de indução convencional é indutiva, ou seja, $Q_e \leq 0$, pois o escorregamento s tem valor negativo. Este perfil de geração justifica a necessidade de suporte de potência reativa para este tipo de gerador, através de compensação estática de reativos.

2.4.2 GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO

O circuito monofásico equivalente de um gerador de indução duplamente alimentado é mostrado na Figura 2.6 [25], [30].

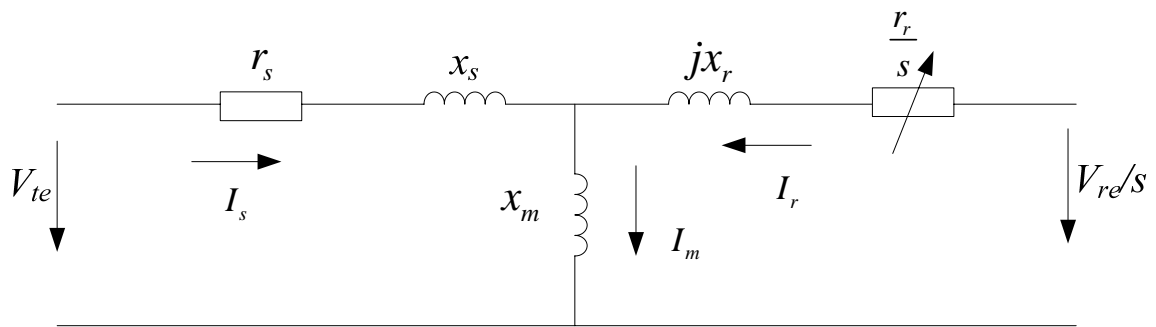


Figura 2.6 – Circuito Equivalente Simplificado do Gerador de Indução Duplamente Alimentado.

Em que:

- V_{re}/s Tensão no enrolamento do rotor,
- I_s Corrente no estator,
- I_r Corrente no rotor, e
- I_m Corrente de magnetização.

Para valores de velocidade do vento conhecidos, a potência ativa gerada pode ser determinada pela curva $P_e = f(v)$ ilustrada na Figura 2.4. No gerador de indução duplamente alimentado, esta potência de saída pode ser dividida em duas parcelas, a potência ativa nos enrolamentos do estator, P_{est} , e a potência nos enrolamentos do rotor, P_{rot} . Quando a velocidade de rotação do rotor é maior do que a velocidade síncrona do gerador, os enrolamentos do rotor geram potência ativa, e $P_{rot} > 0$. Por outro lado, quando a velocidade do rotor encontra-se abaixo da sua velocidade síncrona, $P_{rot} < 0$, indicando consumo de potência pelo rotor [25].

Desprezando a resistência do estator, r_s , a potência ativa gerada no rotor, P_{rot} , pode ser expressa pela Equação (2.5) [25].

$$P_{rot} = -\frac{r_r \cdot x_{ss}^2 \cdot (P_{est}^2 + Q_{est}^2)}{x_m^2 \cdot V_{te}^2} + \frac{2 \cdot r_r \cdot x_{ss}}{x_m^2} \cdot Q_{est} - s \cdot P_{est} + \frac{r_r \cdot V_{te}^2}{x_m^2} \quad (2.5)$$

Em que $x_{ss} = x_s + x_m$ e:

- Q_{est} Potência reativa nos enrolamentos do estator.

Desta forma, a potência ativa de saída da unidade eólica, P_e , pode ser calculada pela Equação (2.6) [25].

$$P_e = P_{est} + P_{rot} = \frac{r_r \cdot x_{ss}^2 \cdot (P_{est}^2 + Q_{est}^2)}{x_m^2 \cdot V_{te}^2} + \frac{2 \cdot r_r \cdot x_{ss}}{x_m^2} \cdot Q_{est} + (1 - s) \cdot P_{est} + \frac{r_r \cdot V_{te}^2}{x_m^2} \quad (2.6)$$

Conforme descrito anteriormente, o aerogerador de indução duplamente alimentado permite o controle de seu fator de potência. Portanto, dado um fator de potência, $\cos\varphi$, a potência reativa desenvolvida pelo aerogerador (Q_e) fica determinada, de forma aproximada, de acordo com a Equação (2.7) [25]. A aproximação citada consiste em fazer $Q_e = Q_{est}$ [25].

$$Q_e = Q_{est} = P_{est} \cdot \tan\varphi \quad (2.7)$$

Substituindo a expressão de Q_{est} da Equação (2.7) na Equação (2.6), tem-se que [25]:

$$P_e = P_{est} + P_{rot} = \frac{r_r \cdot x_{ss}^2 \cdot P_{est}^2}{x_m^2 \cdot V_{te}^2} \cdot (1 + \tan^2\varphi) + \left(1 + \frac{2 \cdot r_r \cdot x_{ss} \cdot \tan\varphi}{x_m^2} - s\right) \cdot P_{est} + \frac{r_r \cdot V_{te}^2}{x_m^2} \quad (2.8)$$

Resolvendo-se o sistema de Equações (2.7)-(2.8), obtém-se:

$$Q_e = \frac{-b \cdot V_{te}^2 + V_{te} \cdot \sqrt{c \cdot V_{te}^2 + 4 \cdot a \cdot P_e}}{2 \cdot a} \cdot \tan\varphi \quad (2.9)$$

$$a = \frac{r_r \cdot x_{ss}^2}{x_m^2} \cdot (1 + \tan^2\varphi) \quad (2.10)$$

$$b = 1 + \frac{2 \cdot r_r \cdot x_{ss} \cdot \tan\varphi}{x_m^2} - s \quad (2.11)$$

$$c = (1 - s)^2 + \frac{4 \cdot r_r \cdot x_{ss} \cdot \tan\varphi}{x_m^2} \cdot (1 - s) - \frac{4 \cdot r_r^2 \cdot x_{ss}^2}{x_m^4} \quad (2.12)$$

Em geral, a potência ativa de saída do gerador de indução duplamente alimentado, P_e , é determinada em função da velocidade dos ventos (v) e do respectivo fator de potência

($\cos\varphi$), sendo o escorregamento predefinido pelo sistema de controle de velocidade do gerador [25]. Considerando-se o fator de potência constante e também predefinido, a potência ativa P_e pode ser obtida em função da velocidade dos ventos através da curva $P_e = f(v)$ da Figura 2.4, formulada na Equação (2.1).

A Equação (2.9) mostra que a potência reativa Q_e é expressa em função da potência ativa P_e , do fator de potência ($\cos\varphi$), do escorregamento (s) e da tensão terminal do gerador (V_{te}) [25]. Considerando-se constantes e predefinidos o escorregamento e o fator de potência conforme descrito anteriormente, a potência reativa Q_e pode ser calculada em função da potência ativa P_e e da tensão terminal V_{te} .

A partir dos aspectos descritos, uma expressão aproximada para o cálculo da potência reativa Q_e é utilizada no presente trabalho, tendo em vista que o escorregamento e o fator de potência são considerados constantes e predefinidos. Esta expressão é formulada na Equação (2.13).

$$Q_e = P_e \cdot \tan \varphi \quad (2.13)$$

A aproximação utilizada para o cálculo de Q_e na Equação (2.13) consiste em fazer $P_e = P_{est}$ na Equação (2.7).

2.5 CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou os principais aspectos associados a geradores eólicos, através de uma abordagem dos tipos mais utilizados, de suas características técnicas, vantagens e desvantagens. Adicionalmente, os impactos da inserção destas unidades de geração em sistemas elétricos de potência foram descritos. Por fim, modelos de regime permanente para os aerogeradores de indução convencional e duplamente alimentado, predominantes em sistemas de potência, foram apresentados. Destaca-se que a definição dos tipos de geradores a serem instalados em uma usina eólica deve considerar os regimes de vento na região da usina, o tipo de terreno e a capacidade do sistema elétrico ao qual a usina será conectada. Outros aspectos como os recursos financeiros para a implantação da usina, a reserva energética da região e os custos previstos de manutenção também devem ser considerados.

3 O Compensador Estático de Reativos

3.1 INTRODUÇÃO

O Compensador Estático de Reativos (CER ou SVC, do inglês *Static Var Compensator*) consiste em um equipamento sem partes girantes, conectado em derivação com a rede elétrica para controle rápido do módulo de tensão de uma barra específica, dentro de uma faixa pré-definida. Este controle é realizado através da troca de potência reativa com o sistema elétrico de potência (SEP), sendo que o CER pode ter natureza capacitiva ou indutiva de acordo com as condições e os requisitos operativos deste sistema. Este capítulo apresenta uma descrição dos componentes de um CER e de sua curva característica de regime permanente. A partir desta curva, deriva-se o modelo de regime permanente para este dispositivo.

3.2 CONFIGURAÇÕES DE CER

Com o objetivo de controle de tensão através da variação da potência reativa trocada com o sistema de potência, o CER realiza uma coordenação entre elementos passivos, reatores e capacitores, que juntamente com um sistema de controle, filtros para harmônicos e um transformador de conexão, constituem o compensador. Duas configurações de CER podem ser encontradas:

- RCT – CF (Reator Controlado a Tiristores – Capacitor Fixo): consiste em um reator controlado a tiristores conectado em paralelo com um banco fixo de capacitores, e
- RCT – CCT (Reator Controlado a Tiristores – Capacitor Chaveado a Tiristores): consiste em um reator controlado a tiristores conectado em paralelo com um banco chaveado de capacitores.

Estas configurações são ilustradas na Figura 3.1 [39].

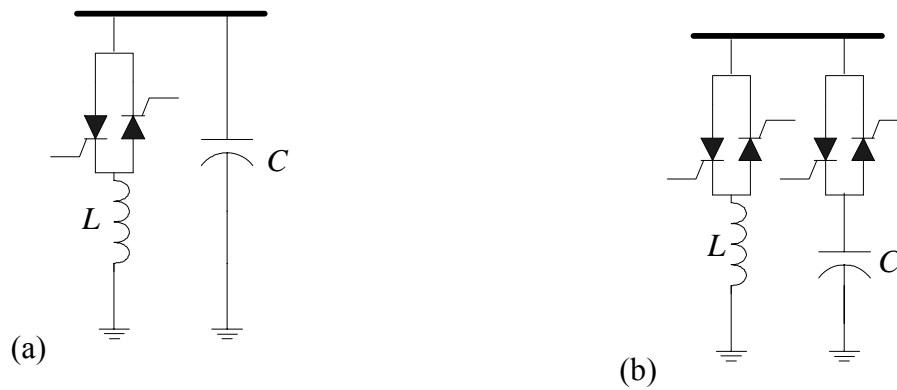


Figura 3.1 – Diagrama Esquemático do: (a) RCT – CF, (b) RCT – CCT.

Ambas as configurações da Figura 3.1 atribuem flexibilidade para a variação da potência reativa trocada com o sistema, dando ao CER a capacidade para excursionar de uma faixa de compensação capacitiva para uma faixa indutiva, alterando a natureza da corrente resultante do arranjo.

Verifica-se que a configuração com capacitores fixos, RCT – CF, apresenta baixa eficiência em situações em que a corrente resultante do arranjo é nula, pois, nestes casos, o RCT deve trocar potência reativa com o banco fixo de capacitores, sem compensação alguma para o sistema. Estas situações ocorrem quando a corrente de compensação passa da região capacitiva para a região indutiva, implicando em perdas mais elevadas para a configuração RCT – CF.

Na configuração com capacitores chaveados, RCT – CCT, as perdas no CER podem ser minimizadas com a desconexão dos capacitores e dos reatores do sistema na condição de compensação nula de potência reativa [40]. Porém, deve-se considerar que esta configuração apresenta custos mais elevados decorrentes dos tiristores e do sistema de controle de capacitores do CCT.

3.3 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO

Conforme descrito anteriormente, o CER deve efetuar controle de tensão de uma barra pré-definida, dentro de uma faixa de regulação, através do controle da potência reativa trocada com o sistema. Esta troca ocorre através da barra terminal do equipamento. A Figura 3.2 apresenta a estrutura básica do sistema de controle de um CER [39].

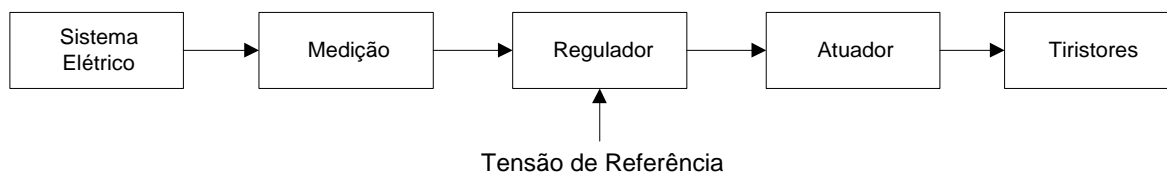


Figura 3.2 – Estrutura Básica do Sistema de Controle do CER.

Os elementos da estrutura de controle da Figura 3.2 são descritos a seguir:

- Medição: aquisição do valor de tensão da barra controlada,
- Regulador: compara a tensão medida da barra controlada com uma tensão de referência previamente ajustada, gerando um sinal de erro caso estas tensões sejam diferentes entre si,
- Atuador: recebe o sinal de erro do regulador caso a tensão controlada seja diferente do valor de referência, e gera uma saída proporcional ao erro para ajuste do ângulo de disparo (α) dos tiristores [39],
- Tiristores: elementos semicondutores que efetuam o chaveamento contínuo do RCT nas duas configurações da Figura 3.1, e o chaveamento discreto do CCT na configuração RCT – CCT.

Considerando-se a configuração RCT – CF, para o ângulo de disparo $\alpha = 90^\circ$, a condução dos tiristores é completa e o reator é totalmente incluído no respectivo ramo em derivação. Neste caso, o CER alcança a capacidade total de compensação indutiva. Por outro lado, $\alpha = 180^\circ$ implica em condução nula e compensação capacitiva máxima. Compensações intermediárias são obtidas para ângulos de disparo entre 90° e 180° , faixa em que o reator é parcialmente incluído. Raciocínio análogo é válido para os ângulos de disparo dos tiristores do banco chaveado de capacitores na configuração RCT – CCT.

A componente fundamental da corrente resultante no RCT é alterada através da variação do ângulo de disparo α . Esta alteração implica em variação da indutância efetiva do

reator. Como resultado, uma reatância indutiva variável pode ser associada ao RCT através do controle do ângulo α . Esta reatância é formulada na Equação (3.1) [39], [41].

$$X_{RCT}(\alpha) = \frac{\pi\omega L}{2\pi - 2\alpha + \text{sen}(2\alpha)} \quad (3.1)$$

Em que:

- X_{RCT} Reatância variável do RCT,
- ω Frequência angular do sistema, e
- L Indutância do reator.

Esta reatância variável do RCT implica em uma reatância variável tanto do arranjo RCT – CF quanto do arranjo RCT – CCT, ou seja, em uma reatância variável do CER como um todo. Os limites desta reatância variável determinam a região de controle do compensador, em que a faixa indutiva é definida pela susceptância máxima do indutor e a faixa capacitiva é definida pela susceptância total do banco de capacitores em serviço e dos capacitores de filtragem [39].

3.4 MODELOS DE CER EM REGIME PERMANENTE

A análise e a otimização de sistemas de potência com CER, através de ferramentas como fluxo de potência e fluxo de potência ótimo (FPO), requer uma representação adequada deste compensador em regime permanente. Desta forma, a influência destes dispositivos no fluxo de potência e no nível de tensão do sistema é representada de forma mais realista possível, de acordo com os requisitos da análise. Entre os principais modelos de CER para problemas de fluxo de potência e FPO, tem-se o de ‘gerador – susceptância fixa’, de susceptância total, de susceptância variável e o modelo de ângulo de disparo [28], [41].

A referência [28], que também investiga a operação de usinas eólicas em sistemas de potência, utilizou o modelo de ‘gerador – susceptância fixa’ sem transformador de acoplamento. Este modelo apresenta problemas associados à operação do CER em um de seus limites, capacitivo ou indutivo, já que necessita ser modificado de gerador para impedância fixa nestes limites. Esta modificação implica em alterações frequentes da matriz Jacobiana,

dificultando a convergência do fluxo de potência. Para evitar este problema, a referência citada considera a operação do CER dentro dos limites de compensação.

Em [18], o modelo de ângulo de disparo do CER é utilizado para controle do suporte de potência reativa necessário para a operação de usinas eólicas. De acordo com este modelo, o ângulo de disparo (α) é definido como uma variável de controle e a susceptância do CER é uma variável dependente, calculada em função do ângulo α . O objetivo deste controle de acordo com a referência citada é manter constante o fator de potência na barra de conexão da usina eólica.

O modelo de ângulo de disparo também é utilizado em [42], referência que considera a configuração RTC – CCT. Portanto, a susceptância total do CER é controlada através do ajuste dos ângulos dos tiristores do reator e do banco de capacitores. O comportamento do controlador é definido pela curva característica tensão versus corrente da Figura 3.3 [39].

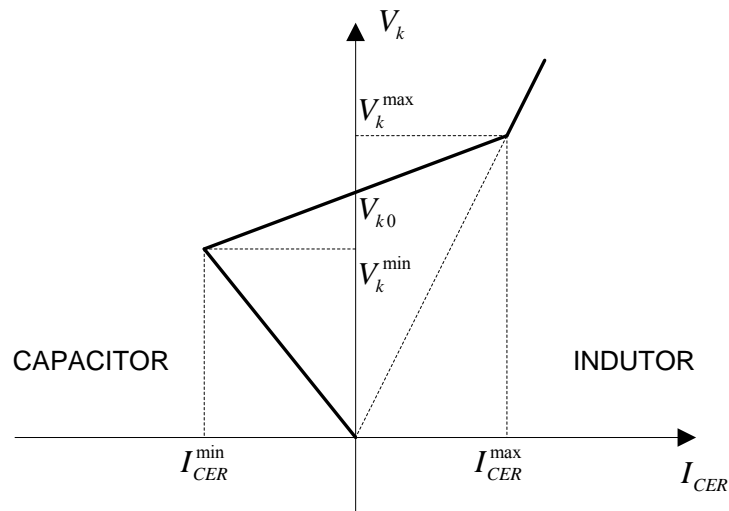


Figura 3.3 – Curva Característica Tensão versus Corrente.

Em que:

- V_k Tensão da barra controlada,
- I_{CER} Corrente de compensação do CER,
- V_{k0} Tensão de referência do sistema de controle do CER,
- V_k^{min}, V_{CER}^{max} Limites mínimo e máximo de tensão da barra controlada do CER, e
- $I_{CER}^{min}, I_{CER}^{max}$ Limites mínimo e máximo de corrente de compensação do CER.

Observa-se da curva característica da Figura 3.3 que, quando o CER opera dentro dos limites operacionais ($I_{CER}^{min} < I_{CER} < I_{CER}^{max}$), o controle é ativo sob a faixa linear da curva, ou seja, a corrente de compensação varia de acordo com o perfil de tensão da barra controlada. Por outro lado, quando o compensador encontra-se em um de seus limites, este dispositivo perde a capacidade de controle e se comporta como uma susceptância fixa, dada pelo respectivo limite.

Sobre os modelos de CER, o modelo de susceptância variável é mais adequado do que o modelo de ‘gerador – susceptância fixa’, pois considera a compensação de potência reativa pelo equipamento como uma função quadrática da tensão de sua barra terminal na região de controle, conforme Equação (3.2) [43].

$$Q_{CER} = b_{CER} \cdot V_t^2 \quad (3.2)$$

Em que:

- Q_{CER} Potência reativa desenvolvida pelo CER,
- b_{CER} Susceptância variável do CER, e
- V_t Tensão da barra terminal do CER.

Outra vantagem do modelo de susceptância variável é permitir a representação do CER fora da região de controle sem maiores impactos na convergência do fluxo de potência e do FPO, pois a compensação reativa permanece como a mesma função quadrática da tensão, Equação (3.2), fora desta região. Em outras palavras, o que muda da faixa de controle para a região não controlável é a fixação da susceptância do CER, b_{CER} , no respectivo limite alcançado, mas o cálculo da potência reativa do equipamento, Q_{CER} , em função da tensão e da susceptância permanece o mesmo.

O modelo de ângulo de disparo também utiliza a função da Equação (3.2), mas conduz a um equacionamento mais complexo da potência reativa trocada entre CER e sistema, pois a variável b_{CER} é função do ângulo de disparo neste caso.

Tendo em vista os aspectos anteriores, o modelo de susceptância variável utilizado em [33] foi escolhido no presente trabalho. Este modelo é descrito com maiores detalhes a seguir.

3.5 MODELAGEM DE SUSCEPTÂNCIA VARIÁVEL DO CER UTILIZADO NESTA DISSERTAÇÃO

Como descrito anteriormente, o modelo de regime permanente para CER utilizado nesta dissertação consiste no modelo de susceptância variável [43]. No presente trabalho, este modelo é associado à inclusão de uma barra adicional para representar o transformador de acoplamento [33], [43]. Esta representação é ilustrada na Figura 3.4 [39].

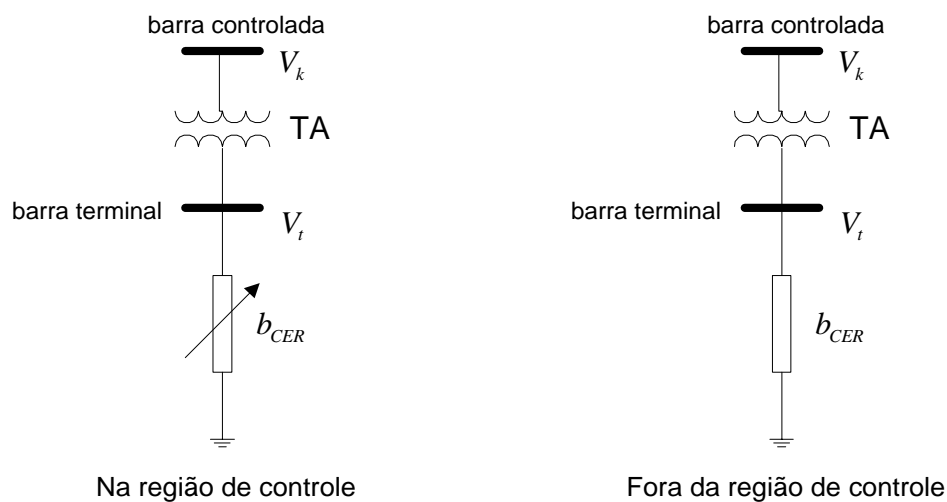


Figura 3.4– Modelo do CER Com Representação do Transformador de Acoplamento.

De acordo com este modelo, a potência reativa desenvolvida pelo CER, Q_{CER} , é função da tensão terminal e da susceptância deste equipamento, conforme Equação (3.2). A Figura 3.5 mostra a curva característica de regime permanente do CER, que estabelece a relação entre a potência reativa Q_{CER} e a tensão controlada V_k [33].

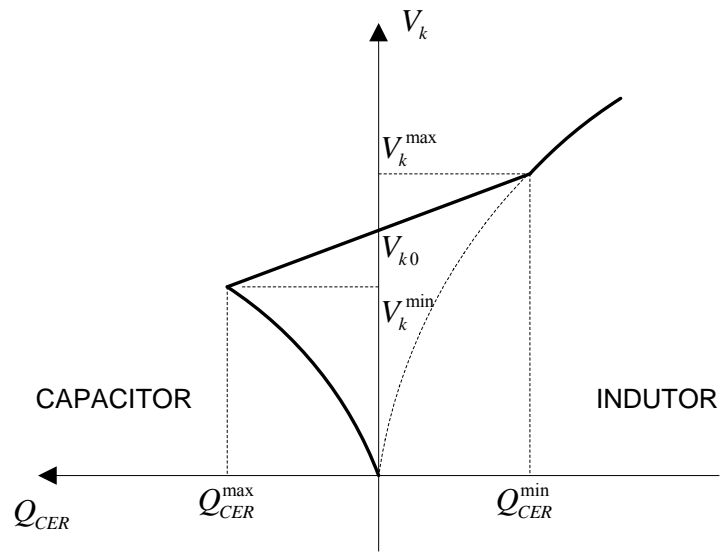


Figura 3.5 – Curva Característica Tensão versus Potência Reativa.

A curva da Figura 3.5 foi utilizada no presente trabalho para representar o comportamento do CER no problema de FPO, pois a potência Q_{CER} também contribui na equação de balanço de potência reativa da barra terminal do compensador, que é uma das restrições do problema formuladas no capítulo de metodologia proposta.

A faixa linear da curva característica da Figura 3.5, definida pelo domínio ($b_{CER}^{min} < b_{CER} < b_{CER}^{max}$), é formulada na Equação (3.3).

$$V_k = V_{k0} + r_{CER} \cdot Q_{CER} \quad (3.3)$$

Em que:

r_{CER} Coeficiente de inclinação da região de controle da curva característica do CER.

Enquanto que a compensação reativa desenvolvida pelo CER, Q_{CER} , é calculada através da Equação (3.2), os limites desta potência, Q_{CER}^{min} e Q_{CER}^{max} , são calculados como:

$$Q_{CER}^{min} = b_{CER}^{min} \cdot (V_t^{max})^2 \quad (3.4)$$

$$Q_{CER}^{max} = b_{CER}^{max} \cdot (V_t^{min})^2 \quad (3.5)$$

Em que:

V_t^{min}, V_t^{max} Limites mínimo e máximo de tensão da barra terminal do CER.

Destaca-se que o ajuste ótimo da tensão de referência V_{k0} foi inicialmente proposto em [33], [39], tendo conduzido à otimização do suporte de potência reativa pelo CER e à consequente minimização da necessidade de suporte adicional no sistema. O ajuste do parâmetro r_{CER} , inclinação da faixa de controle da curva característica do CER da Figura 3.5, também é proposto no presente trabalho. Este ajuste é inédito na literatura.

3.6 CONCLUSÕES

Este capítulo teve por finalidade descrever os principais aspectos associados ao compensador estático de reativos, proposto nesta dissertação para prover suporte à operação de usinas eólicas em sistemas de potência. Estes aspectos incluíram as configurações deste compensador, sua estrutura de controle e princípio de funcionamento, bem como uma revisão dos principais modelos de regime permanente para representação do equipamento em problemas de fluxo de carga e fluxo de potência ótimo. Esta revisão contemplou trabalhos dedicados à investigação da aplicação do CER como suporte a usinas eólicas, de modo a delinear e auxiliar na escolha do modelo adotado no presente trabalho. A partir desta revisão, o modelo de susceptância variável foi escolhido por aliar uma boa aproximação do comportamento do CER em regime permanente com simplicidade de implementação no FPO.

4 Metodologia Proposta

4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo será apresentada a metodologia proposta para ajuste ótimo dos parâmetros do compensador estático de reativos (CER), visando prover o suporte de potência reativa necessário para garantir a operação viável de sistemas elétricos de potência (SEP) com inserção de usinas eólicas de geração de energia. Primeiramente, o problema de fluxo de potência ótimo (FPO) proposto será modelado considerando-se os modelos de usinas eólicas e do CER, ambos para análise de regime permanente. Esta modelagem será apresentada para um cenário base de vento e para outros possíveis cenários. Na sequência, as restrições de segurança representativas das incertezas relativas à disponibilidade e à variação dos ventos são formuladas através da técnica de decomposição de Benders [31]. Por fim, o algoritmo proposto, baseado em uma metodologia de decomposição hierárquica de dois estágios [32], [33], [44], é apresentado, seguido de um caso tutorial para exemplificar a aplicação da metodologia de ajuste proposta.

4.2 OTIMIZAÇÃO DE SEP CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE USINAS EÓLICAS

O problema de fluxo de potência ótimo consiste na determinação do estado operativo de um sistema elétrico de potência que otimiza um índice de desempenho deste sistema e, ao mesmo tempo, atende a restrições da rede elétrica e operacionais. Portanto, o problema de FPO é constituído de uma função objetivo e de restrições.

Para representar a inserção de geração eólica em SEP, a modelagem dos aerogeradores é inserida no problema de FPO proposto no presente trabalho. Esta modelagem envolve as restrições relativas ao despacho de potência dos geradores eólicos e a contribuição destes geradores no balanço de carga das respectivas barras terminais. São considerados nesta dissertação os geradores eólicos de indução convencional, ou de rotor gaiola de esquilo, e duplamente alimentado.

Além da modelagem das usinas eólicas, o problema de FPO proposto considera o modelo do compensador estático de reativos, cuja finalidade é prover suporte de potência reativa para a operação dos aerogeradores, principalmente do gerador de indução convencional. O modelo proposto também permite otimizar a interação entre CER e gerador de indução duplamente alimentado. Tanto os modelos dos aerogeradores quanto o modelo do CER são para análise de regime permanente a fim de sua representação no FPO.

Nesta dissertação, o problema de FPO que considera valores determinísticos e conhecidos de velocidade de vento nas regiões de operação das usinas eólicas é denominado de ‘Caso Base’. Os problemas de FPO que consideram variações nos valores determinísticos de velocidade de vento citados anteriormente são denominados ‘Cenários’. Estas variações representam as intermitências relativas ao regime de ventos.

Portanto, ambos os problemas de otimização, associados ao caso base e aos cenários, são problemas de FPO, ambos constituídos de função objetivo e restrições que apresentam características diferentes entre si, de acordo com o propósito de cada um. Estes problemas são relacionados entre si através de restrições de segurança construídas após a análise dos cenários.

4.3 MODELAGEM DO PROBLEMA DE FPO ASSOCIADO AO CASO BASE

A modelagem do problema de FPO associado ao caso base é apresentada a seguir, através da descrição de sua função objetivo e de suas restrições. Este problema considera valores médios determinísticos e conhecidos de velocidade de vento na região de operação das usinas eólicas.

4.3.1 FUNÇÃO OBJETIVO

O objetivo do problema de FPO associado ao caso base é a minimização das perdas de potência ativa no sistema, aliada ao mínimo custo de investimento em suporte adicional de potência reativa. A Equação (4.1) apresenta a formulação da função objetivo associada a este problema que deve ser minimizada.

$$FOB_{CB} = \sum_{ij \in Nc} (c_L \cdot L_{ij}) + \sum_{i \in Bc} (cQ_{Ai} \cdot |Q_{Ai}|) \quad (4.1)$$

Em que:

- FOB_{CB} Função objetivo do caso base,
 Nc Conjunto de circuitos do sistema,
 c_L Custo unitário de perda de potência ativa,
 L_{ij} Perda de potência ativa no circuito ij ,
 Bc Conjunto de barras candidatas à alocação de suporte adicional de potência reativa,
 cQ_{Ai} Custo de alocação de suporte de potência reativa na barra candidata i , e
 Q_{Ai} Alocação de potência reativa na barra candidata i .

A função objetivo do caso base, Equação (4.1), que deve ser minimizada, é composta por duas parcelas: (i) parcela associada ao custo da perda de potência ativa no sistema ($\sum_{ij \in Nc} (c_L \cdot L_{ij})$), e (ii) parcela relativa ao custo de alocação de suporte adicional de potência reativa no sistema ($\sum_{i \in Bc} (cQ_{Ai} \cdot Q_{Ai})$). A perda de potência ativa L_{ij} , por sua vez, é calculada como:

$$L_{ij} = g_{ij} \cdot [V_i^2 + V_j^2 - 2 \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij}] \quad (4.2)$$

Em que:

- g_{ij} Condutância do circuito ij ,
 V_i Tensão da barra i , e
 θ_{ij} Defasagem angular entre as barras i e j .

Destaca-se que a minimização da perda de potência ativa no SEP permite aumentar as margens operativas deste sistema.

A alocação de potência reativa Q_{Ai} pode ser de natureza capacitiva, neste caso $Q_{Ai} > 0$, ou indutiva com $Q_{Ai} < 0$. Por isto, a função objetivo da Equação (4.1) considera o módulo de Q_{Ai} para computar o custo total de alocação de potência reativa. Destaca-se que esta alocação é representada através de uma variável contínua. Por isto, para obter uma solução

prática, em que o suporte de reativos é provido por um reator ou por um banco fixo de capacitores em derivação, uma metodologia de ajuste do valor de Q_{Ai} obtido do FPO para o valor discreto mais próximo deve ser implementada [45]. Esta implementação não foi realizada no presente trabalho, sendo incluída entre as propostas para trabalhos futuros.

4.3.2 RESTRIÇÕES DE BALANÇO DE POTÊNCIA

As restrições de balanço de potência estão associadas à primeira lei de Kirchhoff, lei das correntes ou lei dos nós. A aplicação desta lei a um sistema de potência implica que o somatório das potências ativas em uma barra deve ser igual a zero, sendo que neste somatório as potências de saída desta barra têm sinais opostos às potências de entrada. A mesma implicação vale para o somatório de potências reativas.

As Equações (4.3) e (4.4) apresentam as formulações das restrições de balanço de potência ativa e reativa, respectivamente.

$$P_{gi} + P_{uei} - P_{Li} - \sum_{j \in \Omega_i} P_{ij} = 0 \quad (4.3)$$

$$Q_{gi} + Q_{uei} + Q_{Ai} + b_{CERi} \cdot V_i^2 - Q_{Li} - \sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij} = 0 \quad (4.4)$$

Em que:

- P_{gi} Potência ativa gerada na barra i por uma usina ‘convencional’,
- P_{uei} Potência ativa gerada na barra i por uma usina eólica,
- P_{Li} Carga ativa na barra i ,
- Ω_i Conjunto de barras ligadas à barra i através de circuitos,
- P_{ij} Fluxo de potência ativa no circuito ij ,
- Q_{gi} Potência reativa gerada na barra i por uma usina ‘convencional’,
- Q_{uei} Potência reativa gerada na barra i por uma usina eólica,
- b_{CERi} Susceptância variável do CER conectado à barra i ,
- Q_{Li} Carga reativa na barra i , e
- Q_{ij} Fluxo de potência reativa no circuito ij .

Os fluxos de potência ativa e reativa em um circuito ij são dados pelas Equações (4.5) e (4.6), respectivamente.

$$P_{ij} = (a_{ij} \cdot V_i)^2 \cdot g_{ij} - (a_{ij} \cdot V_i) \cdot V_j \cdot (g_{ij} \cdot \cos\theta_{ij} + b_{ij} \cdot \sin\theta_{ij}) \quad (4.5)$$

$$Q_{ij} = -(a_{ij} \cdot V_i)^2 \cdot (b_{ij} + b_{km}^{sh}) + (a_{ij} \cdot V_i) \cdot V_j \cdot (b_{ij} \cdot \cos\theta_{ij} + g_{ij} \cdot \sin\theta_{ij}) \quad (4.6)$$

Em que:

- a_{ij} Valor do tape associado ao circuito ij , em caso de transformador,
- b_{ij} Susceptância série do circuito ij , e
- b_{ij}^{sh} Susceptância em derivação do circuito ij .

Na Equação (4.3), a potência ativa gerada P_{gi} é proveniente de uma usina ‘convencional’, ou seja, de uma usina hidroelétrica ou termoelétrica, caso esta usina esteja conectada à barra i . Neste caso, a potência P_{uei} é igual a zero. Por outro lado, se a barra i é conectada a uma usina eólica, então P_{uei} é a potência gerada nesta usina e P_{gi} é igual a zero. O mesmo raciocínio vale para as potências reativas geradas Q_{gi} e Q_{uei} .

Observa-se ainda, na Equação (4.4), que o modelo do CER contribui na restrição de balanço de potência reativa. A potência reativa desenvolvida pelo CER conectado à barra i , dada por $b_{CERi} \cdot V_i^2$, é somada na Equação (4.4). Desta forma, se a compensação é capacitiva, o valor da susceptância b_{CERi} é positivo e a potência do equipamento é somada à potência da barra i . Por outro lado, se a compensação é indutiva, a susceptância b_{CERi} tem valor negativo e a potência do CER é subtraída da barra i .

4.3.3 RESTRIÇÕES ASSOCIADAS AOS GERADORES EÓLICOS

A modelagem das usinas eólicas no problema de FPO inclui a formulação das respectivas potências ativa e reativa geradas. A Equação (4.7) formula a potência ativa gerada em uma usina eólica, dada pelo somatório das potências ativas de saída dos aerogeradores pertencentes a esta usina. O despacho de potência ativa de cada aerogerador é função da velocidade dos ventos na região de operação da usina eólica conectada à barra i do SEP,

conforme Equação (4.8).

$$P_{uei} = \sum_{j \in N_{gei}} P_{ej} \quad (4.7)$$

$$P_{ej}(v_i) = \begin{cases} 0, & \text{se } v_i \leq v_{ej} \text{ ou } v_i \geq v_{sj} \\ P_{rj} \cdot \frac{v_i - v_e}{v_r - v_e}, & \text{se } v_{ej} \leq v_i \leq v_{rj} \\ P_{rj}, & \text{se } v_{rj} \leq v_i \leq v_{sj} \end{cases} \quad (4.8)$$

Em que:

- N_{gei} Número de aerogeradores pertencentes à usina da barra i ,
- P_{ej} Potência ativa de saída do gerador eólico j (MW),
- P_{rj} Potência ativa de saída nominal do gerador eólico j ,
- v_i Velocidade do vento na região da usina eólica conectada à barra i ,
- v_{ej} Velocidade de entrada em operação do gerador j ,
- v_{rj} Velocidade nominal de operação do gerador j , e
- v_{sj} Velocidade de saída de operação do gerador j .

Nesta dissertação, são considerados os aerogeradores de indução convencional e duplamente alimentado. Para ambos, o despacho de potência ativa é modelado pelas Equações (4.7) e (4.8).

A potência reativa trocada entre a usina eólica da barra i e o sistema também é dada pelo somatório das potências reativas de saída de cada aerogerador, conforme Equação (4.9). Estas potências, por sua vez, variam entre os tipos de aerogeradores considerados. As Equações (4.10) e (4.12) apresentam as formulações de potência reativa de saída para os aerogeradores de indução convencional e duplamente alimentado, respectivamente.

$$Q_{uei} = \sum_{j \in N_{gei}} Q_{ej} \quad (4.9)$$

$$Q_{ej} = \frac{r_{rj}^2 + x_{kj} \cdot (x_{kj} + x_{mj}) \cdot S_j^2}{r_{rj} \cdot x_{mj} \cdot S_j} \cdot P_{ej} \quad (4.10)$$

$$x_{kj} = x_{sj} + x_{rj} \quad (4.11)$$

$$Q_{ej} = P_{ej} \cdot \tan \varphi_j \quad (4.12)$$

Em que:

Q_{ej} Potência reativa de saída do gerador eólico j ,

r_{rj} Resistência do rotor do gerador j ,

x_{sj} Reatância do estator do gerador j ,

x_{rj} Reatância do rotor do gerador j ,

x_{mj} Reatância de magnetização do gerador j ,

s_j Escorregamento do gerador j , e

φ_j Ângulo cujo cosseno é o fator de potência do gerador j .

Na modelagem proposta no presente trabalho, o escorregamento s_j e o fator de potência, $\cos \varphi_j$, são constantes e pré-definidos para cada aerogerador.

Da Equação (4.10), pode-se verificar que a potência reativa desenvolvida pelo aerogerador convencional é indutiva, pois como s_j tem valor negativo, $Q_{ej} \leq 0$. De acordo com a modelagem proposta, o gerador de indução duplamente alimentado desenvolve potência reativa capacitiva e opera com fator de potência constante e predefinido, conforme Equação (4.12).

Destaca-se que, como o caso base considera valores de velocidade de vento v_i determinísticos e conhecidos, o despacho de potência ativa pelas usinas eólicas é fixo de acordo com esta velocidade, conforme Equações (4.7) e (4.8). As potências reativas, por sua vez, são determinadas em função da potência ativa e de parâmetros do gerador, tanto para o gerador de indução convencional, Equação (4.10), quanto para o gerador duplamente alimentado, Equação (4.12), lembrando que s_j e $\cos \varphi_j$ são considerados parâmetros predefinidos. Conclui-se, portanto, que, assim como a potência ativa, a potência reativa dos aerogeradores de indução é constante no FPO associado ao caso base e determinada a partir do valor de velocidade de vento na região de operação da usina.

4.3.4 RESTRIÇÃO ASSOCIADA AO CER

A modelagem do CER no FPO associado ao caso base envolve a contribuição da potência compensada, $b_{CERi} \cdot V_i^2$, na restrição de balanço de potência reativa da barra i , terminal do CER, conforme Equação (4.4) formulada anteriormente.

Adicionalmente, a curva característica do CER de regime permanente deve ser modelada no problema de FPO, a fim de representar o comportamento da potência reativa deste equipamento com a tensão controlada. A restrição imposta pela curva característica do CER é formulada pela Equação (4.13).

$$V_{k0} - V_k + r_{CER} \cdot b_{CER} \cdot V_T^2 = 0 \quad (4.13)$$

Em que:

- V_{k0} Tensão de referência do CER,
- V_k Tensão da barra controlada pelo CER,
- r_{CER} Coeficiente de inclinação da curva característica do CER, na região de controle, e
- V_T Tensão da barra terminal do CER.

A tensão de referência V_{k0} é uma variável de otimização no modelo de FPO proposto no presente trabalho. O ajuste desta variável foi inicialmente proposto em [33], [39]. Adicionalmente, a presente dissertação propõe o ajuste do coeficiente r_{CER} visando otimizar o suporte de potência reativa pelo compensador estático.

4.3.5 RESTRIÇÕES DE CANALIZAÇÃO

As restrições de canalização representam os limites das variáveis do problema de FPO. Estes limites podem ser físicos, como os limites da susceptância variável do CER (b_{CER}), ou operacionais, como os limites de tensão nas barras do sistema. Estas restrições são formuladas a seguir.

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad (4.14)$$

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max} \quad (4.15)$$

$$Q_{Ai}^{min} \leq Q_{Ai} \leq Q_{Ai}^{max} \quad (4.16)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (4.17)$$

$$b_{CER}^{min} \leq b_{CER} \leq b_{CER}^{max} \quad (4.18)$$

$$V_{k0}^{min} \leq V_{k0} \leq V_{k0}^{max} \quad (4.19)$$

$$r_{CER}^{min} \leq r_{CER} \leq r_{CER}^{max} \quad (4.20)$$

Em que:

- $P_{gi}^{min}, P_{gi}^{max}$ Limites mínimo e máximo, respectivamente, de geração de potência ativa da usina ‘convencional’ conectada à barra i ,
- $Q_{gi}^{min}, Q_{gi}^{max}$ Limites mínimo e máximo, respectivamente, de geração de potência reativa da usina ‘convencional’ conectada à barra i ,
- $Q_{Ai}^{min}, Q_{Ai}^{max}$ Limites mínimo e máximo, respectivamente, de alocação de suporte adicional de potência reativa na barra i ,
- V_i^{min}, V_i^{max} Limites mínimo e máximo, respectivamente, de tensão na barra i ,
- $b_{CER}^{min}, b_{CER}^{max}$ Limites mínimo e máximo, respectivamente, da susceptância variável do CER,
- $V_{k0}^{min}, V_{k0}^{max}$ Limites mínimo e máximo, respectivamente, da tensão de referência do CER, e
- $r_{CER}^{min}, r_{CER}^{max}$ Limites mínimo e máximo, respectivamente, do coeficiente de inclinação da curva característica do CER (faixa ou região de controle).

Destaca-se que Q_{Ai}^{min} é negativo e representa o limite de alocação de potência reativa indutiva, enquanto que Q_{Ai}^{max} é positivo e representa o limite capacitivo de alocação de suporte reativo.

4.3.6 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A partir da descrição da função objetivo e das restrições que compõem o problema de FPO associado ao caso base, considerando a inserção de usinas eólicas e a modelagem do CER, este problema é formulado como:

$$\text{Min } FOB_{CB} = \sum_{ij \in Nc} (c_L \cdot L_{ij}) + \sum_{i \in Bc} (c_{Q_{Ai}} \cdot Q_{Ai}) \quad (4.21)$$

Sujeito a:

$$P_{gi} + P_{uei} - P_{Li} - \sum_{j \in \Omega_i} P_{ij} = 0$$

$$Q_{gi} + Q_{uei} + Q_{Ai} + b_{CERi} \cdot V_i^2 - Q_{Li} - \sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij} = 0$$

$$V_{k0} - V_k + r_{CER} \cdot b_{CER} \cdot V_T^2 = 0$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max}$$

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max}$$

$$Q_{Ai}^{min} \leq Q_{Ai} \leq Q_{Ai}^{max}$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}$$

$$b_{CER}^{min} \leq b_{CER} \leq b_{CER}^{max}$$

$$V_{k0}^{min} \leq V_{k0} \leq V_{k0}^{max}$$

$$r_{CER}^{min} \leq r_{CER} \leq r_{CER}^{max}$$

Conforme modelagem proposta, a potência ativa gerada pela usina eólica conectada à barra i (P_{uei}) é fixa no problema de FPO formulado em (4.21), sendo previamente calculada em função da velocidade dos ventos na região desta usina através da Equação (4.8). A potência reativa Q_{uei} também é fixa neste problema, sendo calculada pela Equação (4.10) para usinas com aerogeradores de indução convencionais ou do tipo rotor gaiola de esquilo, ou pela Equação (4.12) para usinas com aerogeradores do tipo duplamente alimentado.

4.4 MODELAGEM DO PROBLEMA DE FPO ASSOCIADO AOS CENÁRIOS

O problema de FPO associado a um cenário de vento diferente do caso base deve incluir as variáveis de estado do sistema, bem como determinadas variáveis de controle, para o ponto operativo correspondente a este cenário. Assim como no caso base, as velocidades dos ventos (v) nos problemas associados aos cenários são valores determinísticos pré-estabelecidos, porém diferentes das respectivas velocidades médias do caso base em algumas regiões.

De acordo com a metodologia proposta, o problema de FPO associado a um cenário de ventos C pode ser formulado como:

$$\text{Min } FOB_{CE} = \sum_{i \in B} (Q_{Afi})_C \quad (4.22)$$

Sujeito a:

$$(P_{gi})_C + (P_{uei})_C - P_{Li} - \sum_{j \in \Omega_i} (P_{ij})_C = 0 \quad (\lambda_{pi})_C$$

$$(Q_{gi})_C + (Q_{uei})_C + Q_{Ai}^* + (Q_{Afi})_C +$$

$$(b_{CERi})_C \cdot (V_i^2)_C - Q_{Li} - \sum_{j \in \Omega_i} (Q_{ij})_C = 0 \quad (\lambda_{qi})_C$$

$$V_{k0}^* - (V_k)_C + r_{CER}^* \cdot (b_{CER})_C \cdot (V_T^2)_C = 0 \quad (\lambda_{CER})_C$$

$$P_{gi}^{min} \leq (P_{gi})_C \leq P_{gi}^{max}$$

$$Q_{gi}^{min} \leq (Q_{gi})_C \leq Q_{gi}^{max}$$

$$V_i^{min} \leq (V_i)_C \leq V_i^{max}$$

$$b_{CER}^{min} \leq (b_{CER})_C \leq b_{CER}^{max}$$

Em que:

FOB_{CE} Função objetivo do problema de FPO associado ao cenário,

B Conjunto de barras do sistema,

$(Q_{Afi})_C$ Alocação fictícia de potência reativa na barra i , no cenário C ,

$(\lambda_{pi})_C$ Multiplicador de Lagrange associado à restrição de balanço de potência ativa calculado para o cenário C ,

- $(\lambda_{qi})_C$ Multiplicador de Lagrange associado à restrição de balanço de potência reativa calculado para o cenário C , e
- $(\lambda_{CERi})_C$ Multiplicador de Lagrange associado à restrição da curva característica do CER calculado para o cenário C .

No problema formulado em (4.22), uma variável genérica $(x)_C$ representa a variável x , calculada para o cenário C . Por exemplo, $(b_{CER})_C$ representa o valor da susceptância variável do CER (b_{CER}) calculado para o cenário de vento C , cuja velocidade dos ventos é v_C .

Neste mesmo problema, x^* representa um parâmetro fixo, dado pelo valor da variável x calculado no caso base. Ou seja, Q_{Ai}^* , V_{k0}^* e r_{CER}^* são os valores de Q_{Ai} , V_{k0} e r_{CER} , respectivamente, calculados no caso base. Estas variáveis são fixadas no cenário C , dado que:

(i) Q_{Ai} : representa o investimento em suporte adicional de potência reativa a fim de viabilizar a operação das usinas eólicas, ou seja, uma vez investido, este recurso permanecerá no sistema independentemente de variações nos regimes de ventos, e

(ii) V_{k0} e r_{CER} : representam as variáveis de ajuste do CER, ou seja, uma vez efetuado o ajuste destes parâmetros no sistema de controle do equipamento, este ajuste permanece inalterado independentemente de variações nos regimes de ventos.

De acordo com a formulação apresentada, considera-se que os despachos das usinas ‘convencionais’ hidroelétricas e termoelétricas, $(P_{gi})_C$ e $(QP_{gi})_C$, a potência reativa do CER, função de $(b_{CER})_C$, e a tensão das unidades geradoras $(V_i)_C$ são controles que podem ser ajustados durante variações de velocidade dos ventos e, portanto, são representados por novas variáveis $(x)_C$ no cenário C . As potências de saída das usinas eólicas no cenário C , $(P_{uei})_C$ e $(Q_{uei})_C$, são fixas e predefinidas em função da velocidade dos ventos pré-estabelecida para este cenário $(v)_C$.

Variáveis de estado como as tensões nas barras de carga variam devido ao ajuste de controles no cenário C , sendo, portanto, também representadas por novas variáveis $(V_i)_C$ neste cenário. Os fluxos de potência ativa e reativa são funções das variáveis de estado do sistema e, portanto, também são recalculados no cenário C e armazenados nas novas variáveis $(P_{ij})_C$ e $(Q_{ij})_C$, definidas para este cenário.

A função objetivo do problema (4.22) corresponde à mínima alocação de suporte fictício de potência reativa no sistema, $(Q_{Afi})_C$. Esta variável é introduzida no FPO associado ao cenário C para garantir a convergência deste problema mesmo que a operação do sistema seja inviável para este cenário. Como o propósito do suporte fictício é viabilizar a convergência, todas as barras da rede elétrica são candidatas à alocação de potência reativa fictícia e os limites da variável Q_{Afi} não são considerados. Valores negativos de Q_{Afi} consistem em alocações de potência reativa indutiva, enquanto que valores positivos desta variável correspondem a um suporte reativo capacitivo.

Portanto, o objetivo do problema de FPO associado ao cenário C é viabilizar a operação do sistema para este cenário, considerando-se o investimento e o ajuste dos controles realizados no caso base. Esta viabilidade é alcançada quando qualquer suporte fictício de potência reativa não é necessário, ou seja, quando $\sum_{i \in B} Q_{Afi} = 0$.

4.5 TÉCNICA DE SOLUÇÃO DO PROBLEMA GLOBAL ‘CASO BASE – CENÁRIOS’

Conforme descrito anteriormente, a análise de um cenário, que consiste em uma variação do regime de ventos em relação aos valores médios determinísticos considerados no caso base, implica em aumento do número de variáveis de otimização, pois atribui as novas variáveis $(x)_C$. A otimização do caso base e dos cenários através de um único FPO poderia conduzir a um aumento elevado do número de variáveis e, conseqüentemente, a um grande esforço computacional, dependendo da dimensão do sistema e do número de cenários considerados.

A fim de evitar o aumento elevado da dimensão do FPO para a solução do problema global ‘caso base - cenários’, dois modelos de FPO são propostos, um para o caso base e o outro para os cenários, conforme apresentado anteriormente. Estes problemas são relacionados entre si através da técnica de decomposição matemática de Benders [31], [46].

De acordo com a técnica de solução proposta, os ajustes do CER (V_{k0}^* e r_{CER}^*) e o investimento em suporte de potência reativa (Q_{Ai}^*) são otimizados no caso base, que considera valores determinísticos médios de velocidade de vento. Este investimento e ajuste devem atender a uma operação viável do sistema quando ocorrer variações de velocidade de vento

em relação à velocidade média do caso base. As condições operativas para estas variações são analisadas através dos problemas associados aos cenários. Portanto, para cada variação que impacte no despacho de potência dos geradores eólicos, um problema de FPO deve ser executado para analisar a viabilidade do respectivo cenário, e assim, diversos cenários podem ser definidos através de uma lista.

Após a análise de um cenário C da lista, uma entre duas situações pode ocorrer:

(i) a alocação fictícia de potência reativa é igual a zero ($\sum_{i \in B} Q_{Afi} = 0$), indicando que a operação do sistema no cenário C é viável sem a necessidade de re-ajustes dos parâmetros de controle do CER ou do investimento em suporte de reativos, ou

(ii) $\sum_{i \in B} Q_{Afi} \neq 0$, indicando inviabilidade operativa no cenário C .

Na situação (i), o problema global de otimização ‘caso base - cenários’ passa para a análise do próximo cenário da lista, ou é encerrado caso o cenário C seja o único. Na situação (ii), por sua vez, o caso base deve ser executado novamente com a inclusão de uma restrição de segurança, formulada através de um corte de Benders [31], [46], para re-ajuste dos parâmetros de controle do CER (V_{k0}^* e r_{CER}^*) ou do investimento em suporte reativo (Q_{Ai}^*).

A Figura 4.1 ilustra a técnica de solução do problema global de otimização ‘caso base - cenários’, inspirada no problema de decomposição hierárquica de dois estágios proposto para planejamento de potência reativa em [32], [33].

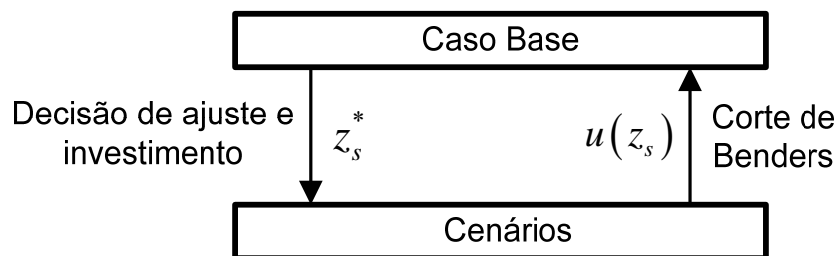


Figura 4.1 – Técnica de Solução do Problema ‘Caso Base - Cenários’.

Na Figura 4.1, z_s representa o conjunto de variáveis de decisão do problema ($z_s = \{V_{k0}, r_{CER}$ e $Q_{Ai}\}$), enquanto que z_s^* representa o conjunto dos respectivos valores otimizados ($z_s^* = \{V_{k0}^*, r_{CER}^*$ e $Q_{Ai}^*\}$) após a execução do caso base. Estes valores são fixados nos cenários. Por fim, $u(z_s)$ representa a restrição de corte de Benders para reajuste das variáveis z_s no caso base, até que todos os cenários de vento da lista tenham sua operação viabilizada, alcançando a convergência global do problema de otimização.

4.6 FORMULAÇÃO DO CORTE DE BENDERS

A restrição de corte de Benders [31], [46], incluindo as variáveis de decisão do problema de ajuste ótimo dos parâmetros do CER para operação viável de usinas eólicas ($z_s = \{V_{k0}, r_{CER}$ e $Q_{Ai}\}$), é formulada na Equação (4.23).

$$\sum_{C \in Z_{Ci}} \left[\sum_{x \in Z_s} \left[\sum_{r \in Z_{rx}} ((\lambda_r)_C \cdot E_{rx} \cdot x) \right] \right] \geq \sum_{C \in Z_{Ci}} \left[w_C + \sum_{x \in Z_s} \left[\sum_{r \in Z_{rx}} ((\lambda_r)_C \cdot E_{rx} \cdot x^*) \right] \right] \quad (4.23)$$

Em que:

- Z_{Ci} Conjunto de cenários de vento cuja operação do sistema é inviável sem o reajuste das variáveis do conjunto z_s ,
- Z_{rx} Conjunto de restrições do problema de FPO que incluem a variável de decisão x , pertencente ao conjunto z_s ,
- $(\lambda_r)_C$ Multiplicador de Lagrange associado à restrição r calculado para o cenário C ,
- E_{rx} Derivada parcial da restrição r em relação à variável x do conjunto z_s ,
- w_C Valor da função objetivo do problema de FPO associado ao cenário C .

Destaca-se que contribuem na restrição de Benders (4.23) apenas os cenários cuja operação é inviável sem o reajuste das variáveis de decisão. O propósito desta contribuição é utilizar a informação dos multiplicadores de Lagrange calculados para estes cenários para o reajuste das variáveis de decisão no caso base. Portanto, a restrição (4.23) consiste em um corte único, que envolve as informações de todos os cenários inviáveis e que deve ser incluída na próxima execução do caso base para reajuste das variáveis de z_s .

O somatório $\sum_{r \in Z_{rx}} ((\lambda_r)_C \cdot E_{rx}) \cdot x^*$ é obtido para cada variável de decisão x e é denominado coeficiente de Benders em relação a x para o cenário C $(CB_x)_C$. Os coeficientes de Benders em relação às variáveis de decisão do conjunto z_s , para o cenário C , são apresentados a seguir.

(i) Coeficiente em relação a tensão de referência do CER (V_{k0})

$$(CB_{V_{k0}})_C = (\lambda_{CER})_C \cdot E_{rV_{k0}} \quad (4.24)$$

Derivando-se a restrição da curva característica do CER (faixa de controle) em relação a V_{k0}^* , no problema formulado em (4.22), obtém-se:

$$E_{rV_{k0}} = 1 \quad (4.25)$$

(ii) Coeficiente em relação à inclinação da curva característica do CER (r_{CER})

$$(CB_{r_{CER}})_C = (\lambda_{CER})_C \cdot E_{rr_{CER}} \quad (4.26)$$

Derivando-se a restrição do CER em relação a r_{CER} no problema (4.22), obtém-se:

$$E_{rr_{CER}} = (b_{CER})_C \cdot (V_T^2)_C \quad (4.27)$$

(iii) Coeficiente em relação à alocação de suporte de potência reativa (Q_{Ai})

$$(CB_{Q_{Ai}})_C = (\lambda_{qi})_C \cdot E_{rQ_{Ai}} \quad (4.28)$$

Derivando-se a restrição de balanço de potência reativa em relação a Q_{Ai} , obtém-se:

$$E_{rQ_{Ai}} = 1 \quad (4.29)$$

Para as variáveis de decisão consideradas no problema de otimização proposto, a restrição de corte de Benders pode ser reescrita como:

$$\begin{aligned}
& \sum_{C \in Z_{Ci}} \left((CB_{V_{k0}})_C \cdot V_{k0} + (CB_{r_{CER}})_C \cdot r_{CER} + (CB_{Q_{Ai}})_C \cdot Q_{Ai} \right) \\
& \geq \sum_{C \in Z_{Ci}} (w_C + (CB_{V_{k0}})_C \cdot V_{k0}^* + (CB_{r_{CER}})_C \cdot r_{CER}^* + (CB_{Q_{Ai}})_C \cdot Q_{Ai}^*)
\end{aligned} \tag{4.30}$$

Após a análise dos cenários, caso algum cenário C tenha operação inviável, a restrição de Benders formulada em (4.30) deve ser incluída no FPO associado ao caso base, formulado em (4.21), para reajuste de V_{k0} , r_{CER} e/ou Q_{Ai} .

4.7 ALGORITMO PROPOSTO

As etapas do algoritmo proposto para a solução do problema global de otimização associado ao ajuste ótimo dos parâmetros do CER em sistemas elétricos de potência, com o objetivo de viabilizar a operação de usinas eólicas considerando variações nos regimes de ventos, são descritas a seguir.

Etapa 1 – Entrada de Dados

Nesta etapa é realizada a entrada de dados do sistema, incluindo os dados das usinas eólicas e dos CER, além da leitura dos dados de velocidade de vento para o caso base e para cada cenário de vento considerado.

Etapa 2 – FPO Caso Base

Na primeira vez em que este problema é resolvido, a restrição correspondente ao corte de Benders, formulada em (4.30), não é incluída na sua formulação. Os valores obtidos nesta etapa para as variáveis de decisão, envolvendo os parâmetros de ajuste do CER e o investimento em suporte de potência reativa, são passados como constantes para a etapa seguinte.

Etapa 3 - FPO Cenários

Este problema é resolvido para cada cenário de vento de uma lista. Caso a operação do sistema seja inviável para pelo menos um destes cenários, a restrição de corte de Benders deve ser construída a partir das informações obtidas do FPO associado a este cenário.

Etapa 4 – Montagem do Corte de Benders

A restrição de corte de Benders formulada em (4.30) é montada nesta etapa e é considerada no problema de FPO associado à próxima execução do caso base. Neste caso, o contador de iterações do problema global ‘caso base - cenários’ (ITER) é incrementado.

As Etapas 2 a 4 são repetidas até que todos os cenários da lista considerada tenham sua operação viabilizada através do ajuste dos parâmetros do CER e do investimento em suporte de potência reativa. Quando isto ocorre, o algoritmo converge. A Figura 4.2 apresenta o fluxograma do algoritmo proposto.

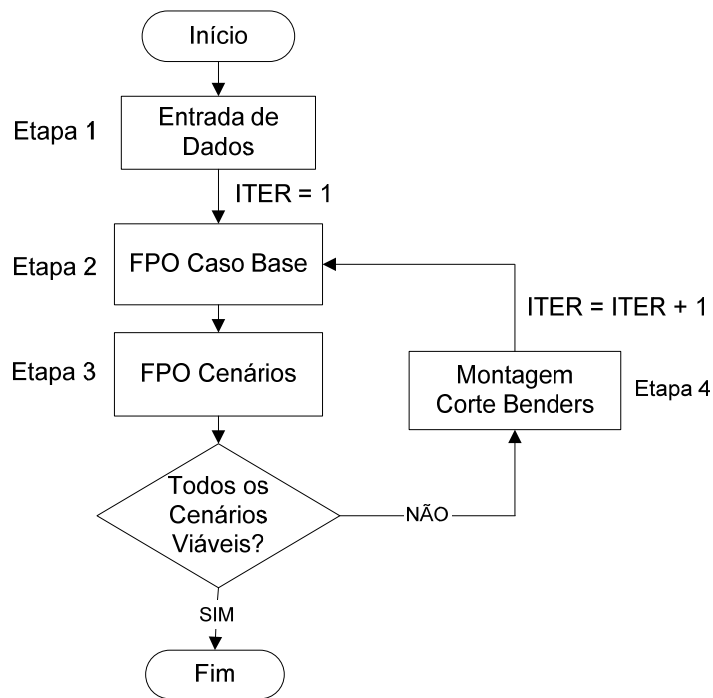


Figura 4.2 – Fluxograma do Algoritmo Proposto.

4.8 EXEMPLO TUTORIAL

Este exemplo consiste em um sistema de duas barras (B_1 e B_2), 1 circuito (LT_{12}) e será utilizado para demonstrar a aplicação dos passos da metodologia apresentada nesta dissertação. Este sistema tem 1 usina ‘convencional’ na barra B_1 , cujas gerações de potência ativa e reativa são P_{g1} e Q_{g1} , respectivamente, e 1 usina eólica na barra B_2 , cuja gerações são

dadas por P_{ue2} e Q_{ue2} . Junto à usina eólica existe um CER na barra B_2 , cujas cargas ativas e reativas são P_{L2} e Q_{L2} , respectivamente. A Figura 4.3 ilustra este sistema.

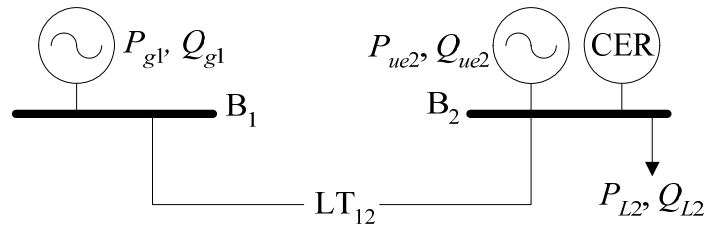


Figura 4.3 – Sistema Tutorial de 2 Barras.

A capacidade de geração da usina da barra B_1 é de 50,0 MW e os limites de geração de potência reativa nesta barra não são considerados. A carga da barra B_2 é dada por 30,0 MW e 20,0 MVAR e a linha de transmissão LT_{12} tem resistência de 0,2 pu, reatância série de 1,0 pu e susceptância em derivação de 0,04 pu.

A usina eólica, por sua vez, é constituída de aerogeradores do tipo de indução duplamente alimentado. O somatório das potências nominais destes aerogeradores é igual a 26,0 MW e o fator de potência da usina é 0,99 capacitivo. Os dados de velocidade são: $v_{ej}=2,5$ m/s, $v_{rj}=12$ m/s e $v_{sj}=25$ m/s.

Os limites de compensação capacitiva e indutiva do CER são ambos iguais a 23,0 MVAR na tensão nominal (1,0 pu). Estes limites foram definidos de forma a manter o sistema em operação durante indisponibilidade da geração eólica devido a variações de velocidade do vento. O coeficiente de inclinação da faixa linear da curva característica deste compensador é dado por um valor típico de 2%, ou seja, $r_{CER} = -0,02$.

A barra B_2 é especificada como candidata à alocação de suporte adicional de potência reativa ao custo de US\$ 10,00 por kVAR [39]. Os limites operacionais de tensão nas barras não serão considerados neste tutorial, assim como os limites da tensão de referência do CER. O custo unitário de perdas de potência ativa é de US\$ 1,00 por MW.

Neste exemplo, o caso base é caracterizado por uma velocidade de vento na região da barra B_2 igual a 12,5 m/s ($v_j = 12,5$ m/s). Este é o valor médio determinístico de velocidade dos ventos na região da usina eólica. Como $v_{rj} \leq v_j \leq v_{sj}$ neste caso, os aerogeradores operam com um despacho de potência ativa igual ao valor nominal, conforme Equação (4.8). Logo, o despacho da usina eólica é igual à soma das potências nominais dos aerogeradores, ou

seja, igual a 26,0 MW, e a potência reativa trocada com o sistema é dada pelo despacho de potência ativa e pelo fator de potência ($\cos \varphi_j = 0,99$).

O cenário de vento C considerado neste exemplo tutorial corresponde a uma velocidade de vento igual a 2,0 m/s na região da usina eólica. Neste cenário, como $v_j \leq v_{ej}$, os aerogeradores desta usina saem de operação e o respectivo despacho de potência cai para zero.

A fim de simplificar a descrição da aplicação do algoritmo proposto e da restrição de corte de Benders, apenas a tensão de referência do CER (V_{k0}) será considerada como variável de decisão neste exemplo tutorial, ou seja, neste exemplo, $z_s = \{V_{k0}\}$. As etapas do algoritmo aplicadas a este exemplo são descritas a seguir.

Etapa 1: Entrada de Dados

Consiste na leitura dos dados sistêmicos como os dados da carga e os parâmetros da linha, dos dados dos geradores e do CER, bem como das condições do problema, como as barras candidatas à alocação de suporte de potência reativa e os custos associados. Estes dados foram descritos anteriormente.

Etapa 2, ITER 1: Caso Base

Na primeira iteração do problema global de otimização ‘caso base - cenário’, não há restrições de Benders no problema de FPO associado ao caso base. Neste caso, a usina eólica opera com o despacho nominal de potência, 26,0 MW. A tabela 4.1 apresenta os resultados obtidos deste FPO.

Tabela 4.1– Resultado do Caso Base, ITER = 1.

Barra	V_i (pu)	P_{gi} (MW)	Q_{gi} (MVar)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)
1	1,000	4,03	-2,00	-	-	-	-
2	0,993	-	-	26,00	3,70	14,49	0,996

Para a solução da Tabela 4.1, a perda de potência ativa é igual a 0,03 MW e não há necessidade de suporte adicional de potência reativa. A linha se comporta de forma capacitiva com uma potência de 3,81 MVar.

Etapa 3, ITER 1: Cenário C

No FPO associado ao cenário C, a tensão de referência V_{k0} é fixa e igual ao respectivo valor calculado no caso base, ou seja, $V_{k0} = 0,996$. Além disto, a usina eólica encontra-se fora de operação devido à velocidade de vento neste cenário $(v_j)_C$ ser menor do que a velocidade de entrada dos aerogeradores em operação (v_{ej}) . Os resultados deste FPO são apresentados na tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Resultado do Cenário, ITER = 1.

Barra	V_i (pu)	P_{gi} (MW)	Q_{gi} (MVar)	Q_{Afi} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	$(\lambda_{CER})_C$
1	1,000	32,05	-8,09	-	-	-
2	0,991	-	-	5,90	22,59	-0,49

De acordo com a solução da tabela 4.2, verifica-se que o CER encontra-se no limite de compensação capacitiva, pois $b_{CER} = Q_{CER}/V_T^2 = Q_{CER}/V_2^2 = b_{CER}^{max} = 0,23$ pu. Para acomodar o ajuste da tensão de referência do CER determinado no caso base, uma alocação de potência reativa fictícia (Q_{Af2}) foi necessária, indicando que a operação deste sistema no cenário de ventos C é inviável para este ajuste. Logo, a restrição de corte de Benders deve ser montada na Etapa 4 e o FPO associado ao caso base deve ser executado considerando esta restrição para o reajuste de V_{k0} .

Etapa 4: Montagem do Corte de Benders

Como a operação do sistema com indisponibilidade da geração eólica da barra B₂ é inviável para o ajuste da tensão de referência do CER efetuado no caso base, a montagem do corte de Benders é necessária. O coeficiente de Benders relativo à variável V_{k0} $(CB_{V_{k0}})_C$ é

dado pela Equação (4.24), em que $E_{rV_{k0}} = 1$ conforme Equação (4.25). Logo, o valor deste coeficiente na primeira iteração é dado por $(CB_{V_{k0}})_{C,ITER1} = (\lambda_{CER})_C \cdot E_{rV_{k0}} = -0,49$.

O valor da função objetivo obtido no FPO associado ao cenário (w_C), na primeira iteração do algoritmo proposto, é dado pela alocação fictícia de potência reativa da tabela 4.2, porém em pu, ou seja, $w_C = 0,059$. Com este valor e com o coeficiente de Benders relativo à variável de decisão considerada, $(CB_{V_{k0}})_{C,ITER1}$, a restrição de Benders (4.30) é dada por:

$$-0,49 \cdot V_{k0} \geq 0,059 + (-0,49) \cdot V_{k0}^* \quad (4.31)$$

Substituindo o valor de $V_{k0}^* = 0,996$ pu, obtém-se:

$$V_{k0} \leq 0,876 \quad (4.32)$$

Na sequência, o algoritmo retorna para a Etapa 2 e o FPO associado ao caso base é novamente executado com a restrição (4.32) para a variável de decisão V_{k0} . Daí, esta variável é reajustada para atendimento desta restrição.

O processo iterativo ‘caso base – cenário’, envolvendo as Etapas 2, 3 e 4, converge com cinco iterações. Neste processo, quatro restrições de Benders são montadas. A restrição montada na primeira iteração foi formulada em (4.32). Os cortes de Benders construídos nas iterações 2, 3 e 4, por sua vez, são apresentados em (4.33), (4.34) e (4.35), respectivamente.

$$V_{k0} \leq 0,83603 \quad (4.33)$$

$$V_{k0} \leq 0,83007 \quad (4.34)$$

$$V_{k0} \leq 0,82993 \quad (4.35)$$

Os coeficientes de Benders das restrições (4.33), (4.34) e (4.35) são, respectivamente, dados por $(CB_{V_{k0}})_{C,ITER2} = -0,295$, $(CB_{V_{k0}})_{C,ITER3} = -0,223$, $(CB_{V_{k0}})_{C,ITER4} = -0,217$.

A partir das restrições anteriores, observa-se que os cortes de Benders tornaram-se cada mais restritivos para a tensão de referência V_{k0} à medida que o processo iterativo ‘caso base – cenário’ evoluiu. Os valores ajustados de V_{k0} em cada iteração são apresentados na tabela 4.3 juntamente com as alocações de potência reativa fictícia determinadas pelos problemas de FPO associados ao cenário (Q_{Aif}).

Tabela 4.3 – Evolução dos valores de tensão de referência do CER e de alocação fictícia.

ITER	1	2	3	4	5
V_{k0} (pu)	0,99600	0,87600	0,83606	0,83007	0,82993
Q_{Aif} (MVar)	5,90	1,18	0,14	$3,0 \cdot 10^{-4}$	0

Verifica-se a partir dos cortes de Benders dados em (4.32) a (4.35), e dos valores da tensão de referência do CER da tabela 4.3, que o problema de FPO associado ao caso base de uma dada iteração atende à restrição de Benders montada na iteração anterior. Verifica-se ainda que a alocação fictícia de potência reativa, que representa inviabilidade operativa, reduz-se durante o processo iterativo ‘caso base – cenário’ até se anular na quinta iteração, quando o valor de V_{k0} necessário para que a operação do sistema no cenário C seja viável é alcançado. Os resultados obtidos nesta iteração são apresentados na sequencia.

Etapa 2, ITER 5: Caso Base

Na quinta iteração do problema global de otimização ‘caso base - cenário’, o FPO associado ao caso base é sujeito às restrições de cortes de Benders (4.32) a (4.35). Observa-se que, neste caso, apenas a restrição (4.35) já seria suficiente para o ajuste de V_{k0} , ou seja, as restrições (4.32) a (4.34) são redundantes. No entanto, o acúmulo de restrições é necessário quando duas ou mais variáveis de decisão são consideradas, pois, nestes casos, as restrições se compõem para limitar o problema a uma região do espaço definido por estas variáveis. A tabela 4.4 apresenta os resultados do FPO associado ao caso base com a inclusão das quatro restrições citadas.

Tabela 4.4 – Resultado do Caso Base, ITER = 5.

Barra	V_i (pu)	P_{gi} (MW)	Q_{gi} (MVar)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)
1	1,0000	4,56	14,12	-	-	-	-
2	0,8296	-	-	26,00	3,70	1,59	0,8299

A perda de potência ativa neste caso base é igual a 0,56 MW. Comparando-se esta perda com aquela obtida no FPO do caso base da primeira iteração, 0,03 MW, observa-se um aumento devido ao reajuste da tensão de referência do CER. No entanto, esta solução viabiliza a indisponibilidade da usina eólica devido à variações na velocidade de vento.

De acordo com esta solução, não é necessário suporte adicional de potência reativa no sistema e a linha se comporta de forma capacitiva. A potência reativa trocada entre linha e sistema é de 0,59 MVar.

Etapa 3, ITER 5: Cenário C

Na quinta iteração do algoritmo proposto, o FPO associado ao cenário C converge sem a necessidade de alocação fictícia de potência reativa, indicando que o CER ajustado na tensão $V_{k0} = 0,8299$ pu é suficiente para viabilizar a operação do sistema, conforme resultados da tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Resultado do Cenário, ITER = 5.

Barra	V_i (pu)	P_{gi} (MW)	Q_{gi} (MVar)	Q_{Afi} (MVar)	Q_{CER} (MVar)
1	1,000	32,66	14,20	-	-
2	0,827	-	-	0	15,72

A compensação de potência reativa da tabela 4.5 encontra-se no limite capacitivo, pois para este valor $b_{CER} = b_{CER}^{max} = 0,23$ pu.

Destaca-se que, neste exemplo, a aplicação prioritária do CER é viabilizar a operação no sistema quando a usina eólica sai de operação devido a variações nos regimes de ventos. Ou seja, este compensador não é necessário para prover suporte de reativos para a operação dos aerogeradores (caso base), já que estes geradores são do tipo duplamente alimentado e, portanto, operam capacitivamente. Isto pode ser observado comparando-se as tabelas 4.4 e 4.5, em que a compensação de reativos é reduzida no caso base e máxima capacitiva no cenário.

Outro aspecto que merece destaque é o valor reduzido obtido para a tensão de referência do CER (V_{k0}), que impactou no afundamento da tensão da barra de carga (B_2), elevando as perdas no caso base. Este baixo nível de tensão não é prático para SEP, pois afeta os requisitos de qualidade e eficiência, sendo, portanto, as restrições de limite mais severas ($0,95 \leq V_i \leq 1,05$, tipicamente). No entanto, estas restrições não foram consideradas neste exemplo tutorial a fim de enfatizar a aplicação dos cortes de Benders para a tensão de referência V_{k0} . Em outras palavras, o propósito deste exemplo é apenas de demonstrar a aplicabilidade da metodologia proposta. Os limites de tensão serão adequadamente considerados nos estudos de casos do próximo capítulo.

4.9 CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou a metodologia proposta para o ajuste ótimo dos parâmetros do compensador estático de reativos. Dois problemas de fluxo de potência ótimo foram formulados, sendo um associado ao caso base, em que são considerados valores médios determinísticos de velocidade dos ventos apurados nas regiões de operação das usinas eólicas, e o outro associado a possíveis cenários em que os regimes de ventos apresentam velocidades diferentes temporariamente. Estes modelos de FPO consideram a representação das características de geração dos aerogeradores e o comportamento do CER em regime permanente.

O algoritmo de otimização proposto, que relaciona as decisões tomadas no caso base aos cenários foi apresentado. Este algoritmo utiliza a decomposição de Benders, e os parâmetros de ajuste do CER, incluindo sua tensão de referência e o coeficiente da faixa de controle de sua curva característica de regime permanente, foram definidos como variáveis de decisão desta decomposição. A alocação de suporte adicional de potência reativa em derivação no sistema também foi definida como variável de decisão. Adicionalmente, um exemplo tutorial envolvendo um sistema de duas barras foi apresentado, em que as etapas do algoritmo proposto foram descritas de forma detalhada, a fim de elucidar a aplicação da metodologia apresentada.

5 Estudos de Casos

5.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, serão apresentados os resultados obtidos através da aplicação da metodologia proposta para ajuste ótimo dos parâmetros do compensador estático de reativos (CER) visando acomodar a inserção de usinas eólicas em sistemas elétricos de potência. Para tanto, três sistemas conhecidos na literatura especializada são utilizados, os sistemas IEEE-14, IEEE-57 e IEEE-118, cujos dados podem ser obtidos no endereço eletrônico [www.washington.edu/research/pstca]. Estes estudos foram realizados utilizando-se o software Lingo, desenvolvido pela Lindo Systems Inc. para resolução de problemas de otimização, ambiente em que os modelos propostos foram implementados. Os dados complementares dos sistemas usados encontram-se no Apêndice A, tais como as velocidades nominais (v_{rj}) e de entrada (v_{ej}) e saída (v_{sj}) de operação dos aerogeradores, que são comuns para todos os estudos. Outros dados comuns são os limites de tensão nas barras dos sistemas, 0,95 pu e 1,05 pu, o custo unitário de alocação de suporte adicional de potência reativa, igual a US\$ 10,00 por kVAr [39], o custo unitário de perdas, igual a US\$ 1,00 por MW, e a velocidade média dos ventos do caso base, igual a 12,5 m/s. Além disto, em todos os estudos, os limites de despacho de potência ativa dos geradores não definidos como usinas ou parques eólicos, ou seja, dos geradores ‘convencionais’, são considerados iguais aos respectivos limites de potência reativa capacitiva. Este procedimento deve-se ao fato de que os limites de despacho de potência ativa não são disponibilizados no endereço eletrônico citado anteriormente, e que a metodologia proposta no presente trabalho contempla a possibilidade de redespacho de geração para a otimização dos sistemas.

5.2 SISTEMA IEEE-14

Este sistema tem 14 barras, 20 circuitos e 5 unidades de geração, conforme ilustrado no diagrama da Figura 5.1.

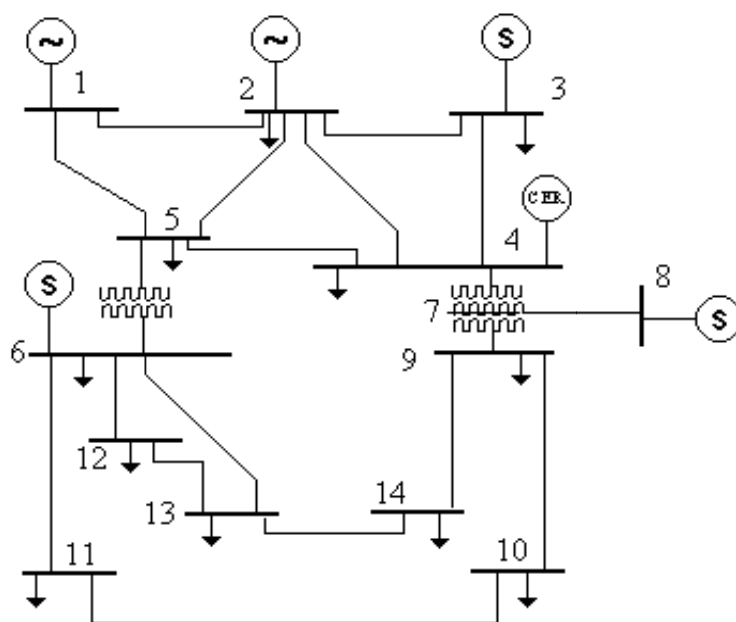


Figura 5.1– Sistema de 14 Barras.

Para este sistema, considera-se que as unidades geradoras das barras 2 e 8 consistem em usinas eólicas constituídas de aerogeradores de indução convencionais, cujas potências nominais somam 100,00 MW em cada usina. Os dados destes aerogeradores encontram-se disponíveis no Apêndice A.

Com o propósito de prover suporte de potência reativa para a operação dos aerogeradores, considera-se a existência de dois CERs no sistema, alocados nas barras das usinas eólicas. Os dados destes compensadores também se encontram no Apêndice A.

O objetivo deste estudo de caso é determinar o ajuste ótimo dos parâmetros dos CERs, visando à operação eficiente do sistema, com perda mínima, associada com viabilidade operativa das usinas eólicas considerando-se variações no regime de ventos. Para isto, o algoritmo de otimização proposto, envolvendo a estrutura hierárquica ‘caso base – cenários’, é aplicado.

Conforme citado na seção introdutória deste capítulo, no caso base, a velocidade dos ventos é igual a um valor conhecido, médio e determinístico, de 12,5 m/s, tanto na região de operação da usina eólica da barra 2 (região 1), como na usina da barra 8 (região 2). Para esta velocidade, os aerogeradores se encontram em operação nas respectivas faixas em que suas

potências nominais são despachadas, ou seja, entre suas velocidades nominais de operação e de saída ($v_{rj} \leq v_j \leq v_{sj}$).

Neste estudo, três cenários, que envolvem variações na velocidade média dos ventos entre as regiões 1 e 2, são considerados, conforme tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Cenários de Vento, Sistema IEEE-14.

Cenário	Velocidade Vento Região 1 (m/s)	Velocidade Vento Região 2 (m/s)
C₁	9,0	12,5
C₂	12,5	9,0
C₃	1,25	5,0

- De acordo com a tabela 5.1, pode-se verificar que para cada cenário, os aerogeradores encontram-se nas faixas operacionais descritas a seguir:
- Cenário 1: Os aerogeradores instalados na região 1 (barra 2) operam com despacho de potência ativa proporcional à velocidade do vento ($v_{ej} \leq v_j \leq v_{rj}$), enquanto que os aerogeradores instalados na região 2 (barra 8) operam com despacho nominal ($v_{rj} \leq v_j \leq v_{sj}$),
- Cenário 2: Os aerogeradores instalados na região 1 operam com despacho nominal de potência ativa ($v_{rj} \leq v_j \leq v_{sj}$), enquanto que os aerogeradores da região 2 operam com despacho proporcional à velocidade do vento ($v_{ej} \leq v_j \leq v_{rj}$),
- Cenário 3: Os aerogeradores da região 1 não operam, pois o regime de ventos nesta região apresenta velocidade inferior à velocidade de entrada destas unidades ($v_j \leq v_{ej}$), enquanto que os aerogeradores da região 2 operam com despacho proporcional à velocidade do vento ($v_{ej} \leq v_j \leq v_{rj}$).

A fim de explorar o potencial de aplicação da metodologia apresentada nesta dissertação, considera-se um regime de carga pesada, pois este sistema apresenta uma boa margem quanto aos níveis de tensão e de suporte de potência reativa sob carga nominal. Daí, neste nível de carga, o ajuste do CER para acomodar a operação das usinas eólicas não é essencial. Por outro lado, considerando-se um regime de carga pesada, associado a um fator

multiplicativo da carga ativa e reativa de todas as barras igual a 1,42, o ajuste do CER passa a ser importante como suporte para a operação do sistema com as usinas eólicas.

As duas análises descritas a seguir são realizadas neste estudo de caso.

Análise 1 – Inclusão apenas da tensão de referência do CER (V_{k0}) como variável de decisão do problema de otimização proposto, considerando o coeficiente de inclinação da curva característica do CER (r_{CER}) igual a -1%. A alocação de suporte de potência reativa (Q_{Ai}) é otimizada no caso base, porém sem a informação dos respectivos multiplicadores de Lagrange presente nos cortes de Benders.

Análise 2 – Inclusão da tensão de referência e do coeficiente de inclinação da curva característica do CER como variáveis de decisão do problema global ‘caso base – cenários’, dentro dos limites de $-5\% \leq r_{CER} \leq -1\%$. O propósito desta análise é avaliar os benefícios proporcionados pelo ajuste ótimo do coeficiente r_{CER} em relação à Análise 1, que considera este coeficiente fixo.

5.2.7 ANÁLISE 1 – Ajuste de V_{k0}

Esta análise considera apenas as tensões de referência dos CERs (V_{k0}) no conjunto de variáveis de decisão do problema de otimização proposto. Os resultados dos fluxos de potência ótimo (FPO) executados nesta análise são apresentados a seguir.

Caso Base, ITER 1

Na primeira iteração do algoritmo de otimização proposto (ITER=1, Figura 4.2), a solução do FPO associado ao caso base apresenta perda de 8,92 MW, os CERs operam nos respectivos limites capacitivos, ou seja, $b_{CER} = b_{CER}^{max} = 0,42$ pu na barra 2 e $b_{CER} = b_{CER}^{max} = 0,40$ pu na barra 8. Além disto, alocações de potência reativa capacitiva iguais a 57,41 MVar e 6,76 MVar são necessárias nas barras 8 e 14, respectivamente, implicando em um investimento de US\$ 641700,00. A tabela 5.2 apresenta os resultados desta solução para as barras das usinas eólicas.

Tabela 5.2 – Caso Base, ITER 1, Sistema IEEE-14, Análise 1.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)
2	0,997	100,00	-88,19	53,88	1,001
8	0,950	100,00	-88,19	36,10	0,954

Cenários C_1 , C_2 e C_3 , ITER 1

Na primeira iteração do algoritmo de otimização, a análise dos cenários resultou em:

- Viabilidade operativa do cenário C_1 , ou seja, ausência de alocação fictícia,
- Alocação fictícia de potência reativa de 0,91 MVar na barra 2 para o cenário C_2 , e
- Alocação fictícia de 0,01 MVar na barra 2 para o cenário C_3 .

Através destes resultados, verifica-se que para a solução do caso base anterior, o sistema suporta a variação de velocidade de vento considerada na região 1 (cenário C_1), com a respectiva variação de despacho de potência na barra 2. Porém, a operação do sistema é inviável para a variação de velocidade de vento considerada na região 2 pelo cenário C_2 , e para as variações simultâneas nas regiões 1 e 2 consideradas pelo cenário C_3 . As tabelas 5.3, 5.4 e 5.5 apresentam os resultados obtidos para as barras das usinas eólicas nos cenários C_1 , C_2 e C_3 , respectivamente, lembrando que as tensões de referência V_{k0} , cujos valores são dados pela solução do caso base da tabela 5.2, são fixas nestes cenários.

Tabela 5.3 – Cenário C_1 , ITER 1, Sistema IEEE-14, Análise 1.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)	λ_{CER}
2	0,997	68,42	-60,34	32,75	1,001	0
8	0,950	100,00	-88,19	36,08	0,954	0

Tabela 5.4 – Cenário C_2 , ITER 1, Sistema IEEE-14, Análise 1.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)	λ_{CER}
2	0,997	100,00	-88,19	41,71	1,001	-2,59
8	0,954	68,42	-60,34	-1,83	0,954	0,30

Tabela 5.5 – Cenário C_3 , ITER 1, Sistema IEEE-14, Análise 1.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)	λ_{CER}
2	0,999	0	0	19,66	1,001	0,34
8	0,957	26,32	-23,21	-37,04	0,954	0,28

Destaca-se que, como a operação do sistema no cenário C_1 é viável, os multiplicadores de Lagrange associados às restrições dos CERs (λ_{CER}) neste cenário são iguais a zero. Isto ocorre porque o cenário C_1 , sendo viável, não requer reajuste na variável de decisão V_{k0} e, portanto, não há informações armazenadas nos respectivos multiplicadores de Lagrange para serem embutidas no corte de Benders.

Montagem do Corte de Benders, ITER 1

Dada a inviabilidade operativa nos cenários C_2 e C_3 , deve-se construir a restrição de corte de Benders e incluí-la no FPO do caso base para reajuste das variáveis de decisão V_{k0} . Os coeficientes de Benders em relação à tensão de referência do CER da barra 2 nos cenários C_2 e C_3 são dados por:

$$(CB_{V_{k02}})_{C_2, ITER1} = -2,59 \text{ e } (CB_{V_{k02}})_{C_3, ITER1} = 0,34.$$

Os coeficientes da tensão de referência do CER da barra 6, por sua vez, são:

$$(CB_{V_{k08}})_{C_2, ITER1} = 0,30 \text{ e } (CB_{V_{k08}})_{C_3, ITER1} = 0,28.$$

Como as funções objetivo dos problemas de FPO associados aos cenários (w_C) são iguais às respectivas alocações fictícias de potência reativa em pu, têm-se os seguintes valores para os cenários C_2 e C_3 , respectivamente:

$w_{C2} = 0,0091$ pu e $w_{C3} = 0,0001$ pu.

Os valores de V_{k0} dos CERs das barras 2 e 8 são respectivamente:

$V_{k02}^* = 1,001$ pu $V_{k08}^* = 0,954$ pu.

De posse dos valores apresentados, a restrição de corte de Benders montada na primeira iteração é formulada como:

$$-2,59.V_{k02} + 0,34.V_{k02} + 0,30.V_{k08} + 0,28.V_{k08} \geq 0,0091 + 0,0001 - 2,59.V_{k02}^* + 0,34.V_{k02}^* + 0,30.V_{k08}^* + 0,28.V_{k08}^*$$

Substituindo-se os valores de V_{k0}^* , obtém-se:

$$-2,25.V_{k02} + 0,58.V_{k06} \geq -1,69 \quad (5.1)$$

Caso Base, ITER 2

A tabela 5.6 apresenta os resultados do caso base da segunda iteração do algoritmo proposto, em que a restrição (5.1) é incluída no problema de FPO. Nesta iteração, as barras 8 e 14 requerem alocações de potência capacitiva, dadas por $Q_{A8} = 61,59$ MVar e $Q_{A14} = 3,41$ MVar, respectivamente. As tensões de referência dos CERs das barras 2 e 8 são reajustadas de 1,001 pu para 1,003 pu e de 0,954 pu para 0,977 pu, respectivamente.

Tabela 5.6 – Caso Base, ITER 2, Sistema IEEE-14, Análise 1.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)
2	0,998	100,00	-88,19	41,86	1,003
8	0,973	100,00	-88,19	37,87	0,977

Nesta análise, a convergência do problema global de otimização ‘caso base – cenários’ requer um total de seis iterações, ou seja, seis execuções do caso base e de cada cenário são necessárias, bem como a construção de cinco restrições de cortes de Benders. A tabela 5.7 apresenta os resultados obtidos para as barras das usinas eólicas no caso base da última iteração.

Tabela 5.7– Caso Base, ITER 6, Sistema IEEE-14, Análise 1.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVA _r)	Q_{CER} (MVA _r)	V_{k0} (pu)
2	0,998	100,00	-88,19	35,75	1,001
8	1,003	100,00	-88,19	40,19	1,006

Nesta última iteração, o caso base apresenta perda de potência igual a 8,68 MW, operação do CER da barra 8 no limite capacitivo e uma alocação de potência reativa capacitiva de 67,71 MVA_r na barra 8, resultando em um investimento total de US\$ 677100,00 em suporte de reativos.

As Figuras 5.2 e 5.3 apresentam as evoluções das tensões de referência dos CERs das barras 2 e 8, respectivamente, durante o processo iterativo ‘caso base – cenários’ para a Análise 1. Observa-se que a tensão do CER da barra 2 converge no mesmo valor obtido na primeira iteração deste processo, igual a 1,001 pu. No entanto, a tensão do CER da barra 8 aumenta de 0,954 pu, valor obtido na primeira iteração, para 1,006 pu na última iteração. Este ajuste, juntamente com a alocação efetuada na barra 8, é suficiente para viabilizar todos os cenários considerados.

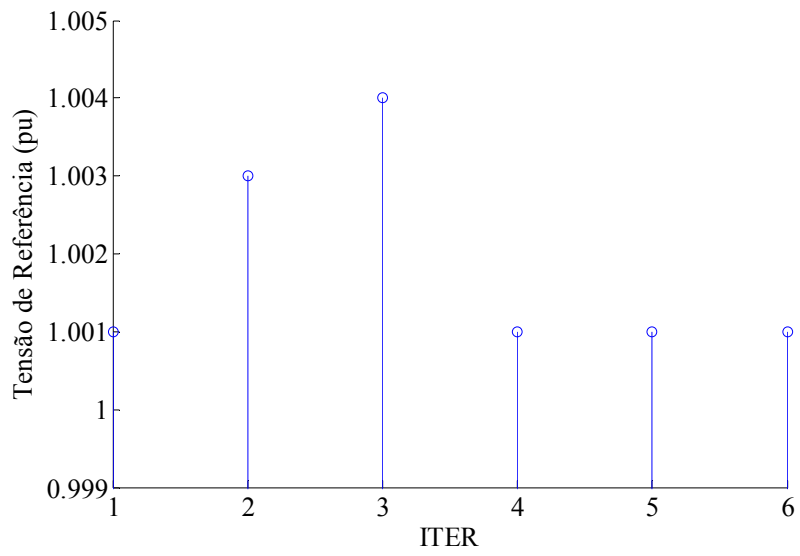


Figura 5.2 – Evolução da tensão de referência do CER da barra 2.

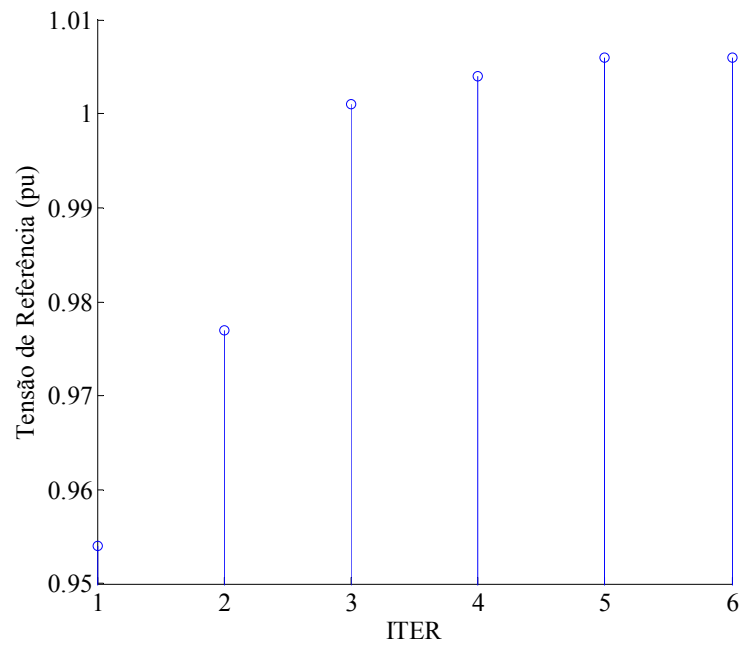


Figura 5.3 – Evolução da tensão de referência do CER da barra 8.

As Figuras 5.4 e 5.5 apresentam o decaimento da alocação fictícia de potência reativa nos cenários C_2 e C_3 durante o processo iterativo do algoritmo de otimização proposto.

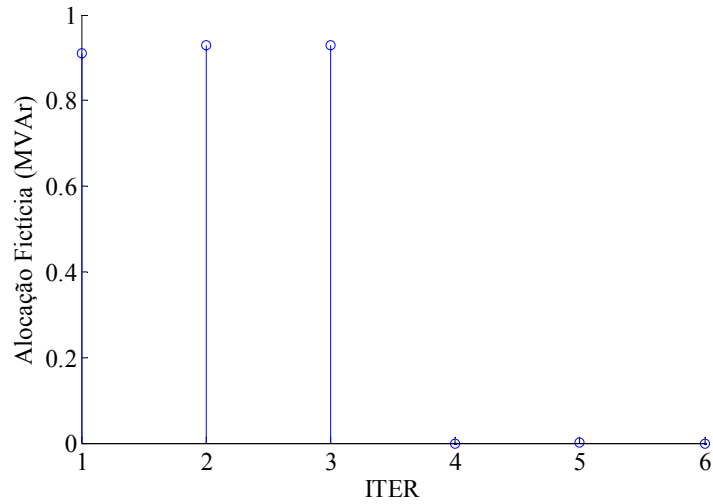


Figura 5.4 – Alocação total de potência reativa fictícia no cenário C_2 .

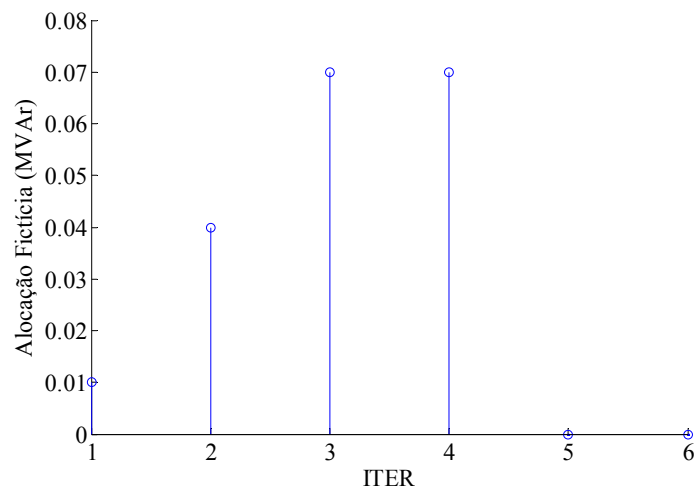


Figura 5.5 – Alocação total de potência reativa fictícia no cenário C_3 .

Destaca-se que na iteração 5 (ITER = 5), o problema não convergiu devido a uma alocação fictícia reduzida de 0,001 MVar no cenário C_2 . Este cenário havia convergido na iteração 4. No entanto, com os reajustes efetuados na quinta iteração do caso base, buscando viabilizar o cenário C_3 , o cenário C_2 apresentou esta inviabilidade, cujo grau é relativamente reduzido. Por fim, na sexta iteração, estes dois cenários são totalmente viabilizados, ou seja, apresentam alocação fictícia nula.

5.2.8 ANÁLISE 2 – Ajuste de V_{k0} e r_{CER}

Esta análise inclui os coeficientes de inclinação das curvas características dos CERs, r_{CER} , no conjunto de variáveis de decisão do problema global de otimização, junto às tensões de referência destes equipamentos, V_{k0} , considerando os cenários C_1 , C_2 e C_3 . Nesta análise, os resultados do caso base da primeira iteração são apresentados na tabela 5.8 para as barras das usinas eólicas. Nesta iteração, a perda de potência é igual a 8,92 MW, os CERs operam nos seus limites capacitivos e o sistema requer alocações de potência reativa capacitiva nos valores de 57,41 MVar na barra 8 e 6,76 MVar na barra 14 .

Tabela 5.8 – Caso Base, ITER 1, Sistema IEEE-14, Análise 2.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)	r_{CER} (%)
2	0,997	100,00	-88,19	41,71	1,001	-1,0
8	0,950	100,00	-88,19	36,10	0,968	-5,0

Considerando-se a otimização de r_{CER} e V_{k0} na primeira iteração, os cenários C_1 e C_3 têm sua operação viável, enquanto que o cenário C_2 é inviável e requer uma alocação fictícia de 0,52 MVar na barra 2. Observa-se, portanto, que a otimização do parâmetro r_{CER} já viabiliza a operação do cenário C_3 sem a necessidade de corte de Benders. As tabelas 5.9, 5.10 e 5.11 apresentam os resultados obtidos para os cenários.

Tabela 5.9 – Cenário C_1 , ITER 1, Sistema IEEE-14, Análise 2.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)	r_{CER} (%)	λ_{CER}
2	0,997	68,42	-60,34	32,75	1,001	-1,0	0
8	0,950	100,00	-88,19	36,08	0,968	-5,0	0

Tabela 5.10 – Cenário C₂, ITER 1, Sistema IEEE-14, Análise 2.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)	r_{CER} (%)	λ_{CER}
2	0,997	100,00	-88,19	41,71	1,001	-1,0	-2,44
8	0,967	68,42	-60,34	2,87	0,968	-5,0	0,26

Tabela 5.11 – Cenário C₃, ITER 1, Sistema IEEE-14, Análise 2.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)	r_{CER} (%)	λ_{CER}
2	0,999	0	0	18,83	1,001	-1,0	0
8	0,983	26,32	-23,21	-30,02	0,968	-5,0	0

Para demonstrar como os coeficientes de inclinação das curvas características dos CERs contribuem para a restrição de corte de Benders, os coeficientes e parâmetros necessários para a construção deste corte envolvendo V_{k0} e r_{CER} são apresentados a seguir.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)	r_{CER} (%)	λ_{CER}
2	0,999	0	0	18,83	1,001	-1,0	0
8	0,983	26,32	-23,21	-30,02	0,968	-5,0	0

Para demonstrar como os coeficientes de inclinação das curvas características dos CERs contribuem para a restrição de corte de Benders, os coeficientes e parâmetros necessários para a construção deste corte envolvendo V_{k0} e r_{CER} são apresentados a seguir.

Os coeficientes de Benders em relação às tensões de referência dos CERs das barras 2 e 8, no cenário inviável C₂, são dados respectivamente por:

$$(CB_{V_{k02}})_{C_2, ITER1} = -2,44 \text{ e } (CB_{V_{k08}})_{C_2, ITER1} = 0,26.$$

Em relação às variáveis r_{CER} , os coeficientes dos CERs das barras 2 e 8 são respectivamente:

$$(CB_{r_{CER2}})_{C_2, ITER1} = -1,02 \text{ e } (CB_{r_{CER8}})_{C_2, ITER1} = 0,01.$$

A função objetivo do FPO do cenário C_2 é dada por $w_{C_2} = 0,0052$ pu, valor da alocação neste cenário em pu. Desta forma, o corte de Benders é formulado como:

$$\begin{aligned} -2,44.V_{k02} + 0,26.V_{k08} - 1,02.r_{CER2} + 0,01.r_{CER8} &\geq \\ 0,0052 - 2,44.V_{k02}^* + 0,26.V_{k08}^* - 1,02.r_{CER2}^* + 0,01.r_{CER8}^* & \end{aligned}$$

Substituindo-se os valores $V_{k02}^* = 1,001$ pu, $V_{k08}^* = 0,968$ pu, $r_{CER2}^* = -0,01$ e $r_{CER8}^* = -0,05$ na expressão anterior, obtém-se a restrição:

$$-2,44.V_{k02} + 0,26.V_{k08} - 1,02.r_{CER2} + 0,01.r_{CER8} \geq -2,18 \quad (5.2)$$

Na Análise 2, três iterações são necessárias para a convergência do problema global ‘caso base – cenários’. Em outras palavras, dois cortes de Benders também são necessários nesta análise. O segundo corte é apresentado a seguir:

$$-2,33.V_{k02} + 0,26.V_{k08} - 0,97.r_{CER2} + 0,01.r_{CER8} \geq -2,07 \quad (5.3)$$

O corte formulado em (5.3) é construído a partir dos resultados do cenário inviável C_2 , que apresenta, na segunda iteração, função objetivo igual a $w_{C_2} = 4,0.10^{-5}$ pu. A fim de fornecer subsídios para a obtenção da restrição (5.3), estes resultados são apresentados na Tabela 5.12.

Tabela 5.12 – Cenário C2, ITER 2, Sistema IEEE-14, Análise 2.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)	r_{CER} (%)	λ_{CER}
2	0,995	100,00	-88,19	41,31	1,015	-5,0	-2,33
8	0,965	68,42	-60,34	25,57	0,968	-5,0	0,26

Observa-se que, como os cortes de Benders (5.2) e (5.3) são funções de mais de uma variável, estes cortes juntos delimitam uma região de solução para o problema de FPO diferente das regiões delimitadas caso tais restrições fossem incluídas separadamente. Neste caso particular, como o grau de inviabilidade do cenário C2 foi relativamente reduzido na segunda iteração, com uma alocação fictícia de 0,004 MVar, o segundo corte acrescentou pouca informação adicional, o que pode ser comprovado pela similaridade entre as restrições (5.2) e (5.3).

As duas restrições de Benders anteriores são incorporadas ao FPO do caso base da terceira iteração, em que a convergência do problema global de otimização é alcançada e cujos resultados são apresentados na tabela 5.13.

Tabela 5.13 – Caso Base, ITER 3, Sistema IEEE-14, Análise 2.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)	r_{CER} (%)
2	0,996	100,00	-88,19	39,49	1,015	-5,0
8	0,950	100,00	-88,19	36,10	0,968	-5,0

Nesta análise, a perda de potência obtida na última iteração do caso base é igual a 8,98 MW, o CER da barra 8 opera no seu limite capacitivo e alocações de 57,57 MVar e 6,95 MVar são necessárias nas barras 8 e 14, respectivamente, implicando em um custo de investimento em suporte de potência reativa de US\$ 645200,00.

Comparando-se o custo de investimento da Análise 2, US\$ 645200,00, com o custo da Análise 1, US\$ 677100,00, verifica-se uma redução de US\$ 31900,00 ou de, aproximadamente, 4,7%. Esta redução do investimento em suporte adicional de potência reativa no sistema demonstra a eficiência do ajuste ótimo do coeficiente de inclinação da curva característica do CER, r_{CER} . Os valores de r_{CER} dos dois compensadores estáticos na Análise 1 e na Análise 2 são iguais a -1% e -5%, respectivamente. Isto demonstra que, neste caso, as curvas dos CERs tendem a ser mais inclinadas, aumentando a faixa de tensão excursionada para a mesma faixa de compensação de potência reativa.

5.3 SISTEMA IEEE-57

Este sistema tem 57 barras, 80 circuitos e 7 unidades de geração, conforme ilustrado no diagrama da Figura 5.6 [47].

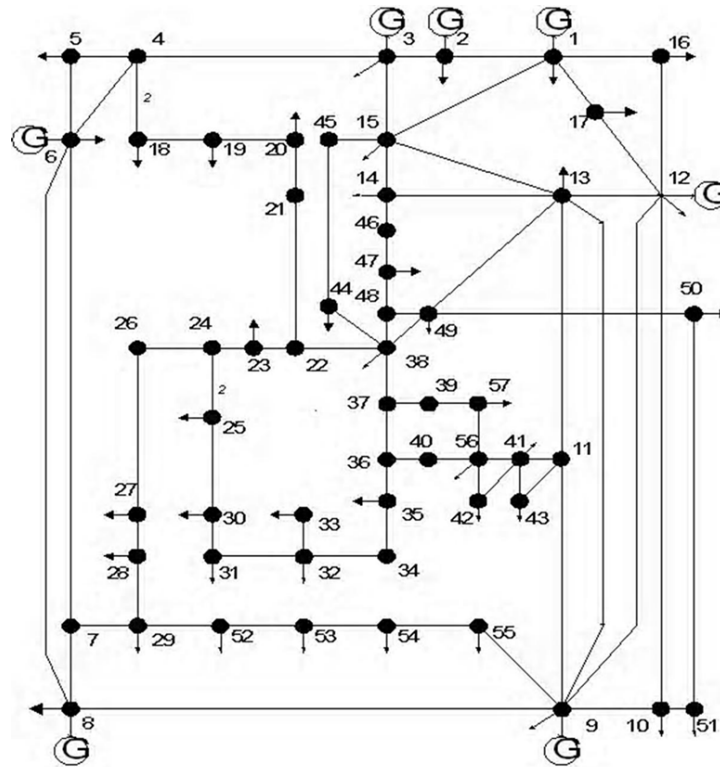


Figura 5.6 – Sistema de 57 Barras.

Este estudo de caso considera a unidade geradora da barra 6 como um parque eólico constituído de aerogeradores de indução com rotor duplamente alimentado, cujas potências nominais somam 140,00 MW e cujos dados encontram-se disponíveis no Apêndice A. Os dados do CER instalado na barra de conexão deste parque eólico para suporte aos seus aerogeradores também se encontram no Apêndice A.

No caso base, as potências despachadas pelos aerogeradores são iguais aos respectivos valores nominais ($v_{rj} \leq v_j \leq v_{sj}$). O cenário *C* considerado neste estudo, por sua vez, apresenta regime de ventos na região do parque eólico cuja velocidade é 1,25 m/s. Para este cenário, os aerogeradores deste parque encontram-se fora de sua região de operação ($v_j \leq v_{ej}$). As mesmas análises realizadas para o sistema IEEE-14 são conduzidas para este estudo de caso envolvendo o sistema IEEE-57.

5.3.1 ANÁLISE 1 – Ajuste de V_{k0}

Conforme definido no estudo de caso anterior, a Análise 1 considera apenas a tensão de referência do CER (V_{k0}) no conjunto de variáveis de decisão do algoritmo de otimização ‘caso base – cenário’. A tabela 5.14 apresenta a solução do FPO associado ao caso base obtida na primeira iteração deste algoritmo.

Tabela 5.14 – Caso Base, ITER 1, Sistema IEEE-57, Análise 1.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)
6	1,014	140,00	46,02	-18,84	1,012

Na primeira iteração, o caso base apresenta perda de potência igual a 69,15 MW, o CER desenvolve uma compensação indutiva e o sistema requer uma alocação de potência reativa de 1,95 MVar capacitivos na barra 31, ou seja, um investimento de US\$ 19500,00 em suporte de reativos.

A partir da solução anterior, o FPO associado ao cenário C converge com uma alocação fictícia de 0,19 MVar capacitivos na barra 2, indicando inviabilidade operativa do sistema. A tabela 5.15 apresenta os resultados deste FPO para a barra de conexão do parque eólico.

Tabela 5.15 – Cenário C, ITER 1, Sistema IEEE-57, Análise 1.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)	λ_{CER}
6	1,010	0	0	20,40	1,012	-3,70

Neste caso, o CER opera no limite capacitivo, ou seja, $b_{CER} = b_{CER}^{min} = 0,20$ pu. Isto se deve ao fato de que, com a saída da usina eólica, cujo perfil de potência reativa é capacitivo, a tensão da barra terminal é reduzida, requisitando do CER uma compensação capacitiva.

Nesta análise, a convergência global do problema ‘caso base – cenário’ é alcançada com três iterações (ITER = 3) e dois cortes de Benders. A perda obtida na última iteração do caso base é de 71,10 MW e o CER opera na sua região indutiva. Além do suporte do CER,

uma alocação de potência reativa capacitiva de 1,96 MVar é necessária na barra 30, cujo custo é de US\$ 19600,00. Para esta solução, a operação do cenário *C* é viável, ou seja, não requer alocações fictícias de potência reativa. Os resultados do terceiro caso base para a barra do parque eólico são apresentados na tabela 5.16.

Tabela 5.16 – Caso Base, ITER 3, Sistema IEEE-57, Análise 1.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)
6	1,014	140	46,02	-19,62	1,011

5.3.2 ANÁLISE 2 – Ajuste de V_{k0} e r_{CER}

Esta análise visa ao ajuste ótimo da tensão de referência V_{k0} e do coeficiente de inclinação da curva característica do CER, r_{CER} , considerando o cenário *C* anterior associado à indisponibilidade da geração eólica. Os parâmetros V_{k0} e r_{CER} otimizados nesta iteração diferem dos respectivos valores da primeira iteração da Análise 1. Os demais valores para a barra de conexão do parque eólico mantêm-se os mesmos da primeira iteração da Análise 1, como mostra a tabela 5.17. Adicionalmente, a perda de 69,15 MW e o custo de investimento de US\$ 19500,00 também são mantidos.

Tabela 5.17 – Caso Base, ITER 1, Sistema IEEE-57, Análise 2.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)	r_{CER} (%)
6	1,014	140,00	46,02	-18,84	1,001	-2,6

Na primeira iteração da Análise 2, a operação do sistema no cenário *C* já é viabilizada pela solução do caso base anterior. Destaca-se que a inserção do coeficiente de inclinação da curva característica do CER, r_{CER} , no conjunto de variáveis de decisão do algoritmo de otimização proposto viabiliza a operação do sistema no cenário de indisponibilidade do parque eólico, com perda inferior à obtida na convergência da Análise 1, que foi de 71,10 MW. Além disto, o custo de investimento na Análise 2, US\$ 19500,00, é inferior ao custo da Análise 1, US\$ 19600,00.

Portanto, para este estudo de caso, pode-se novamente concluir que a otimização do coeficiente de inclinação da curva característica do CER pode gerar benefícios para o sistema. Neste caso particular, estes benefícios traduziram-se numa redução de 2,74% na perda de potência, e de 0,51% no custo de investimento em suporte de potência reativa. Destaca-se que este percentual é relevante para o planejamento de sistemas elétricos de potência.

5.4 SISTEMA IEEE-118

Este sistema tem 118 barras, 186 circuitos e 54 unidades de geração. A Figura 5.7 mostra a parte deste sistema onde está a maior concentração de carga, ou seja, o centro de carga. A outra parte, omitida na figura, é considerada centro de geração. A linha tracejada mostra os limites entre estas duas áreas.

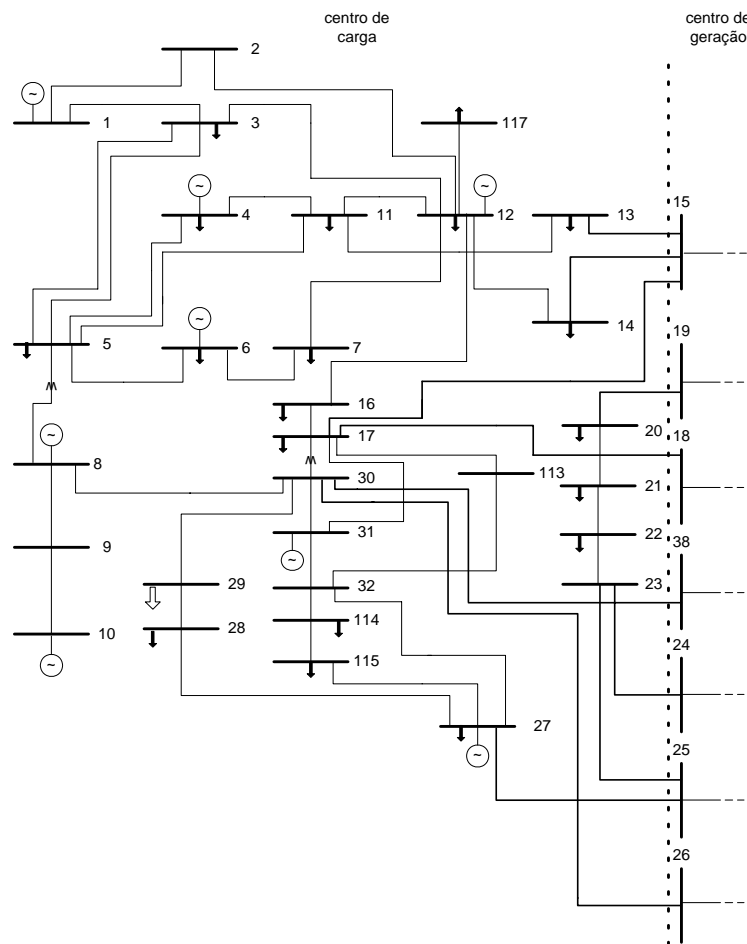


Figura 5.7 – Sistema de 118 Barras, Centro de Carga.

Para este estudo, considerou-se que a unidade geradora da barra 6 consiste em um complexo eólico, cuja potência nominal é de 300,00 MW. Esta potência é igual ao somatório das potências nominais dos aerogeradores de indução do tipo convencional ou de rotor gaiola de esquilo que compõem este complexo. Um CER, cujos dados encontram-se no Apêndice A juntamente com os dados dos aerogeradores, é alocado na barra de conexão deste complexo para prover suporte de potência reativa à operação da usina.

Tal como descrito para o sistema IEEE-14, considera-se neste estudo de caso envolvendo o sistema IEEE-118, regime de carga pesada. Neste caso, porém, o fator multiplicativo da carga ativa e reativa de todas as barras é igual a 1,5.

Assim como nos estudos anteriores, o caso base considera os aerogeradores do complexo eólico despachando potência nominal, pois $v_{rj} \leq v_j \leq v_{sj}$. O cenário *C* considerado neste estudo refere-se a um regime de ventos com velocidade de 2,0 m/s, valor inferior à velocidade de entrada dos aerogeradores em operação, $v_j \leq v_{ej}$.

As análises realizadas para este sistema são:

Análise 1 – Inclusão apenas da tensão de referência do CER (V_{k0}) como variável de decisão do problema de otimização proposto, e

Análise 2 – Inclusão da tensão de referência do CER, do coeficiente de inclinação da curva do CER e da alocação de suporte de potência reativa como variáveis de decisão, para que a informação dos multiplicadores de Lagrange do corte de Benders seja utilizada para ajuste de r_{CER} e contribua para o ajuste de Q_{Ai} .

5.4.1 ANÁLISE 1 – Ajuste de V_{k0}

A tabela 5.18 apresenta os resultados do FPO associado ao caso base da primeira iteração do algoritmo proposto, para a barra de conexão do complexo eólico. Para a solução deste FPO, a perda de potência no sistema é igual a 77,38 MW, o CER opera no limite capacitivo, ou seja, $b_{CER} = b_{CER}^{max} = 0,7$ pu, e não há alocação de suporte adicional de reativos.

Tabela 5.18 – Caso Base, ITER 1, Sistema IEEE-118, Análise 1.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{Ai} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)
6	0,965	300,00	-264,58	0	65,22	0,972

Nesta primeira iteração do problema global de otimização, o FPO associado ao cenário *C* converge com uma alocação fictícia de 4,02 MVar capacitivos na barra 2, que é próxima à barra de conexão do complexo eólico, indicando inviabilidade operativa do sistema para o

ajuste de V_{k0} dado na tabela 5.18. A tabela 5.19 apresenta os demais resultados obtidos deste FPO para a barra de conexão deste complexo.

Tabela 5.19 – Cenário, ITER 1, Sistema IEEE-118, Análise 1.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)	λ_{CER}
6	0,973	0	0	-9,46	0,972	8,153

Neste caso, o CER opera no limite indutivo, ou seja, $b_{CER} = b_{CER}^{min} = -0,1$ pu, pois com a indisponibilidade do complexo eólico, cujo perfil de potência reativa é indutivo, a tensão da barra de conexão se eleva, requisitando do CER uma compensação indutiva.

A convergência do problema de otimização ‘caso base – cenário’ é alcançada com três iterações (ITER = 3). No terceiro e último caso base, a perda obtida é de 89,46 MW e o CER encontra-se no limite capacitivo. Além do suporte deste compensador, uma alocação de potência reativa capacitiva de 8,22 MVar é necessária na barra de conexão do complexo eólico. O custo total associado a este suporte adicional é de US\$ 82200,00. A tabela 5.20 resume os resultados para a barra de conexão do complexo.

Tabela 5.20 – Caso Base, ITER 3, Sistema IEEE-118, Análise 1.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{Ai} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)
6	0,970	300,00	-264,58	8,22	65,89	0,977

Destaca-se que o reajuste da tensão V_{k0} conforme tabela 5.20 e a alocação de potência reativa, Q_{Ai} , na barra de conexão do complexo eólico, viabilizam a operação do sistema no cenário de indisponibilidade de geração eólica. Em contrapartida, a perda do caso base aumenta de 77,38 MW, obtida na primeira iteração, para 89,46 MW na última iteração. Isto ocorre porque a solução desta iteração alia os compromissos de viabilidade operacional com otimalidade em termos de perda de potência. A solução da primeira iteração, por sua vez, visa apenas reduzir a perda, já que não tem a informação dos cortes de Benders, obtida após a análise do cenário através do multiplicador de Lagrange λ_{CER} .

Logo, quando o problema de otimização visa atender a dois ou mais objetivos, estes objetivos são atendidos com menor otimalidade do que se considerados individualmente com prioridade de 100%. No entanto, o atendimento individualizado de cada objetivo pode não ser prático, como no estudo em questão não é prático minimizar a perda submetendo-se ao risco de inviabilidade operacional no caso de indisponibilidade de geração eólica.

5.4.2 ANÁLISE 2 – Ajuste de V_{k0} , r_{CER} e Q_{Ai}

Como definido anteriormente, esta análise visa ao ajuste ótimo da tensão de referência V_{k0} , do coeficiente de inclinação da curva característica do CER, r_{CER} , e da alocação de potência reativa no sistema, Q_{Ai} , com todos estes parâmetros considerados como variáveis de decisão do algoritmo proposto. A tabela 5.21 apresenta a solução do caso base obtida na primeira iteração, cuja perda de potência é igual a 77,38 MW.

Tabela 5.21 – Caso Base, ITER 1, Sistema IEEE-118, Análise 2.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{Ai} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)	r_{CER} (%)
6	0,965	300,00	-264,58	0	65,22	0,969	-0,56

Daí, a operação do sistema no cenário C é inviável para a solução do caso base, devido a uma alocação de 6,74 MVar na barra 2. A tabela 5.22 apresenta os resultados deste cenário para a barra do complexo eólico. O CER encontra-se no limite de compensação indutiva.

Tabela 5.22 – Cenário, ITER 1, Sistema IEEE-118, Análise 2.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)
6	0,9694	0	0	-9,40	0,9689

Assim como na Análise 1, a Análise 2 converge com três iterações (ITER = 3). Logo, dois cortes de Benders são necessários para se obter um ajuste dos parâmetros do CER e da alocação de potência reativa viáveis para a operação do sistema com indisponibilidade da geração eólica. A tabela 5.23 apresenta a solução da terceira e última iteração do caso base.

Tabela 5.23 – Caso Base, ITER 3, Sistema IEEE-118, Análise 2.

Barra	V_i (pu)	P_{uei} (MW)	Q_{uei} (MVar)	Q_{Ai} (MVar)	Q_{CER} (MVar)	V_{k0} (pu)	r_{CER} (%)
6	0,965	300,00	-264,58	0	65,22	0,976	-1,66

A perda de potência relativa à solução da tabela 5.23 é de 77,38 MW, e a alocação de potência reativa é nula, implicando em um custo de investimento em suporte de reativos igual a zero. Comparando-se estes valores com os obtidos na Análise 1, verifica-se que a inclusão de r_{CER} e Q_{Ai} no conjunto de variáveis de decisão implica em redução da alocação de potência reativa de 8,22 MVar, tabela 5.20, para zero. Como consequência, o investimento de US\$ 82200,00 neste suporte passa a não ser mais necessário. Adicionalmente, a solução obtida na Análise 2 alia a viabilidade operativa do sistema no cenário C a uma perda de potência ativa inferior à obtida na solução final da Análise 1, que é de 89,46 MW. Estes resultados demonstram a aplicabilidade das variáveis de decisão propostas para a solução do problema global de otimização associado à operação de usinas eólicas.

5.5 CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou os estudos de casos realizados para avaliar a metodologia proposta nesta dissertação, de ajuste ótimo dos parâmetros do compensador estático de reativos para otimização de sistemas de potência com inserção de usinas eólicas. Estes casos envolveram os sistemas IEEE-14, IEEE-57 e IEEE-118. A partir das análises realizadas, demonstrou-se que as variáveis de decisão do problema global de otimização ‘caso base – cenários’ são aplicáveis a este problema. O ajuste destas variáveis através das restrições de cortes de Benders permite obter uma solução que acomoda variações de velocidade dos ventos, inclusive para casos em que a geração eólica fica indisponível, sem inviabilidade operativa do sistema. Destaca-se a eficácia do ajuste do coeficiente de inclinação da região de controle da curva característica de regime permanente do CER, inédito na literatura.

6 Conclusões

6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta dissertação apresentou uma metodologia para ajuste ótimo dos parâmetros do compensador estático de reativos (CER) com o propósito de acomodar a inserção de geração eólica em sistemas elétricos de potência, considerando-se incertezas relativas ao regime de ventos. O ajuste ótimo do CER permite viabilizar a operação do sistema durante variações de despacho das usinas eólicas, incluindo indisponibilidade de geração devido a velocidades de vento fora das faixas operativas dos aerogeradores. Além disso, o ajuste proposto permite aumentar a margem operativa do sistema de potência através da minimização das perdas nas linhas de transmissão.

Os tipos de aerogeradores considerados foram o de indução convencional ou de gaiola de esquilo e o de indução duplamente alimentado, devido à sua grande presença em usinas eólicas. Para isto, os modelos destes aerogeradores em regime permanente foram implementados na ferramenta computacional desenvolvida. Estes modelos consideram a variação das potências ativa e reativa de saída destes geradores em função da velocidade dos ventos e de cada tipo representado.

Para o CER, utilizou-se o modelo de susceptância variável, com base em uma revisão de modelos de regime permanente. Esta abordagem é adequada para representação no problema de fluxo de potência ótimo (FPO) e permite representar as principais interações entre as variáveis envolvidas na compensação estática, como a tensão da barra controlada e a potência compensada, que, por sua vez, é adequadamente modelada em função da tensão terminal do equipamento.

Para avaliar a viabilidade do sistema para cenários de vento diferentes de um regime em que a velocidade de vento é dada por um valor médio e determinístico, conhecido ou estimado, um algoritmo baseado em uma estratégia de decomposição hierárquica é proposto. De acordo com esta estratégia, o problema de otimização global proposto é decomposto em dois subproblemas, denominados nesta dissertação de caso base e cenário. O caso base consiste na condição em que a velocidade de vento é dada pelo valor médio citado, enquanto

que o cenário retrata uma condição em que esta velocidade varia e cuja variação impacta nas condições operativas dos aerogeradores.

A interação entre os subproblemas caso base e cenário foi realizada através de restrições matemáticas construídas após a análise dos cenários. Estas restrições armazenam informações dos multiplicadores de Lagrange obtidos da solução do problema de FPO e, através destes índices de sensibilidade, restringem a região factível do problema global buscando obter uma solução ótima e viável para uma operação com variações de despacho das usinas eólicas. A construção destas restrições foi baseada na técnica de decomposição matemática de Benders.

As variáveis de decisão do problema global de otimização incluíram a tensão de referência e o coeficiente de inclinação da curva característica do CER, além do suporte adicional de potência reativa no sistema. A aplicabilidade da metodologia proposta foi testada em sistemas conhecidos da literatura através de estudos de casos. A partir destes estudos, verificou-se que as variáveis de decisão propostas são relevantes para otimalidade do sistema com relação a perdas mínimas, aliada à viabilidade operacional durante regimes de vento associados a variações ou indisponibilidade de geração eólica.

Destaca-se que o ajuste ótimo do coeficiente de inclinação da região de controle da curva característica do compensador estático de reativos é inédito na literatura especializada e, portanto, consiste em uma das principais contribuições do presente trabalho. Os estudos de casos mostraram o grande potencial de melhoria das condições operativas do sistema a partir do ajuste deste coeficiente.

As análises apresentadas foram realizadas para regime permanente. Deste modo, os ajustes propostos devem ser validados através de ferramentas de simulação que consideram regime transitório e dinâmico. Neste sentido, a proposta desta dissertação é indicar o melhor ajuste sob ponto de vista do regime permanente, para que outras análises, não contempladas no presente trabalho, possam ser utilizadas para complementar a otimização, inclusive com restrições para que este ajuste seja adequadamente acomodado.

Por fim, tendo em vista os resultados obtidos, verifica-se que o ajuste dos parâmetros do CER, aliado ao investimento ótimo em suporte de reativos, proposto nesta dissertação, apresenta-se como uma metodologia efetiva para o planejamento de potência reativa de sistemas de transmissão com penetração de geração eólica. Os potenciais resultados desta

aplicação são a redução ou a postergação de investimentos no sistema, a redução dos custos operacionais em regime permanente e o aumento da confiabilidade global.

6.2 PROPOSTA PARA TRABALHOS FUTUROS

Alguns tópicos foram identificados ao longo da pesquisa e do desenvolvimento desta dissertação como promissores para propostas de trabalhos futuros:

- Ajuste ótimo do CER visando à manutenção do nível de tensão do sistema em níveis suportáveis pelas usinas eólicas em casos de ocorrência de falhas, evitando assim a necessidade de retirada destas fontes de geração do sistema durante tais ocorrências.
- Implementação da metodologia de ajuste do valor contínuo de alocação de potência reativa, obtido do problema de fluxo de potência ótimo, para o valor discreto mais próximo, a fim de determinar o tamanho do reator ou do banco fixo de capacitores para prover o suporte reativo [45].
- Avaliação dos ajustes propostos através de ferramentas de análise de regime transitório ou dinâmico. Uma possível integração com tais ferramentas pode resultar na construção de restrições para o problema de otimização que visem acomodar os ajustes do compensador estático de reativos sob o ponto de vista dinâmico.
- Definição e construção da lista de cenários de vento a partir de uma abordagem probabilística, incluindo a representação das funções de distribuição de probabilidades de vento.
- Ajuste ótimo do CER visando à operação do sistema de potência com presença de usinas eólicas, considerando variações da demanda do sistema através da análise de curvas de carga.
- Análise de otimalidade dos cenários, através da inclusão do custo da perda de potência ativa do sistema na função objetivo dos cenários.
- Implementação de curva não-linear que associa a potência ativa de saída dos aerogeradores com as velocidades dos ventos, para avaliar a sensibilidade do método de otimização para uma representação não-linear da relação potência pela velocidade de vento.

7 Referências

- [1] “Statistical Review of World Energy 2012 | BP”. [Online]. Available: <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>. [Accessed: 29-jan-2013].
- [2] F. R. Martins, R. A. Guarnieri, e E. B. Pereira, “O aproveitamento da energia eólica”, *Revista Brasileira de Ensino de Física*, vol. 30, n° 1, p. 1304, 2008.
- [3] G. W. E. Council, “Global wind report: Annual market update 2010”, *GWEC Report*, April, 2011.
- [4] L. Xie, H. D. Chiang, e S. H. Li, “Optimal power flow calculation of power system with wind farms”, in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, 2011, p. 1–6.
- [5] Y. Zhang, M. Zhou, e G. Li, “Wind power price regulation considering wind power fluctuation”, in *Critical Infrastructure (CRIS), 2010 5th International Conference on*, 2010, p. 1–4.
- [6] S. Zhang, G. Li, e M. Zhou, “Adequacy evaluation of wind farm integration in power generation and transmission systems”, in *Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN'09. International Conference on*, 2009, p. 1–7.
- [7] L. T. Ha e T. K. Saha, “Investigation of power loss and voltage stability limits for large wind farm connections to a subtransmission network”, in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004*, 2004, p. 2251–2256 Vol.2.
- [8] C. Han, A. Q. Huang, M. E. Baran, S. Bhattacharya, W. Litzenberger, L. Anderson, A. L. Johnson, e A.-A. Edris, “STATCOM Impact Study on the Integration of a Large Wind Farm into a Weak Loop Power System”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, n° 1, p. 226–233, mar. 2008.
- [9] W. Qiao, R. G. Harley, e G. K. Venayagamoorthy, “Effects of FACTS Devices on a Power System Which Includes a Large Wind Farm”, in *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES*, 2006, p. 2070–2076.
- [10] F. L. C. Pires, M. R. B. Neto, F. C. M. da Silva, J. B. Xavier, F. L. L. Serpa, e R. P. S. Leão, “Análise das regulamentações para conexão de parques eólicos à rede elétrica”, in *Induscon–VIII Conferência Internacional de Aplicações Industriais*, 2008.
- [11] R. G. de Oliveira, J. L. da Silva, S. R. Silva, B. Rabelo, e W. Hofmann, “Desenvolvimento de uma nova estratégia de controle de potência reativa em gerador de indução de dupla alimentação para turbinas eólicas”, *Eletrônica de Potência (Florianópolis)*, vol. 13, p. 277–284, 2008.
- [12] Z. Chen e E. Spooner, “Grid power quality with variable speed wind turbines”, *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 16, n° 2, p. 148–154, 2001.
- [13] E. Muljadi, C. Butterfield, J. Chacon, e H. Romanowitz, “Power quality aspects in a wind power plant”, in *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*, 2006, p. 8–pp.
- [14] C. Han, A. Q. Huang, M. E. Baran, S. Bhattacharya, W. Litzenberger, L. Anderson, A. L. Johnson, e A. A. Edris, “STATCOM impact study on the integration of a large wind farm into a weak loop power system”, *Energy conversion, IEEE Transactions on*, vol. 23, n° 1, p. 226–233, 2008.
- [15] L. T. Ha e T. K. Saha, “Investigation of power loss and voltage stability limits for large wind farm connections to a subtransmission network”, in *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*, 2004, p. 2251–2256.

- [16] A. Kehrlí e M. Ross, “Understanding grid integration issues at wind farms and solutions using voltage source converter FACTS technology”, in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2003*, 2003, vol. 3, p. 4 vol. 2666.
- [17] P. Kundur, N. J. Balu, e M. G. Lauby, *Power system stability and control*, vol. 4. McGraw-hill New York, 1994.
- [18] J. H. Zheng e J. F. Li, “Reactive optimization control for the wind farm with static var compensator (SVC)”, in *Control and Decision Conference (CCDC), 2012 24th Chinese*, 2012, p. 2792–2795.
- [19] N. A. Lahaçani, D. Aouzellag, e B. Mendil, “Static compensator for maintaining voltage stability of wind farm integration to a distribution network”, *Renewable Energy*, vol. 35, nº 11, p. 2476–2482, 2010.
- [20] M. S. Rocha, “Comportamento dinâmico de gerador de indução com dupla alimentação em sistema de geração eólica”, Tese de Mestrado - UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.
- [21] E. Hau, “Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics Author: Erich Hau, Horst Von Renouard, Publisher: Spring”, 2010.
- [22] C. A. M. Amêndola, “Contribuição ao estudo de aerogeradores de velocidade e passo variáveis com gerador duplamente alimentado e sistema de controle difuso”, Tese de Doutorado - USP - Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007.
- [23] “ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica”. [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15>. [Accessed: 29-jan-2013].
- [24] F. Li, Q. Chao, e X. Dai, “The research of wind power optimized capacity configuration in hydraulic power system”, in *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*, 2008, p. 2569–2574.
- [25] Y. Liu, W. Wang, L. Xu, P. Ni, e L. Wang, “Research on power flow algorithm for power system including wind farm”, in *Electrical Machines and Systems, 2008. ICEMS 2008. International Conference on*, 2008, p. 2551–2555.
- [26] Y. Zhao, L. Zhang, N. Xia, e H. Zhang, “Topology, principle and model of wind power flow optimization control system”, in *Electrical and Control Engineering (ICECE), 2011 International Conference on*, 2011, p. 463–466.
- [27] R. Yan e L. Yanpin, “Simulation and optimization of hybrid wind-solar-pumped-storage power system”, in *Electric Information and Control Engineering (ICEICE), 2011 International Conference on*, 2011, p. 729–733.
- [28] R. Panda, P. kumar Satpathy, e S. Paul, “Application of SVC to mitigate voltage instability in a Wind system connected with GRID”, *International Journal Of Power System Operation and Energy Management (IJPSOEM) Volume-1, Issue-1*, p. 90–96, 2011.
- [29] R. K. Varma, R. Seethapathy, e O. Ben-Shlomo, “Increasing wind farm connectivity in a utility distribution system”, in *2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications (PEMWA)*, 2012, p. 1 –6.
- [30] R. M. G. Castro, “Introdução à energia eólica”, *IST, Edição*, vol. 3, p. 50–58, 2004.
- [31] A. M. Geoffrion, “Generalized benders decomposition”, *Journal of optimization theory and applications*, vol. 10, nº 4, p. 237–260, 1972.
- [32] S. Granville e A. Lima, “Application of decomposition techniques to VAR planning: methodological and computational aspects”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 9, nº 4, p. 1780–1787, 1994.

- [33] L. W. de Oliveira, E. J. de Oliveira, J. L. R. Pereira, L. A. Cordeiro, e J. A. Passos Filho, “Proposta de ajuste da tensão de referência do compensador estático de reativos”, in *Sixth Latin-American Congress: Electricity, Generation and Transmission*, 2005
- [34] S. J. Chapman, *Electric machinery and power system fundamentals*. McGraw-Hill, 2002.
- [35] A. E. Fitzgerald, C. Kingsley Jr, e S. D. Umans, *Máquinas elétricas*. Bookman, 2006.
- [36] A. C. NASCIMENTO, “Avaliação de estratégias de controle de potência reativa de aerogeradores síncronos em redes elétricas”, 2009.
- [37] M. M. Pereira, “Um estudo do aerogerador de velocidade variável e sua aplicação para fornecimento de potência elétrica constante”, *Universidade Federal de Juiz de Fora, Setor de Tecnologia.*, 2004.
- [38] Z. Bie, X. Zou, Z. Wang, e X. Wang, “Studies on models and algorithms of the power system probabilistic production simulation integrated with wind farm”, in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE*, 2009, p. 1–7.
- [39] L. W. de Oliveira, “Ajuste Ótimo e Coordenado dos Parâmetros do Compensador Estático de Reativos”, Tese de Mestrado - UFJF - Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Brasil, 2005.
- [40] S. Torseng, “Shunt-connected reactors and capacitors controlled by thyristors”, in *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C*, 1981, vol. 128, p. 366–373.
- [41] G. Glanzmann e G. Andersson, “Coordinated control of FACTS devices based on optimal power flow”, in *Power Symposium, 2005. Proceedings of the 37th Annual North American*, 2005, p. 141–148.
- [42] M. Guleryuz e A. Demiroren, “Effects of a wind farm and FACTS devices on static voltage stability of Bursa transmission system in Turkey”, in *Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2011 10th International Conference on*, 2011, p. 1–5.
- [43] H. Ambriz-Perez, E. Acha, e C. R. Fuerte-Esquivel, “Advanced SVC models for Newton-Raphson load flow and Newton optimal power flow studies”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 15, n° 1, p. 129–136, 2000.
- [44] E. J. de Oliveira, J. L. . Pereira, L. M. Riani, A. L. . Marcato, e L. W. Oliveira, “Series compensation device allocation under contingency constraints”, in *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, 2003, vol. 4, p. 5–pp.
- [45] E. M. Viana, E. J. de Oliveira, N. Martins, J. L. R. Pereira, e L. W. de Oliveira, “An Optimal Power Flow Function to Aid Restoration Studies of Long Transmission Segments”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, n° 1, p. 121–129, fev. 2013.
- [46] J. F. Benders, “Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems”, *Numerische Mathematik*, vol. 4, n° 1, p. 238–252, 1962.
- [47] M. Younes, M. Rahli, e L. Abdelhakem-Koridak, “Optimal power flow based on hybrid genetic algorithm”, *Journal of Information Science and Engineering*, vol. 23, n° 6, p. 1801–1816, 2007.

Apêndice A – Dados Complementares

A.1. INTRODUÇÃO

Este apêndice apresenta os dados complementares para os sistemas do IEEE utilizados nesta dissertação, envolvendo os dados das usinas eólicas e dos respectivos aerogeradores, bem como os dados dos compensadores estáticos de reativos (CER). A simbologia adotada nas tabelas deste apêndice é definida a seguir.

P_{rj}	Potência ativa de saída nominal do gerador eólico j ,
r_{rj}	Resistência do rotor do gerador j ,
x_{sj}	Reatância do estator do gerador j ,
x_{rj}	Reatância do rotor do gerador j ,
x_{mj}	Reatância de magnetização do gerador j ,
s_j	Escorregamento do gerador j ,
φ_j	Ângulo cujo cosseno é o fator de potência do gerador j ,
v_{ej}	Velocidade de entrada em operação do gerador j ,
v_{rj}	Velocidade nominal de operação do gerador j ,
v_{sj}	Velocidade de saída de operação do gerador j ,
Q_{CER}^{min}	Limite de compensação de potência reativa indutiva pelo CER, sob tensão nominal,
Q_{CER}^{max}	Limite de compensação de potência reativa capacitiva pelo CER, sob tensão nominal,
r_{CER}	Coeficiente de inclinação da faixa de controle da curva característica do CER.

A.2. DADOS COMPLEMENTARES DO SISTEMA IEEE-14

As tabelas A.1, A.2 e A.3 apresentam os dados complementares para o sistema IEEE-14. Os dados das usinas eólicas e dos aerogeradores deste caso são baseados nos dados reais da usina eólica de Praia Formosa, no município de Camocim, no Ceará, que tem 50 aerogeradores de 2,1 MW [23].

Tabela A.1– Dados das usinas eólicas do sistema IEEE-14.

Barra	Número de Aerogeradores	Potência Nominal de Cada Aerogerador (MW)	Região de Operação
2	50	2,0	1
8	50	2,0	2

Tabela A.2– Dados dos aerogeradores do sistema IEEE-14.

P_{rj} (MW)	r_{rj} (Ω)	x_{rj} (Ω)	x_{sj} (Ω)	x_{mj} (Ω)	S_j (%)	v_{ej} (m/s)	v_{rj} (m/s)	v_{sj} (m/s)
2,0	0,225	0,175	0,478	13,70	-2,0	2,5	12,0	25,0

Tabela A.3 – Dados dos compensadores estáticos de reativos do sistema IEEE-14.

Barra Terminal	Barra Controlada	Q_{CER}^{min} (MVar)	Q_{CER}^{max} (MVar)	r_{CER} (%)
2	2	45,0	42,0	-1,0
8	8	45,0	40,0	-1,0

A.3. DADOS COMPLEMENTARES DO SISTEMA IEEE-57

As tabelas A.4, A.5 e A.6 apresentam os dados complementares para o sistema IEEE-57.

Tabela A.4– Dados das usinas eólicas do sistema IEEE-57.

Barra	Número de Aerogeradores	Potência Nominal de Cada Aerogerador (MW)	Região de Operação
6	70	2,0	1

Tabela A.5 – Dados dos aerogeradores do sistema IEEE-57.

P_{rj} (MW)	φ_j (graus)	v_{ej} (m/s)	v_{rj} (m/s)	v_{sj} (m/s)
2,0	18,2	2,5	12,0	25,0

Tabela A.6 – Dados dos compensadores estáticos de reativos do sistema IEEE-57.

Barra Terminal	Barra Controlada	Q_{CER}^{min} (MVar)	Q_{CER}^{max} (MVar)	r_{CER} (%)
6	6	30,0	20,0	-1,0

A.4. DADOS COMPLEMENTARES DO SISTEMA IEEE-118

As tabelas A.7, A.8 e A.9 apresentam os dados complementares para o sistema IEEE-118. Os dados das usinas eólicas e dos aerogeradores deste sistema são baseados nos dados reais do complexo eólico Alto do Sertão 1, com 184 aerogeradores e cuja capacidade total de geração é de 293,6 MW [23].

Tabela A.7– Dados das usinas eólicas do sistema IEEE-118.

Barra	Número de Aerogeradores	Potência Nominal de Cada Aerogerador (MW)	Região de Operação
6	188	1,6	1

Tabela A.8 – Dados dos aerogeradores do sistema IEEE-118.

P_{rj} (MW)	r_{rj} (Ω)	x_{rj} (Ω)	x_{sj} (Ω)	x_{mj} (Ω)	s_j (%)	v_{ej} (m/s)	v_{rj} (m/s)	v_{sj} (m/s)
1,6	0,205	0,778	0,77	14,34	-2,0	2,5	12,0	25,0

Tabela A.9 – Dados dos compensadores estáticos de reativos do sistema IEEE-118.

Barra Terminal	Barra Controlada	Q_{CER}^{min} (MVar)	Q_{CER}^{max} (MVar)	r_{CER} (%)
6	6	10,0	70,0	-1,0