



SISTEMA FOTOVOLTAICO COM FUNÇÃO AUXILIAR DE REGULAÇÃO DE TENSÃO

Erika Tiemi Anabuki

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Edson Hirokazu Watanabe

Rio de Janeiro
Agosto de 2015

SISTEMA FOTOVOLTAICO COM FUNÇÃO AUXILIAR DE REGULAÇÃO DE
TENSÃO

Erika Tiemi Anabuki

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO
ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE
ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE
JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A
OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA
ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Edson Hirokazu Watanabe, D. Eng.

Prof. Robson Francisco da Silva Dias, D. Sc.

Prof. Maria Dias Bellar, Ph.D.

Prof. Pedro Gomes Barbosa, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
AGOSTO DE 2015

Anabuki, Erika Tiemi

Sistema fotovoltaico com função auxiliar de regulação de tensão/Erika Tiemi Anabuki. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2015.

XVI, 114 p.: il.; 29, 7cm.

Orientador: Edson Hirokazu Watanabe

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2015.

Referências Bibliográficas: p. 104 – 109.

1. STATCOM. 2. Fontes Alternativas. 3. Controle de tensão. I. Watanabe, Edson Hirokazu. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer à minha família, esposo e amigos pelo apoio, compreensão e carinho.

Ao professor Edson Hirokazu Watanabe pelas orientações, paciência, sabedoria, ensinamentos e conselhos.

Ao Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais e CNPq pelo apoio financeiro.

Aos meus colegas do ELEPOT, professores e funcionários da COPPE/UFRJ.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

SISTEMA FOTOVOLTAICO COM FUNÇÃO AUXILIAR DE REGULAÇÃO DE TENSÃO

Erika Tiemi Anabuki

Agosto/2015

Orientador: Edson Hirokazu Watanabe

Programa: Engenharia Elétrica

O presente trabalho tem como objetivo analisar o funcionamento de um sistema fotovoltaico composto de conjunto de placas fotovoltaicas e conversores de tensão conectados à rede elétrica injetando potência ativa e realizando suporte de potência reativa. Para isso, foram realizados estudos do sistema fotovoltaico operando como fonte de potência ativa durante o dia e com o inversor como STATCOM nos períodos sem insolação, assim como também a operação mista de fonte de potência e STATCOM (PV+STATCOM) em períodos de baixa insolação.

Neste contexto, é detalhado o controle proposto para o inversor realizar o suporte de potência reativa além da geração de potência ativa, viabilizando assim este tipo de fonte de energia ao otimizar seu funcionamento. Foram mostrados os resultados de simulação para um sistema fotovoltaico de potência nominal de 200 MVA com suporte de potência reativa para controle de tensão na barra de 500 kV ao qual está conectado, onde os resultados mostram que há uma grande melhora no perfil da tensão no Ponto de Conexão Comum (PCC).

Também foi realizado um estudo e análise das perdas de potência em um sistema fotovoltaico com função auxiliar de regulação de tensão constituído de diversos módulos para determinada configuração de conexão.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

PHOTOVOLTAIC SYSTEM WITH AUXILIARY FUNCTION OF VOLTAGE REGULATION

Erika Tiemi Anabuki

August/2015

Advisor: Edson Hirokazu Watanabe

Department: Electrical Engineering

This study aims to analyze the operation of a photovoltaic system composed of photovoltaic array and voltage converters connected to the grid by injecting active power and performing reactive power support. To this end, the PV studies were conducted operating as active power source during the day and as STATCOM equipment during periods without solar radiation, as well as the mixed operation power supply of STATCOM and (PV+STATCOM) in low insolation periods.

In this context, the control proposed for the inverter perform the reactive power support beyond the active power generation is detailed, thus enabling this type of energy source to optimize its operation. The results for a photovoltaic system simulations with a nominal power of 200 MVA with reactive power support have been shown to control the voltage of 500 kV bus to which it is connected, where the results show that there is a great improvement in the voltage profile in the Connection Point Common (PCC).

A study and analysis of power loss in a photovoltaic system with auxiliary function is developed, where the system consists of a several modules for a given connection configuration.

Sumário

| | |
|---|------------|
| Lista de Figuras | ix |
| Lista de Tabelas | xiv |
| Lista de Abreviaturas | xv |
| 1 Introdução | 1 |
| 1.1 Motivação | 2 |
| 1.2 Objetivos | 4 |
| 1.3 Estrutura da Dissertação | 5 |
| 2 Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica | 6 |
| 2.1 Módulos Fotovoltaicos | 7 |
| 2.2 Associação Série de Células Fotovoltaicas | 9 |
| 2.3 Associação em Paralelo de Células Fotovoltaicas | 11 |
| 2.4 Conversores CC-CA | 15 |
| 2.5 Normas e Regulamentações | 16 |
| 2.6 Resolução Normativa Nº 265 de 10 de junho de 2003 da ANEEL | 17 |
| 2.7 Módulo 8 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST e Submódulo 2.8 do Procedimentos de Redes da ONS | 18 |
| 2.8 Controle de Tensão no Sistema Elétrico de Potência | 19 |
| 3 Análise de Sistema Fotovoltaico com Função Auxiliar | 22 |
| 3.1 Introdução | 22 |
| 3.2 Representação da Rede sob Estudo | 22 |
| 3.3 Análise do Desempenho de uma Rede Elétrica com Sistema Fotovoltaico | 25 |
| 3.4 Resultados do Sistema Fotovoltaico com Função Auxiliar de Suporte de Potência Reativa | 31 |
| 3.5 Modelagem do Sistema Fotovoltaico com VSC Trifásico em Ponte Completa e Chaveamento PWM | 40 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 3.5.1 | Técnicas de Chaveamento do Conversor | 41 |
| 3.6 | Sistema Fotovoltaico na presença de nuvens | 46 |
| 3.7 | Sistema Fotovoltaico com variações de carga | 51 |
| 3.8 | Conclusões Parciais | 64 |
| 4 | Análise das Perdas de Potência | 66 |
| 4.1 | Análise de Conexão do Sistema Fotovoltaico | 68 |
| 4.1.1 | Dimensionamento das Bitolas dos Condutores | 76 |
| 4.2 | Análise das Perdas no Sistema em Estudo | 83 |
| 4.3 | Conclusões Parciais | 99 |
| 5 | Conclusões | 101 |
| 5.1 | Trabalhos Futuros | 103 |
| | Referências Bibliográficas | 104 |
| A | Cálculo da Impedância da Linha de Transmissão e Impedância Equivalente da Carga | 110 |
| B | Princípio de Funcionamento do STATCOM | 112 |

Lista de Figuras

| | | |
|------|--|----|
| 2.1 | Configuração de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de único estágio com conversor isolado. | 7 |
| 2.2 | Hierarquia de agrupamento desde as células fotovoltaicas até o arranjo fotovoltaico. | 8 |
| 2.3 | Conexão de células fotovoltaicas em série. | 9 |
| 2.4 | Módulo composto por células fotovoltaicas em série e com diodos de <i>bypass</i> | 10 |
| 2.5 | Conexão de células fotovoltaicas em paralelo. | 11 |
| 2.6 | Módulo composto por células fotovoltaicas em paralelo e com diodos de bloqueio. | 12 |
| 2.7 | Curva típica IxV de um módulo fotovoltaico. | 13 |
| 2.8 | Curvas VXi de um módulo fotovoltaico em diferentes condições de radiação solar e temperatura fixa em 25°C. | 14 |
| 2.9 | Curvas VXP de um módulo fotovoltaico em diferentes condições de radiação solar e temperatura fixa em 25°C. | 15 |
| 2.10 | Topologia Básica de um VSC Trifásico. | 16 |
| 3.1 | Diagrama esquemático do barramento de Bom Jesus da Lapa. | 23 |
| 3.2 | Diagrama esquemático do sistema elétrico em estudo. | 24 |
| 3.3 | Diagrama de blocos do controle utilizado. | 27 |
| 3.4 | Curva de potência ativa fornecida pelo sistema fotovoltaico (linha contínua) e pela barra de geração (tracejado) | 28 |
| 3.5 | Comportamento da corrente ativa injetada pelo sistema fotovoltaico | 28 |
| 3.6 | Comportamento da Tensão no Ponto de Conexão Comum para variações durante um dia da potência ativa fornecida pelo sistema fotovoltaico. | 29 |
| 3.7 | Comportamento da Tensão no Ponto de Conexão Comum para variações da corrente ativa do painel e variações na impedância de carga. | 30 |

| | | |
|------|---|----|
| 3.8 | Diagrama de blocos do controle utilizado para geração da corrente injetada pelo sistema fotovoltaico com função auxiliar de regulação de tensão. Controle para a parte ativa da corrente (a) e parte reativa (b). | 32 |
| 3.9 | Disponibilidade de potência reativa em função da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos para o sistema fotovoltaico de potência nominal de 200 MVA. | 34 |
| 3.10 | Corrente ativa (contínua) e reativa (tracejada) sintetizadas pelo sistema fotovoltaico. | 35 |
| 3.11 | Curvas de potência ativa (contínua) e reativa (tracejada) do sistema fotovoltaico. | 35 |
| 3.12 | Comportamento da Tensão no PCC com o sistema fotovoltaico realizando injeção de potência ativa e suporte de potência reativa para carga nominal (1 pu). | 36 |
| 3.13 | Relação entre a potência ativa injetada pelo sistema fotovoltaico e a tensão no PCC (V_{pcc}) | 37 |
| 3.14 | Potência reativa necessária para manter $V_{pcc}=500$ kV | 38 |
| 3.15 | Curvas de potência ativa (contínuo) e reativa (tracejado) do sistema fotovoltaico realizando injeção de potência ativa ($P_{max} = 200MW$) e maior suporte de potência reativa ($S_{max} = 208MVA$). | 39 |
| 3.16 | Comportamento da tensão no PCC com a configuração de suporte maior de potência reativa ($P_{max} = 200MW$ e $S_{max} = 208MVA$). | 39 |
| 3.17 | Potência ativa, reativa e aparente do sistema fotovoltaico para outros pontos de operação com controle de tensão no PCC. | 40 |
| 3.18 | Formas de onda da técnica de Chaveamento PWM do conversor. | 41 |
| 3.19 | Controle utilizado para geração dos pulsos de disparo por chaveamento PWM do conversor. | 43 |
| 3.20 | Curva de potência ativa e reativa sintetizada pelo sistema fotovoltaico com inversor de trifásico e chaveamento PWM. | 44 |
| 3.21 | Tensão no PCC com sistema fotovoltaico com inversor de trifásico e chaveamento PWM realizando suporte de potência reativa. | 44 |
| 3.22 | Espectro de frequências da corrente sintetizada pelo inversor no lado de alta do transformador. | 45 |
| 3.23 | Modelo de um sistema fotovoltaico com inversor de tensão e capacitor no lado CC | 46 |
| 3.24 | Resposta ao degrau de referência de potência ativa para o modelo de fonte de corrente e controle da potência gerada por meio da ordem de potência. | 47 |

| | | |
|------|---|----|
| 3.25 | Resposta ao degrau de referência de potência ativa para o modelo do sistema fotovoltaico com inversor trifásico e controle da potência pela tensão CC do capacitor. | 48 |
| 3.26 | Curva de potência ativa convertida pelo sistema fotovoltaico durante o dia nublado considerado. Obtido de [1]. | 49 |
| 3.27 | Tensão no PCC durante um dia com nuvens sem regulação de tensão. Incidência solar obtida de [1]. | 50 |
| 3.28 | Curva de potência ativa e reativa sintetizada pelo sistema fotovoltaico com função auxiliar de regulação de tensão | 50 |
| 3.29 | Tensão no Ponto de Conexão Comum com sistema fotovoltaico realizando suporte de potência reativa | 51 |
| 3.30 | Curva diária típica de carga comercial | 52 |
| 3.31 | Curva típica de carga residencial | 52 |
| 3.32 | Curva típica de carga industrial | 53 |
| 3.33 | Curvas de potência ativa sintetizado pelo sistema fotovoltaico, pela fonte de geração e demandada pela carga comercial. | 54 |
| 3.34 | Curvas de potência ativa sintetizado pelo sistema fotovoltaico, pela fonte de geração e demandada pela carga residencial. | 54 |
| 3.35 | Curvas de potência ativa sintetizado pelo sistema fotovoltaico, pela fonte de geração e demandada pela carga industrial. | 55 |
| 3.36 | Comportamento da tensão no PCC com injeção de potência ativa pelos painéis fotovoltaicos e carga típica comercial (sem controle de tensão). | 55 |
| 3.37 | Comportamento da tensão no PCC com injeção de potência ativa pelos painéis fotovoltaicos e carga típica residencial (sem controle de tensão). | 56 |
| 3.38 | Comportamento da tensão no PCC com injeção de potência ativa pelos painéis fotovoltaicos e carga típica industrial (sem controle de tensão). | 56 |
| 3.39 | Curvas de potência reativa sintetizado pelo sistema fotovoltaico, pela fonte de geração e demandada pela carga comercial. | 58 |
| 3.40 | Curvas de potência reativa sintetizado pelo sistema fotovoltaico, pela fonte de geração e demandada pela carga residencial. | 58 |
| 3.41 | Curvas de potência reativa sintetizado pelo sistema fotovoltaico, pela fonte de geração e demandada pela carga industrial. | 59 |
| 3.42 | Comportamento da tensão no PCC com síntese de potência ativa e reativa pelo PV+STATCOM e carga típica comercial. | 59 |
| 3.43 | Comportamento da tensão no PCC com síntese de potência ativa e reativa pelo PV+STATCOM e carga típica residencial. | 60 |

| | | |
|------|---|----|
| 3.44 | Comportamento da tensão no PCC com síntese de potência ativa e reativa pelo PV+STATCOM e carga típica industrial. | 60 |
| 3.45 | Curva típica de carga residencial, com sobrecarga de 40% | 61 |
| 3.46 | Curvas de potência ativa sintetizado pelo sistema fotovoltaico, pela fonte de geração e demandada pela carga residencial com sobrecarga . | 62 |
| 3.47 | Comportamento da tensão no PCC com com injeção de potência ativa pelos painéis fotovoltaicos e carga típica residencial com sobrecarga (sem controle de tensão) | 62 |
| 3.48 | Comportamento das perdas totais englobadas no sistema fotovoltaico para carga leve (70% da carga nominal). | 63 |
| 3.49 | Comportamento das perdas totais englobadas no sistema fotovoltaico para carga leve (70% da carga nominal). | 64 |
| 4.1 | Diagrama elétrico que representa os arranjos fotovoltaicos conectados ao inversor de 1,125 MVA. | 69 |
| 4.2 | Configuração dos arranjos fotovoltaicos a partir da conexão de painéis da BP SOLAR de 120 W. | 70 |
| 4.3 | Configuração dos arranjos fotovoltaicos agrupados (G_1 a G_4) e conectados no PCC. | 71 |
| 4.4 | Disposição dos subgrupos de arranjos do grupo 1 (G_1) para conexão ao PCC. | 72 |
| 4.5 | Subgrupos de arranjos para conexão ao PCC. | 73 |
| 4.6 | Disposição dos arranjos para conexão ao PCC adotados em simulação. | 75 |
| 4.7 | Diagrama elétrico unifilar que representa o inversor de 1,125 MVA e suas conexões. | 77 |
| 4.8 | Diagrama elétrico do circuito simulado sem sistema fotovoltaico . . . | 85 |
| 4.9 | Reta de variação do módulo da impedância da carga desde seu valor nominal até cinco vezes o valor nominal da impedância. | 85 |
| 4.10 | Comportamento da tensão no PCC para variação de carga, conforme Figura 4.9 e sem sistema fotovoltaico. | 86 |
| 4.11 | Diagrama elétrico do circuito simulado com sistema fotovoltaico com regulação de tensão (PV+STATCOM) | 86 |
| 4.12 | Potência reativa sintetizada pelo PV+STATCOM para regulação da tensão no PCC em 500 kV. | 87 |
| 4.13 | Comportamento da tensão no PCC com potência reativa sintetizada pelo PV+STATCOM. | 87 |
| 4.14 | Perdas de potência ativa nas linhas com o PV+STATCOM realizando suporte de potência reativa. | 88 |

| | | |
|------|--|-----|
| 4.15 | Diagrama para análise das perdas de potência ativa no sistema fotovoltaico com o PV+STATCOM realizando suporte de potência reativa. | 90 |
| 4.16 | Perdas nos transformadores e inversores do sistema fotovoltaico. | 92 |
| 4.17 | Perdas totais englobadas no sistema fotovoltaico. | 93 |
| 4.18 | Comportamento das perdas totais englobadas no sistema fotovoltaico e das perdas relacionadas aos transformadores e inversores. | 94 |
| 4.19 | Comportamento das perdas totais englobadas no sistema fotovoltaico e da potência reativa sintetizada com variação da carga em rampa. | 95 |
| 4.20 | Comportamento das perdas totais englobadas no sistema fotovoltaico e da potência reativa com variação de 0 até a potência nominal. | 96 |
| 4.21 | Perdas medidas no VSC em função do nível de potência. | 97 |
| 4.22 | Comportamento das perdas totais englobadas no sistema fotovoltaico para carga leve (70% da carga nominal). | 98 |
| A.1 | Circuito equivalente sob estudo. | 110 |
| B.1 | Diagramas simplificados do STATCOM e sistema equivalente CA. | 113 |
| B.2 | Diagramas fasoriais de tensões e corrente. | 113 |

Lista de Tabelas

| | | |
|------|--|----|
| 2.1 | Dados da placa solar BP SX120 de 120W/24V obtidos do <i>datasheet</i> . | 14 |
| 2.2 | Faixa de variação da tensão de atendimento adequada para tensão nominal superior a 1kV. | 19 |
| 3.1 | Parâmetros do circuito sob estudo | 25 |
| 3.2 | Parâmetros utilizados na simulação | 43 |
| 4.1 | Parâmetros do inversor SIW700 | 69 |
| 4.2 | Dados da placa solar BP SX120 de 120W/24V obtidos do <i>datasheet</i> . | 70 |
| 4.3 | Parâmetros dos transformadores | 76 |
| 4.4 | Parâmetros dos condutores das linhas elétricas determinados pelo critério da Ampacidade | 79 |
| 4.5 | Valores adotadas no critério de queda de tensão | 80 |
| 4.6 | Valores de corrente e comprimento das linhas elétricas | 80 |
| 4.7 | Parâmetros dos condutores das linhas elétricas calculados pelo critério da queda de tensão | 81 |
| 4.8 | Bitolas dos condutores (AWG) e Parâmetros elétricos dos condutores adotados em simulação | 82 |
| 4.9 | Parâmetros dos condutores das linhas elétricas utilizados em simulação | 83 |
| 4.10 | Perdas nos elementos do sistema para corrente nominal | 91 |

Lista de Abreviaturas

| | |
|---------|--|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica, p. 16 |
| CA | Corrente Alternada, p. 15 |
| CC | Corrente Contínua, p. 15 |
| CEPEL | Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, p. 24 |
| DC | <i>Direct Current</i> , p. 46 |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética, p. 3 |
| FACT | <i>Flexible AC transmission system</i> , p. 23 |
| IEC | Comissão Eletrotécnica Internacional, p. 17 |
| IEEE | Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos, p. 17 |
| IGBT | <i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> , p. 16 |
| OLTC | <i>On-load tap-changers</i> , p. 20 |
| PCC | Ponto de Conexão Comum, p. 4, 18 |
| PLL | <i>Phase Locked Loop</i> , p. 26 |
| PMP | Ponto de Máxima Potência, p. 13 |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição, p. 2 |
| PWM | <i>Pulse Width Modulation</i> , p. 40 |
| QTU | Queda de Tensão Unitária, p. 71 |
| SEP | Sistema Elétrico de Potência, p. 19 |
| SGD | Sistema de Geração Distribuída, p. 1 |
| STATCOM | <i>STATic synchronous COMpensator</i> , p. 4 |

| | |
|-----|---|
| SVC | <i>Static Var Compensators</i> , p. 23 |
| TSA | Tarifa de Serviços Ancilares, p. 17 |
| VSC | <i>Voltage Source Converter</i> , p. 15 |

Capítulo 1

Introdução

A sempre crescente demanda de energia elétrica associada à escassez dos recursos naturais tem impulsionado a busca por novas fontes alternativas de energia, tais como a eólica, solar, marés, células a combustíveis, etc.

Dentro deste cenário, painéis solares fotovoltaicos têm sido propostos e utilizados como fonte de energia conectada à rede elétrica e como Sistemas de Geração Distribuída (SGD), que são uma modalidade de geração caracterizada pelo uso de geradores de pequena e média potências instalados próximos aos locais de consumo [2]. As faixas de potência de geração fotovoltaica serão melhor detalhadas mais a frente.

Devido aos incentivos governamentais crescentes, queda dos preços da energia gerada, baixo impacto ambiental das instalações, confiabilidade e facilidades de instalação a energia solar fotovoltaica vem se tornando uma das principais alternativas para suplementar a geração do sistema de energia elétrica. Os equipamentos necessários para o condicionamento da energia gerada por sistemas fotovoltaicos usados atualmente são mais confiáveis, compactos e mais baratos, sendo mais um atrativo para o uso desses sistemas [3].

Quanto à capacidade de geração dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, foi sugerida em [4] a seguinte classificação:

- Pequeno porte - capacidade instalada de 1 a 10 kWp. Geralmente, encontrados em aplicações residenciais: telhados de casas, escolas ou outras pequenas construções;
- Médio Porte - capacidade de 10 kWp a algumas centenas de kWp. Aplicações típicas são: sistemas fotovoltaicos integrados em prédios e indústrias;
- Grande Porte - Potência de 500 kWp a MWp, em sistemas centralizados. Usualmente, esses sistemas são operados por empresas do setor elétrico.

Quanto aos sistemas fotovoltaicos de grande porte destacam-se as usinas solares fotovoltaicas, que estão se tornando uma alternativa de geração de energia elétrica em substituição às usinas de geração convencionais, tais como as hidrelétricas e térmicas.

Um exemplo é a usina fotovoltaica de *Agua Caliente* no estado do Arizona, nos Estados Unidos, com capacidade de 290 MW de potência e em operação desde o ano de 2012. Sendo, portanto, uma das maiores usinas fotovoltaicas em operação no mundo em relação à capacidade de geração [5].

Os sistemas de geração fotovoltaicos podem ser: isolados quando são a única fonte de energia e geralmente utilizam armazenamento de energia em acumuladores, e híbridos quando são utilizados juntos a outras fontes de energia e interligados ao sistema elétrico. Os sistemas fotovoltaicos interligados ao sistema elétrico, em geral, dispensam o armazenamento de energia, sendo neste caso toda geração de energia injetada na rede elétrica [6].

No que se refere ao sistema elétrico com presença cada vez mais significativa das fontes alternativas de energia, existem vários parâmetros que devem ser monitorados a fim de que haja conformidade dos mesmos em relação aos padrões estabelecidos pelos órgãos reguladores do setor energético, tal como o Módulo 8 do PRODIST [7] e Submódulo 2.8 do Procedimentos de Redes da ONS [8] que tangem a regulamentação da qualidade da energia e indicadores dos níveis de tensão.

Ao se conectar um sistema fotovoltaico à rede elétrica pode ocorrer um aumento da tensão no ponto de conexão devido ao fluxo de potência ativa gerado pelo painel fotovoltaico [9]. Caso o nível de tensão exceda os limites estabelecidos pelos órgãos reguladores, há a necessidade de mitigar este problema para que não haja detrimento da qualidade da energia e cobrança de multas por parte destes órgãos reguladores.

Portanto, estudar e analisar soluções para os impactos que a presença cada vez mais constante dos sistemas fotovoltaicos podem causar no sistema elétrico, assim como criar estratégias para o melhor aproveitamento dessa tecnologia passam a ser de extrema importância.

1.1 Motivação

No Brasil, a média anual de radiação solar global diária varia entre 4,5 kWh/m².dia e 5,9 kWh/m².dia, de acordo com o Atlas Solarimétrico do Brasil, dependendo do local no território brasileiro [10]. Estes índices são relativamente altos, se comparados com a Alemanha, país cuja média anual de radiação solar global diária está entre 2,5 kWh/m².dia e 3,5 kWh/m².dia, porém detém a maior potência instalada de unidades de geração solar, onde há uma previsão de que até 2020 o país atingirá a incrível marca dos 65 GW_p, segundo dados da Associação da Indústria Solar Alemã.

De acordo com a Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Energética Brasileira realizada pela EPE [11], há um cenário favorável economicamente para a aplicação de sistemas fotovoltaicos, apesar dos preços relativamente maiores da energia fotovoltaica em relação à energia elétrica gerada pela forma convencional por meio de hidrelétricas. No entanto, nos Estados Unidos há uma estimativa da paridade dos preços da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos em relação aos preços da energia fornecida pelas concessionárias até o ano de 2022 [12]. Esta paridade sinaliza o cenário promissor das fontes fotovoltaicas, onde o decaimento dos preços da energia deste tipo de fonte é devido principalmente ao decaimento dos preços das tecnologias e maiores incentivos governamentais.

Além da radiação solar relativamente elevada no Brasil e do cenário economicamente favorável para aplicação dos sistemas fotovoltaicos, outros fatores que contribuem para a tendência de aumento da aplicação destes sistemas conectados à rede elétrica são as publicações da ANEEL, em especial a Resolução Normativa N^o 265 de 10 de junho de 2003. Esta resolução estabelece procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e transmissão de energia elétrica [13].

Neste contexto, somado à característica estocástica da radiação solar e também a sua baixa previsibilidade, os sistemas de geração fotovoltaica funcionam de forma intermitente, por causa disso e do fato de os conversores utilizados comercialmente nos dias atuais não compensarem potência reativa, apesar de poder compensar, este tipo de aproveitamento energético ainda é tratado com restrições por parte das concessionárias de energia elétrica.

Dessa forma, em razão das vantagens já apresentadas do uso de geração solar fotovoltaica, utilizá-la de forma eficiente visando criar estratégias para o melhor aproveitamento dessa tecnologia passa a ser de extrema importância. Neste contexto, é de fundamental importância analisar as principais características e funcionamento dos sistemas fotovoltaicos. De fato, um sistema de geração solar fotovoltaica funciona a plena carga de potência ativa apenas por poucas horas do dia, supondo inexistência de nuvens. No restante do tempo os conversores desses sistemas ficam parcialmente ociosos ou totalmente ociosos, como ocorre durante a noite. Assim, é importante estudar o uso desses conversores para dar suporte a tensão através do controle de potência reativa no ponto de conexão e, com isso, prover uma “renda extra” para estes sistemas, supondo que este serviço auxiliar será remunerado [13], e com isso ajudar a viabilizar grandes sistemas de geração solar.

Assim, o sistema fotovoltaico proposto neste trabalho poderá fornecer potência reativa em seu valor nominal, desempenhando o importante papel de compensador de potência reativa, diminuindo a circulação desta pela rede quando necessário, e conseqüentemente reduzindo as perdas e carregamento desnecessários nos transformadores. Porém, pode também fazer circular corrente reativa quando necessário

para controle de tensão. Além disso, este sistema poderá também controlar o excesso de potência reativa da rede no período da madrugada, momento em que a rede pode se tornar capacitiva. Portanto, torna-se possível operar o sistema fotovoltaico na condição de melhor aproveitamento energético independentemente do nível de insolação, fornecendo potência ativa e compensando potência reativa conforme a disponibilidade do sistema fotovoltaico e a necessidade da rede elétrica, melhorando assim a relação custo-benefício na implementação desse tipo de energia alternativa.

Para isso, simulações serão realizadas em diferentes cenários para mostrar que um sistema de geração solar pode ajudar a controlar a tensão no ponto de conexão. Será também realizada uma análise de um sistema fotovoltaico com função auxiliar de regulação de tensão de grande porte composto de inúmeros módulos fotovoltaicos conectados à rede elétrica para quantificação das perdas envolvidas no processo de compensação de potência reativa. Amparado pela Resolução N^o 265 de 10 de junho de 2003 da ANEEL, o serviço ancilar de regulação de tensão pode ser remunerado. Dessa forma, analisar as perdas de potência envolvidas no processo de compensação de potência reativa é de grande interesse quanto à viabilidade desta função ancilar no sistema fotovoltaico proposto.

1.2 Objetivos

O presente trabalho teve como objetivos analisar o funcionamento de um sistema fotovoltaico de geração centralizada composto de conjunto de painéis (módulos) fotovoltaicos e conversor de tensão conectado à rede elétrica realizando suporte de potência ativa e reativa. Neste contexto, foram realizados estudos do sistema fotovoltaico operando como fonte de potência ativa durante o dia e como equipamento compensador de potência reativa, ou STATCOM (do inglês, “STATic synchronous COMpensator”) nos períodos da noite, assim como também a operação mista de fonte de potência e STATCOM (PV+STATCOM) em períodos de baixa insolação [14–17]. Neste contexto, é detalhado o controle proposto para o inversor realizar o suporte de potência reativa além da geração de potência ativa, ajudando assim a viabilizar este tipo de fonte de energia ao otimizar seu funcionamento. Também foi realizada uma análise das perdas de potência na conexão de um grande número de módulos e inversores que compõem um sistema fotovoltaico com função auxiliar de regulação de tensão, de potência da ordem de centenas de MW, à rede elétrica.

Para atingir os objetivos citados, os seguintes tópicos serão abordados:

- Detecção dos impactos causados por um sistema fotovoltaico de grande porte no que se refere à tensão no Ponto de Conexão Comum (PCC) e fluxo de potência ativa;

- Estudo, por meio de simulação computacional, da técnica de controle do inversor, que fará com que o sistema fotovoltaico trabalhe de forma otimizada, fornecendo potências ativa e/ou reativa de acordo com a disponibilidade deste;
- Apresentação dos resultados de simulação computacional para o sistema fotovoltaico operando com função auxiliar de regulação de tensão por meio da compensação de potência reativa, isto é, com o conversor funcionando como STATCOM;
- Estudo e análise das perdas de potência em um sistema fotovoltaico com função auxiliar de regulação de tensão constituído de diversos módulos e inversores para determinada configuração de conexão;
- Busca das conclusões preliminares a respeito do desempenho do sistema fotovoltaico com função auxiliar de suporte de potência reativa no que se refere ao controle de tensão na barra de conexão.

1.3 Estrutura da Dissertação

No Capítulo 2 são descritas as partes constituintes de um sistema de geração fotovoltaica, suas funções no sistema de geração, tipos de conexão das células e módulos fotovoltaicos e as proteções utilizadas em caso de dano à alguma célula da conexão. Também são descritas as principais normas referentes aos sistemas fotovoltaicos conectados ao sistema elétrico de potência e aquelas referentes à qualidade de energia e serviços auxiliares que servirão de embasamento para o presente trabalho

O Capítulo 3 apresenta a estrutura do sistema elétrico em estudo, detalhando o sistema de controle utilizado, assim como as análises detalhadas para o comportamento do sistema de geração fotovoltaico tradicional e com função auxiliar de suporte de potência reativa para controle de tensão no barramento de conexão. Resultados de simulações digitais no programa PSCAD/EMTDC são mostrados para demonstrar a validade das técnicas de controle aplicadas ao sistema fotovoltaico.

No Capítulo 4 é realizada uma análise das perdas de potência para determinada configuração de conexão dos módulos de um sistema fotovoltaico com função auxiliar de regulação de tensão de grande porte à rede elétrica.

Finalmente, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões deste trabalho e são propostos temas para futuros trabalhos.

Capítulo 2

Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica

Segundo definição dada pela Agência Nacional de Energia Elétrica [2] os sistemas fotovoltaicos são conjuntos de módulos fotovoltaicos e outros componentes integrados projetados para converter energia solar em eletricidade. As aplicações de sistemas fotovoltaicos podem ser classificadas em quatro subgrupos, entre eles: sistemas isolados domésticos, sistemas isolados não domésticos, sistemas distribuídos conectados à rede elétrica e sistemas centralizados conectados à rede. No presente trabalho será considerado um sistema fotovoltaico centralizado constituído de conjuntos de módulos fotovoltaicos conectado à rede, onde os mesmos exercem papel similar ao das grandes unidades de geração de energia, como usinas hidrelétricas, nucleares e térmicas, porém sem controle de despacho de potência ativa. A energia gerada nesse sistema é injetada na rede e atende a um conjunto de cargas.

Os componentes que são utilizados em conjunto com os módulos fotovoltaicos são diferentes dependendo da aplicação do sistema de geração solar. Os principais componentes dos sistemas fotovoltaicos centralizados e conectados à rede elétrica são os módulos fotovoltaicos, agrupados em arranjos, conversores CC-CA podendo também haver a utilização de transformadores [18].

A combinação desses componentes formam algumas possíveis topologias, conforme descrito em [19] e [20]. A configuração utilizada no presente trabalho está mostrada na Figura 2.1, conhecida como sistema de único estágio com conversor isolado, conectada à rede por um transformador na frequência da rede, com núcleo de ferro silício, de modo a realizar o isolamento galvânico entre os painéis fotovoltaicos e a rede elétrica. Além de aumentar a segurança do sistema, pois os painéis e toda a sustentação ficam isolados galvanicamente da rede elétrica, também evita-se problemas com as correntes de fuga. Assim como, a indutância de dispersão do transformador pode atuar como filtro para os harmônicos da corrente de saída do conversor. Esta configuração foi escolhida por sua simplicidade e robustez, além

de adequar a tensão do sistema fotovoltaico com a tensão da rede elétrica a qual está conectado por meio do transformador. A descrição de outras topologias estão descritas em [19] e [20].

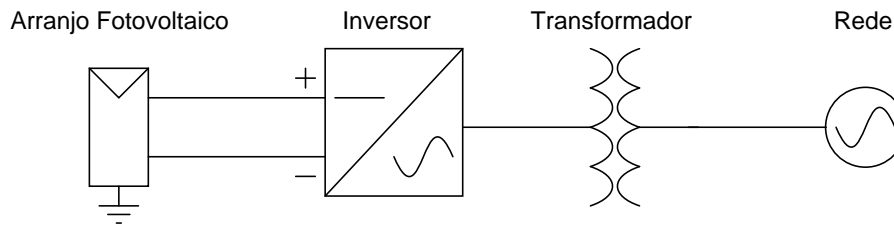


Figura 2.1: Configuração de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de único estágio com conversor isolado.

Dessa forma, o uso otimizado dos sistemas fotovoltaicos é de extrema importância, haja vista que sua geração de energia elétrica se realiza apenas nos momentos de presença de radiação solar. Assim, em sistemas fotovoltaicos de grande porte, otimizar as perdas elétricas devido à conexão de vários módulos e o funcionamento do conversor nos momentos de baixa insolação e noite se torna vantajoso.

Desta forma, com o objetivo de otimizar a utilização dos sistemas fotovoltaicos será feito no presente trabalho uma análise do funcionamento de um sistema fotovoltaico de elevada potência composto de conjunto de módulos fotovoltaicos e conversores de tensão conectados à rede elétrica operando como fonte de energia durante o dia e como equipamento STATCOM nos períodos sem insolação, assim como também a operação mista de fonte de potência e STATCOM em períodos de baixa insolação para suporte de potência ativa e reativa.

Dentro deste contexto, em sistemas fotovoltaicos de grande porte faz-se necessário a conexão de módulos fotovoltaicos para que se atinja a potência desejada. Neste caso, analisar aquela configuração que apresente melhor eficiência em relação às perdas também se torna essencial na otimização do sistema.

Portanto, será feito a seguir uma breve revisão dos principais componentes e tipos de conexões dos módulos fotovoltaicos que constituem este tipo de geração de energia.

2.1 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos ou painéis fotovoltaicos são agrupamento de várias células fotovoltaicas em série, paralelo ou ambos. As células fotovoltaicas são os dispositivos capazes de transformar a energia luminosa, proveniente do Sol ou de outra fonte de luz, em energia elétrica. Estas células utilizam um semicondutor para realizar a transformação de energia.

Conforme informações encontradas em [21] e [11], o semiconductor mais utilizado é o silício, cujos átomos se caracterizam por possuírem quatro elétrons que se ligam aos outros átomos vizinhos formando uma rede cristalina. As células fotovoltaicas podem ser constituídas de cristais monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo.

Independente do processo de fabricação das células fotovoltaicas, a tensão e corrente de saída são baixas, tipicamente 0,7V e 3A, respectivamente, de acordo com [22].

Os módulos fotovoltaicos são constituídos da ligação série e/ou paralela de células fotovoltaicas, com o intuito de elevar a potência de saída [23]. Da associação de vários módulos fotovoltaicos origina um arranjo fotovoltaico. A Figura 2.2 ilustra a hierarquia de agrupamento das células fotovoltaicas até a formação do arranjo.

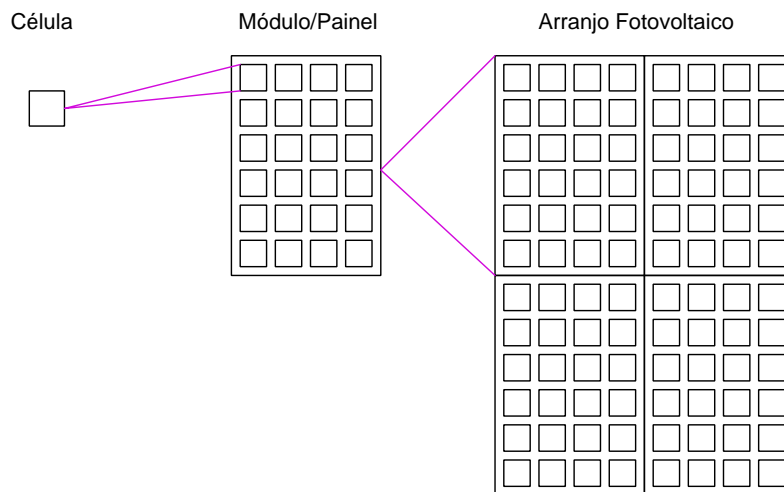


Figura 2.2: Hierarquia de agrupamento desde as células fotovoltaicas até o arranjo fotovoltaico.

Em termos de dimensão física, existe relação direta entre o tamanho do módulo fotovoltaico e a sua potência de pico que pode ser gerada, não ultrapassando 160 W por m^2 para os módulos policristalinos comerciais de silício [23]. Alguns módulos de potência próximas a $250 W_p$ da fabricante Kyocera possuem área de $1,6 m^2$ [24].

Por fim, visando alcançar níveis significativos de geração, os módulos fotovoltaicos podem ser associados em série e/ou paralelo, dando origem aos arranjos fotovoltaicos que podem gerar desde alguns kW até potências mais expressivas, da ordem de MW.

Portanto, o tipo de ligação entre os módulos irá ditar o nível de tensão, corrente e potência de saída do arranjo fotovoltaico, mantendo-se a direta proporção entre a potência gerada e a área exposta à radiação solar.

Problemas oriundos da não uniformidade das células fotovoltaicas e de seu funcionamento em situações não desejadas estão presentes nas associações das células que

formam os módulos. Estes problemas podem ocasionar sérios danos aos componentes da associação. Para minimizar e até mesmo evitar estes danos, em associações que envolvam um grande número de células, faz-se necessário o uso de dispositivos de proteção tais como diodos de *bypass* (desvio) e de bloqueio, conectados em pontos estratégicos [23]. As diferentes configurações de associação de células pode ser estendido para associações de módulos fotovoltaicos.

A seguir, são apresentadas as principais características das diferentes associações de células fotovoltaicas e procedimentos utilizados para a sua proteção.

2.2 Associação Série de Células Fotovoltaicas

A conexão de células em série é a mais comumente encontrada comercialmente. Consiste em agrupar as células em série de forma a se obter, somando a tensão de cada célula, a tensão de saída do módulo igual à 12 V, 24 ou 48 V, por exemplo, que são os níveis de tensão da grande maioria dos módulos fotovoltaicos encontrados comercialmente [23] e [22]. No caso, para conseguir um nível de tensão de 24 V ou 48 V é necessário associar em série um maior número de células fotovoltaicas que a quantidade para atingir a tensão de 12 V. Segundo [25], o módulo fotovoltaico mais comercializado na Itália cuja potência é de 230 Wp e 32 V possui 60 células fotovoltaicas de silício policristalino conectadas em série. A Figura 2.3 ilustra a conexão de células em série.

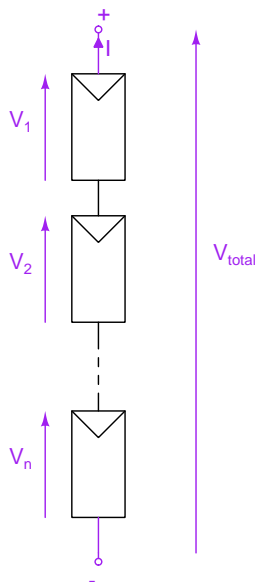


Figura 2.3: Conexão de células fotovoltaicas em série.

Como principais características de uma associação série, tem-se que a corrente que circula por uma célula é a mesma que circula pelas demais células associadas e a tensão, nos extremos da associação, é dada pela soma das tensões de cada célula.

O problema de módulos formados a partir da conexão de células em série é que se, por alguma razão, uma das células for sombreada a potência de saída do módulo cairá drasticamente, e por estar ligada em série, comprometerá todo o funcionamento das demais células no módulo. Caso uma parte do módulo seja sombreada, naquela parte ocorre um impedimento à passagem de corrente, onde a célula sombreada pode funcionar como carga e não mais como gerador de energia elétrica. Para que toda a corrente de um módulo não seja limitada por uma célula de pior desempenho (aquela que se encontra sombreada), usa-se um diodo de desvio ou de *bypass*. Este diodo serve como um caminho alternativo para a corrente e limita a dissipação de calor na célula defeituosa ou sombreada. Geralmente utiliza-se o diodo de *bypass* com um agrupamentos de células, em razão do custo ser menor [22] e [23], conforme pode ser visto na Figura 2.4.

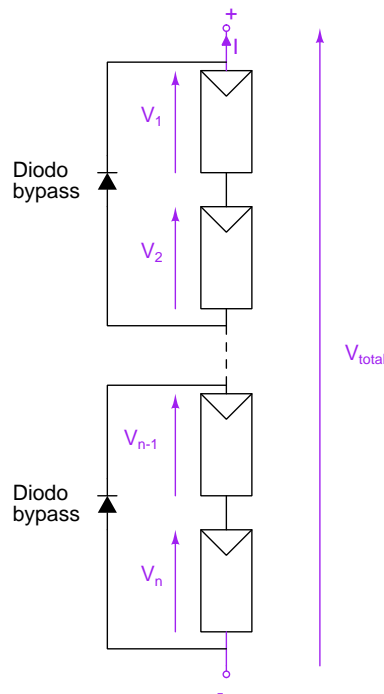


Figura 2.4: Módulo composto por células fotovoltaicas em série e com diodos de *bypass*.

Outro problema presente na associação série é o surgimento de corrente negativa fluindo pelas células ou seja, ao invés de gerar energia, o módulo passa a consumir mais do que produz. Esta energia pode ser dissipada em uma única célula, causando perda de eficiência e no caso mais drástico, a célula pode ser desconectada do arranjo causando, assim, a perda total do fluxo de energia do módulo. Para evitar esses problemas advindo do surgimento de correntes reversas, usa-se um diodo de bloqueio, que é colocado em série com o conjunto de células, evitando assim a reversão da corrente elétrica [22] e [23].

2.3 Associação em Paralelo de Células Fotovoltaicas

Como principais características de uma associação paralelo de células fotovoltaicas, tem-se que a corrente da associação é igual à soma das correntes que circulam por cada uma das células associadas e a tensão é a mesma sobre todas as células.

A Figura 2.5 ilustra a conexão em paralelo das células fotovoltaicas.

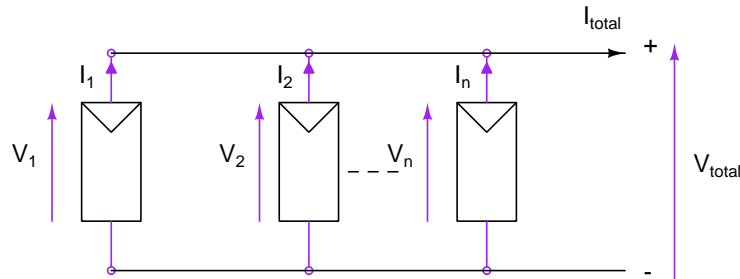


Figura 2.5: Conexão de células fotovoltaicas em paralelo.

Os mesmos problemas de aquecimento e, consequentes danos às células são observados na associação em série, acontecem também em associações paralelo de células fotovoltaicas [22].

Portanto, para evitar ou minimizar os problemas das associações de células fotovoltaicas advindo das diferenças entre as características elétricas e possíveis sombreamentos de módulos que podem ocasionar danos ao sistema devido ao aquecimento indevido de células, deve-se acrescentar ao sistema dispositivos de proteção, geralmente diodos. Os mesmos são colocados em pontos estratégicos com o objetivo de evitar o aparecimento de pontos quentes nos módulos com consequente perdas de potência.

Em conexões de células em paralelo utilizam-se diodos de bloqueio, no intuito de proteger as células de correntes reversas, ou seja, o diodo de bloqueio protege as células de corrente fluindo no sentido reverso, da rede para o módulo. Isto é, ao invés deste somente gerar corrente ele recebe mais do que produz. Essa corrente reversa pode causar redução da eficiência das células e até danificá-las. A Figura 2.6 ilustra o diodo de bloqueio na associação em paralelo das células fotovoltaicas.

Os diodos de bloqueio e *bypass* aplicados nos módulos fotovoltaicos é detalhadamente mostrado em [22] e [23].

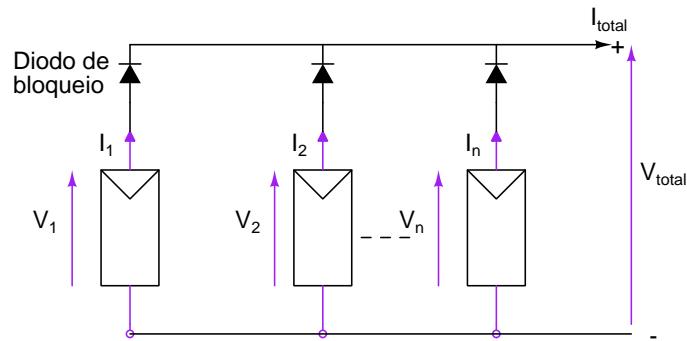


Figura 2.6: Módulo composto por células fotovoltaicas em paralelo e com diodos de bloqueio.

Em sistemas que utilizam associações em série e em paralelo, a proteção dos módulos é feita por meio de diodos de *bypass* e bloqueio.

Em relação aos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos que são de maior relevância, destacam-se os listados a seguir.

- tensão de circuito aberto (V_{oc}): tensão de saída do módulo quando a corrente de saída é nula, ou seja, o módulo não está fornecendo potência;
- tensão de potência máxima (V_{mp}): tensão de saída do módulo no ponto de operação referente à máxima potência gerada pelo módulo;
- corrente de curto-circuito (I_{sc}): corrente de saída quando a tensão de saída do módulo é nula, isto é, na ocorrência de um curto-circuito;
- corrente de potência máxima (I_{mp}): corrente de saída do módulo no ponto de operação referente à máxima potência gerada pelo módulo;
- potência máxima gerada (P_m): máxima potência gerada pelo módulo;

Esses parâmetros são determinados a partir do levantamento das curvas características do módulo mediante testes sob condições padronizadas, usadas nas medições, para os fatores que influenciam no comportamento elétrico dos módulos [9] e [26].

Os fatores que possuem maior influência nos parâmetros elétricos dos módulos descritos anteriormente são listadas a seguir.

- Intensidade luminosa (I_{sol}): é a densidade de potência da radiação solar dada em $[kW/m^2]$, sendo que corrente gerada nos módulos é linearmente dependente da intensidade luminosa;

- temperatura ambiente (T): é a temperatura no ambiente de operação das células, em [K], onde o aumento dessa temperatura ambiente reduz a eficiência do módulo, reduzindo a potência máxima gerada pelo mesmo;
- radiação da massa de ar (AM): essa grandeza representa a quantidade de atmosfera atravessada pela luz do sol.

Conforme descrito anteriormente, os parâmetros elétricos são definidos mediante o levantamento das curvas características típicas a partir de testes do módulo fotovoltaico em condições padrão. Portanto, em função dessas condições padrão são utilizados valores de referência para a intensidade luminosa, a temperatura ambiente e radiação da massa do ar. Assim, as condições padronizadas de testes são [9]:

- intensidade luminosa igual à $1\text{kW}/\text{m}^2$, condição observada em dia de equinócio, no mês de março ou setembro, ao meio dia de céu claro sob a linha do Equador;
- temperatura ambiente igual a 25°C ;
- radiação de massa do ar igual a 1,5, equivalente ao ângulo de incidência do raio solar (Θ) igual à $48,2^\circ$ no topo da atmosfera terrestre.

Um esboço da curva característica de um módulo fotovoltaico é mostrado na Figura 2.7. Neste esboço de uma curva do tipo $V \times I$ são mostradas as regiões anterior e posterior ao ponto de máxima potência (PMP). Nestas regiões o módulo fotovoltaico apresenta característica de fonte de corrente e fonte de tensão.

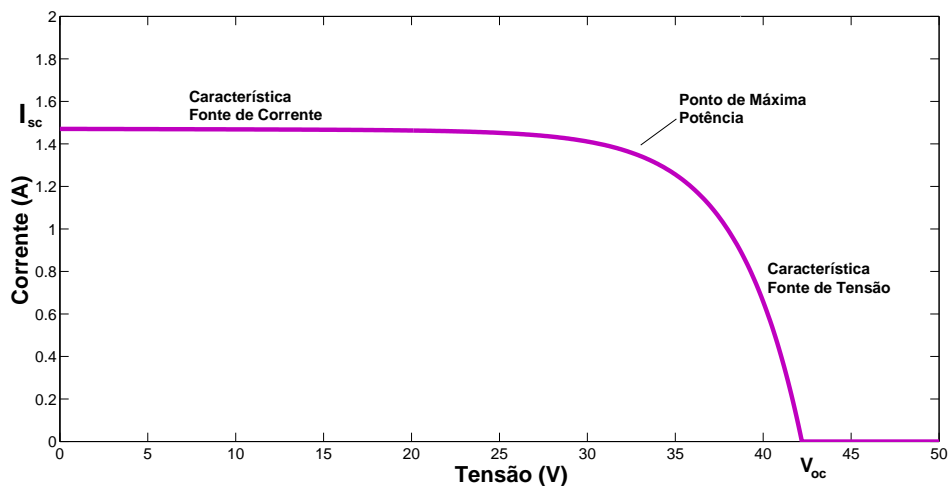


Figura 2.7: Curva típica $I \times V$ de um módulo fotovoltaico.

Adotando os procedimentos propostos em [27], determinou-se as curvas características de um módulo fotovoltaico de $120\text{ W}/24\text{V}$, modelo BP SX120 do fabricante

Tabela 2.1: Dados da placa solar BP SX120 de 120W/24V obtidos do *datasheet*.

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Tensão de circuito aberto | 42,1 V |
| Corrente de curto-circuito | 3,87 A |
| Tensão no ponto de máxima potência | 33,7 V |
| Corrente no ponto de máxima potência | 3,56 A |

BP Solar sob condição de temperatura constante de 25°C e diferentes valores de intensidade solar (1000 W/m², 700 W/m² e 400 W/m²) [28]. Os dados do módulo fotovoltaico BP SX120 presentes em *datasheet* são apresentados na Tabela 2.1. As curvas características do módulo fotovoltaico referem-se as curvas VxI e VxP. As mesmas são apresentadas nas Figuras 2.8 e 2.9, respectivamente.

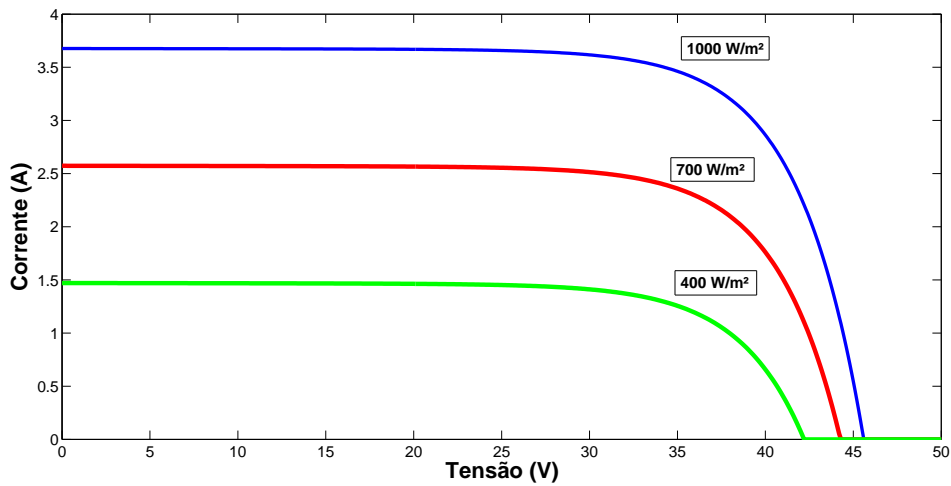


Figura 2.8: Curvas VxI de um módulo fotovoltaico em diferentes condições de radiação solar e temperatura fixa em 25°C.

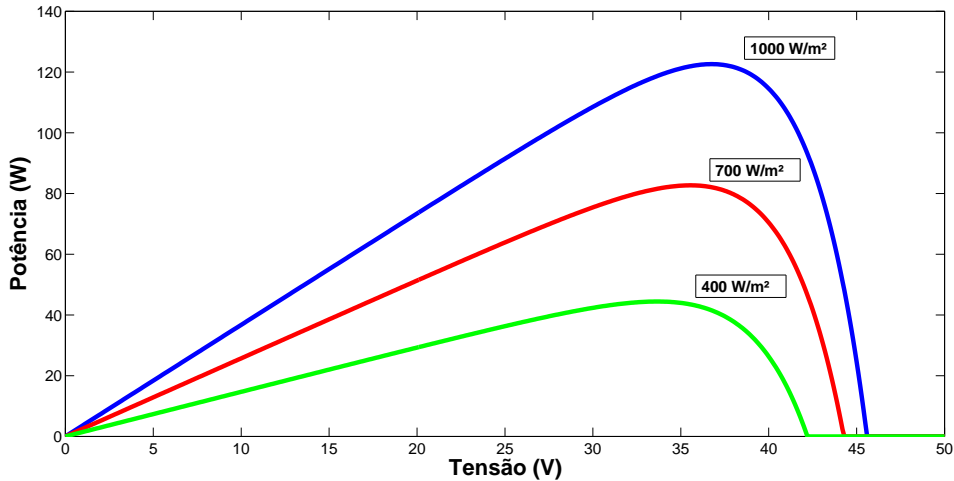


Figura 2.9: Curvas VXP de um módulo fotovoltaico em diferentes condições de radiação solar e temperatura fixa em 25°C.

Analisando as curvas das Figuras 2.7 e 2.8, observa-se que a tensão de saída varia relativamente pouco com a variação da intensidade luminosa. No entanto diferentemente da tensão, nota-se que há uma dependência linear entre a corrente de saída do módulo e a intensidade luminosa. Portanto, este comportamento resulta em uma dependência da potência gerada pelo módulo com a intensidade luminosa. Esse comportamento é esperado, visto que ao se reduzir a intensidade luminosa, ou seja, a potência da radiação solar, diminui-se a potência luminosa absorvida pelas células do módulo, reduzindo assim a corrente do módulo e resultando na redução da potência gerada pelo mesmo [29].

2.4 Conversores CC-CA

Em sistemas fotovoltaicos a corrente fornecida pelos painéis são contínuas. Portanto, em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica alternada, faz-se necessário a utilização de conversores CC-CA.

Tipicamente utilizam-se conversores fonte de tensão (VSC – *Voltage Source Converter*) [30]. O VSC pode operar com controle de tensão ou corrente. Porém, o controle mais comumente aplicado em conversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede é o de corrente, que utiliza o sinal de tensão da rede como referência para o sistema de sincronismo [9]. O VSC com controle de tensão é usado nos casos de sistemas isolados da rede.

A Figura 2.10 mostra a topologia básica de um VSC trifásico com seis IGBTs e seis diodos conectados anti-paralelo.

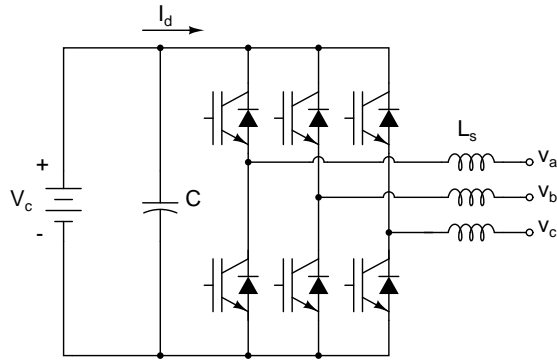


Figura 2.10: Topologia Básica de um VSC Trifásico.

Muitas das topologias para sistemas fotovoltaicos conectados à rede têm um transformador que ajusta a tensão do conversor com a tensão da rede elétrica e isola os módulos fotovoltaicos da mesma, sendo a frequência da rede 60 Hz.

2.5 Normas e Regulamentações

Atualmente, há diversas normas e regulamentações sobre a conexão de sistemas fotovoltaicos e outras fontes alternativas de energia à rede elétrica. Assim como também há normas e regulamentos relacionados à serviços ancilares de energia e qualidade da energia elétrica. Tais normas e regulamentações são definidas por diferentes órgãos internacionais, tais como o IEEE, a IEC, ou agências reguladoras nacionais como a ANEEL. Esses documentos abordam tópicos relacionados aos procedimentos de conexão, qualidade da energia, operação e proteção dos sistemas conectados à rede, serviços ancilares de energia dentre outros. Entre as normas mais indicadas relacionadas ao presente trabalho estão:

- IEEE 929/2000 – *Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*: trata-se da prática recomendada para a interface entre a concessionária e os sistemas fotovoltaicos [31];
- IEEE 1547 – *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*: essa norma se aplica a fontes distribuídas conectadas aos sistemas elétricos de potência [32];
- Resolução Normativa N^o 265 de 10 de junho de 2003 da ANEEL: estabelece procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e transmissão de energia elétrica [13];
- Módulo 8 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST da ANEEL: estabelece os procedimentos rela-

tivos à qualidade da energia elétrica, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado [7].

- Submódulo 2.8 do Procedimentos de Redes da ONS: trata do gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira e seus componentes, abordando os indicadores de tensão em regime permanente [8].

Como destaques no presente trabalho citam-se as Resoluções N^o 265 de 10 de junho de 2003 e Módulo 8 do PRODIST ambos da ANEEL por abordarem tópicos relacionados com o serviços ancilares de energia e qualidade da energia entregue aos consumidores [13] e [7].

Entende-se como serviços ancilares de energia os recursos e ações que garantem a continuidade do fornecimento de energia, segurança do sistema elétrico e manutenção dos valores de frequência e tensão. Pode-se citar como serviços ancilares mais importantes a regulação primária e secundária de frequência, regulação de tensão, capacidade de restauração autônoma, suprimento de perdas, suporte de potência reativa dentre outros [13].

Em relação à qualidade de energia o Módulo 8 do PRODIST regula e estabelece os parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão, abrangendo desde os consumidores com instalações conectadas em qualquer classe de tensão de distribuição aos produtores de energia elétrica [7]. Assim como, o Submódulo 2.8 do Procedimentos de Redes da ONS também trata dos indicadores de tensão em regime permanente [8].

2.6 Resolução Normativa N^o 265 de 10 de junho de 2003 da ANEEL

Esta Resolução Normativa têm destaque no presente trabalho pela perspectiva de se oferecer um serviço ancilar a geração de potência ativa por parte dos sistemas fotovoltaicos e ter a possibilidade de remuneração pela Tarifa de Serviços Ancilares - TSA [13].

Além da remuneração pela prestação dos serviços ancilares, a resolução N^o 265 de 10 de junho de 2003 descreve que os agentes de geração, transmissão e distribuição, por meio de determinação da ANEEL, que prestem os serviços ancilares descritos na mesma, além da reposição dos sistemas existentes, terão os custo de implantação ressarcidos [13].

Neste contexto, o sistema fotovoltaico com função ancilar de suporte de potência reativa apresenta uma grande vantagem quando comparado com o sistema fotovoltaico tradicional, haja vista que a Resolução Normativa Nº 265 de 10 de junho de 2003 da ANEEL respalda financeiramente aqueles que fornecem serviços ancilares, além de ressarcimento de possíveis custos de implantação.

2.7 Módulo 8 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST e Submódulo 2.8 do Procedimentos de Redes da ONS

O Módulo 8 do PRODIST visa estabelecer os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado. Os aspectos considerados da qualidade da energia elétrica em regime permanente ou transitório são:

- Tensão em regime permanente;
- Harmônicos;
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variações de tensão de curta duração;
- Variação de frequência.

Enquanto isso, o Submódulo 2.8 do Procedimentos de Redes da ONS trata do gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes, onde são apresentados os indicadores de tensão, frequência, continuidade de serviço dentre outros aspectos da rede.

No âmbito deste trabalho, o foco será dado ao nível de tensão no PCC do sistema fotovoltaico. O Módulo 8 do PRODIST e o Submódulo 2.8 do Procedimentos de Redes da ONS estabelecem valores de referência para a tensão no ponto de entrega ao consumidor.

No que se refere aos sistemas fotovoltaicos, quando há geração de potência ativa por parte dos painéis fotovoltaicos em razão da incidência de radiação solar há um aumento da tensão no Ponto de Conexão Comum, conforme é detalhado no próximo capítulo.

Neste sentido, faz-se necessário analisar o nível de tensão no Ponto de Conexão Comum (PCC) para que o mesmo não extrapole os limites regulamentados pelo PRODIST e Procedimentos de Redes da ONS, assim como também estudar maneiras de mitigar este problema de elevação de tensão acima dos valores normatizados.

No que se refere às faixas de valores de tensão, para acessantes atendidos em tensão nominal de operação superior a 1kV, a alínea “a” do item 2.5.3 do módulo 8 do PRODIST [7] regulamenta que as tensões de atendimento nesse caso são consideradas adequadas nas faixas de variação apresentadas na Tabela 2.2. Esta tabela também se refere a faixa de valores de tensão adequados segundo o o Submódulo 2.8 do Procedimentos de Redes da ONS [8].

Tabela 2.2: Faixa de variação da tensão de atendimento adequada para tensão nominal superior a 1kV.

| Tensão Nominal (kV) | Faixa de Variação Adequada (pu) |
|--------------------------------------|--|
| Igual ou superior à 230 kV | 0,95-1,05 |
| Superior à 69 kV e inferior à 230 kV | 0,95-1,05 |
| Superior à 1 kV e inferior à 69 kV | 0,93-1,05 |

Neste contexto, quando a tensão no ponto de fornecimento está fora dos limites estabelecidos pelo PRODIST e ONS faz-se necessário implementar soluções para o controle de tensão.

A participação cada vez mais crescente de fontes alternativa de energia no sistema elétrico, onde se destacam os sistemas fotovoltaicos, traz à tona os problemas relacionados à flutuação de tensão no Ponto de Conexão Comum (PCC). Este problema está fundamentado na característica variável da potência fornecida pelos sistemas fotovoltaicos. Neste sentido, há a necessidade de controlar a tensão em determinados pontos da rede elétrica, evitando-se a violação dos limites de tensão.

2.8 Controle de Tensão no Sistema Elétrico de Potência

O controle de tensão em Sistemas Elétricos de Potência (SEP) define como um conjunto de ações executados para manter o perfil de tensão do sistema dentro de limites especificados. O controle de tensão está fortemente associado ao suporte de potência reativa ao sistema, sendo que em geral este controle é executado localmente [33]. Tal controle de tensão tem sido identificado como uma operação fundamental para a qualidade no fornecimento de energia elétrica. Níveis de tensão adequados propiciam um desempenho satisfatório e uma vida mais longa aos aparelhos elétricos

dos consumidores, sendo um dos pontos básicos da qualidade da energia elétrica fornecida pelas concessionárias de energia elétrica. Alguns pontos comentados a seguir mostram a importância desse controle de tensão:

- Tanto os equipamentos da concessionária como os pertencentes aos consumidores são projetados para operar em determinada faixa de tensão. A operação prolongada desses equipamentos em uma tensão fora de limites aceitáveis pode afetar o seu correto funcionamento reduzindo a sua vida útil ou até mesmo causando interrupções não programadas devido atuação de relés de sub ou sobretensão. Por isso, a tensão deve ser mantida dentro de limites permitidos por norma.
- Estabilidade dos SEP, sendo que o controle de tensão tem um impacto significativo sobre a estabilidade do sistema.
- Redução das perdas de potência devido ao controle adequado de tensão.

O controle de tensão no PCC com presença de fontes alternativas de energia pode ser feito de duas maneiras: o Controle indireto de tensão e o Controle direto de tensão [33], [34] e [35]. O controle indireto de tensão pode ser sintetizado através da compensação de potência reativa, através de bancos de capacitores ou reatores, ou através de equipamentos baseados em eletrônica de potência como o SVC (Static Var Compensator) e o STATCOM (Static Synchronous Compensator). No modo de controle direto, equipamentos adicionais são instalados na rede elétrica controlando diretamente a tensão em determinados pontos da rede elétrica, onde pode-se destacar os transformadores com variação de TAP sob carga (OLTC).

Em contrapartida, a regulação de tensão por meio de variações no TAP do transformador sob carga, que é mais comumente utilizada no setor elétrico atualmente, tem desvantagens em relação a regulação por meio da compensação de potência reativa em razão da degradação da vida útil do transformador quando submetido a variações de TAP com frequência acima do especificado [34] e [35]. Essa degradação da vida útil do transformador geralmente decorre de natureza mecânica, desgaste de contatos e deterioração do óleo isolante da chave de carga [36]. Também, é importante ressaltar que a faixa de ajuste de tensão da magnitude de tensão destes equipamentos é limitada, usualmente numa faixa de $\pm 10\%$, com uma variação de aproximadamente $\pm 1\%$ em cada tap.

Portanto, inserida no contexto do controle de tensão, a compensação de potência reativa através de controladores eletrônicos de potência tem sido vista como uma alternativa atrativa para aumentar a controlabilidade das redes de transmissão e distribuição em corrente alternada bem como reduzir as perdas dos sistemas elétricos

de potência [15]. Como vantagens, podem-se citar o tempo de resposta rápido e a robustez destes equipamentos.

O compensador estático síncrono - STATCOM (do inglês, “STATic synchronous COMPensator”) é um exemplo destes novos controladores estáticos para controle de tensão em um barramento. O STATCOM é um compensador de energia reativa que opera conectado em derivação com o sistema elétrico [15]. Ele pode ser utilizado para controlar a tensão de um barramento ou compensar o fator de potência de uma carga. Existem na literatura diferentes estratégias propostas para controlar um STATCOM [37–39].

Seu princípio de operação é baseado na geração de uma tensão controlável em seus terminais. A magnitude e a fase dessa tensão é sincronizada com a tensão da rede CA. O controle de magnitude da tensão regula a potência reativa no PCC e o controle da fase da tensão regula o fluxo de potência ativa em seus terminais para controlar a tensão do lado CC.

Com a participação cada vez mais crescente de fontes de geração fotovoltaica e conseqüentemente das variações de tensão no Ponto de Conexão Comum (PCC) há a necessidade de controlar esta tensão, evitando-se assim a violação dos limites estipulados por norma. Neste contexto, no presente trabalho é proposto o controle para o inversor do sistema fotovoltaico realizar suporte de potência reativa além da geração de potência ativa com o objetivo de controlar a tensão no PCC, ajudando a viabilizar assim este tipo de fonte de energia ao otimizar seu funcionamento e possivelmente acrescentar uma fonte de renda ao proprietário de sistemas fotovoltaicos.

Capítulo 3

Análise do Sistema Fotovoltaico com Função Auxiliar de Regulação de Tensão

3.1 Introdução

Neste capítulo será feita uma análise do funcionamento de um sistema fotovoltaico composto de conjunto de placas fotovoltaicas e conversores de tensão conectados à rede elétrica suprindo potência ativa e garantindo suporte de potência reativa.

Para isso, serão realizados estudos do sistema fotovoltaico operando como fonte de potência ativa durante o dia e como equipamento STATCOM nos períodos sem insolação, assim como também a operação mista de fonte de potência ativa e STATCOM (PV+STATCOM) em períodos de baixa insolação.

Neste contexto, será detalhado o modelo simplificado do sistema fotovoltaico utilizado no âmbito das simulações, o modelo da rede elétrica em estudo e o controle proposto ao inversor. Este controle tem o objetivo de realizar o suporte de potência reativa com utilização do sistema fotovoltaico tradicional composto de conjunto de painéis fotovoltaicos e inversores de tensão. Este aproveitamento adicional de suporte de potência reativa pode ajudar a viabilizar este tipo de fonte de energia ao otimizar seu funcionamento.

3.2 Representação da Rede sob Estudo

A inspiração para a presente análise foi baseada no barramento do município de Bom Jesus da Lapa no estado da Bahia. Conectado a este barramento existe um SVC (*Static Var Compensator*) de potência nominal ± 250 MVA, que é um equipamento FACTS cuja função é regular e controlar a tensão de acordo com uma

referência em condições de estado estacionário e de contingência [15] e [40], conforme ilustrado na Figura 3.1.

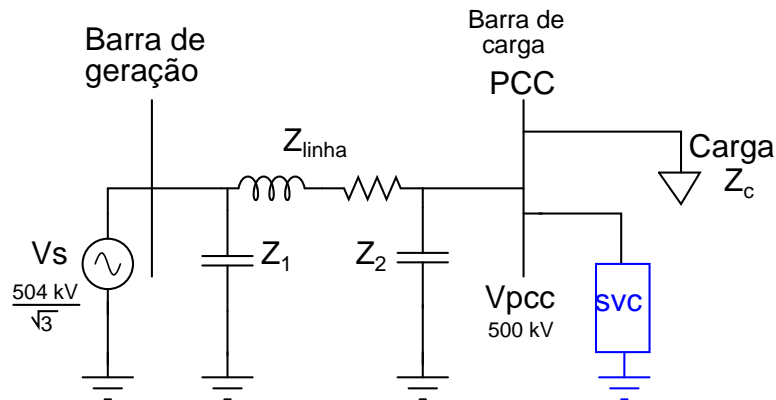


Figura 3.1: Diagrama esquemático do barramento de Bom Jesus da Lapa.

No presente trabalho, é analisado a viabilidade de substituição deste SVC conectado ao barramento de Bom Jesus da Lapa por um sistema de geração fotovoltaico com inversor capaz de injetar potência ativa nos períodos de insolação e realizar suporte de potência reativa sempre que há "folga" nos inversores (períodos de baixa insolação ou insolação nula).

Um sistema fotovoltaico atua como uma fonte alternativa de geração de energia sempre que há radiação solar. Em horários de baixa incidência e durante a noite este sistema se torna parcialmente ou totalmente ocioso. Assim, como forma de aproveitar o sistema fotovoltaico neste momentos de baixa insolação este trabalho propõe estudar e simular um sistema deste com seus inversores com função de STATCOM (*Static Synchronous Shunt Compensator*), também conhecido como Compensador Síncrono Estático [41], para realização de suporte de potência reativa ao barramento ao qual está conectado.

O controle convencional dos inversores de conexão dos painéis fotovoltaicos à rede elétrica mais empregado é feito de modo que estes inversores conectados à rede operem como fontes de corrente injetando apenas potência ativa na rede, não estando, em geral, habilitados a realizarem suporte de potência reativa.

No caso do presente trabalho, o controle proposto para os inversores permite que eles injetem corrente ativa de forma a garantir o máximo aproveitamento solar da incidência solar. Quando há menor geração de potência ativa devido ao menor nível de radiação solar o inversor opera como compensador de potência reativa. Assim, pode realizar controle de tensão do barramento ao qual está conectado.

Tradicionalmente um sistema fotovoltaico é composto por conjuntos de painéis fotovoltaicos, conversores de tensão CC-CA e transformadores. No âmbito da simulação deste trabalho, primeiramente modelou-se o sistema fotovoltaico de

potência 200 MVA como uma fonte de corrente controlada no secundário de um transformador e conectado à barra representativa da barra de Bom Jesus da Lapa-BA (barra de carga). A rede elétrica foi representada pelo seu equivalente de Thévenin, composto por uma fonte de tensão senoidal de amplitude (V_S) conectada ao PCC por meio da impedância série de linha de transmissão (Z_{linha}). O consumidor está representado por uma carga equivalente por meio de sua impedância (Z_C) conectada ao PCC, como mostra a Figura 3.2.

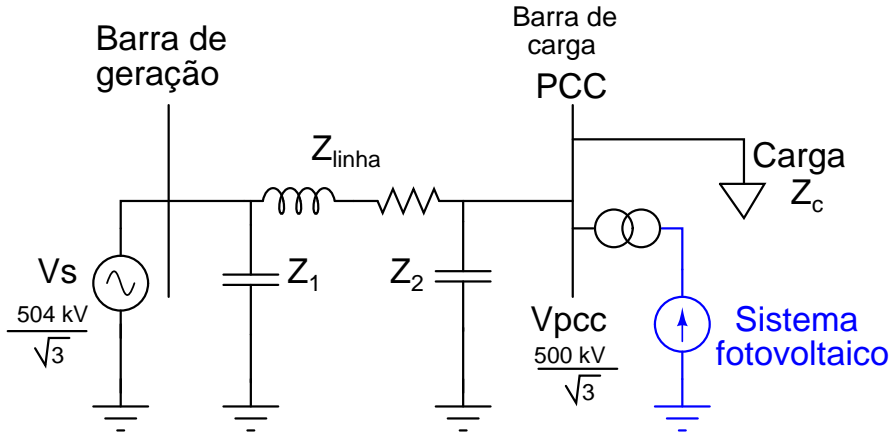


Figura 3.2: Diagrama esquemático do sistema elétrico em estudo.

A linha de transmissão é representada por sua impedância série (Z_{linha}) e capacidades *shunt* (Z_1 e Z_2), onde Z_1 é igual a Z_2 . Os dados da linha foram calculados a partir dos dados obtidos no programa de Análise de Redes do CEPEL (ANAREDE) [42]. Os cálculos dos dados da linha estão descritos no Apêndice A.

A carga equivalente (Z_C) é representada como uma impedância série RL. Seus dados, assim como os dados da linha de transmissão foram obtidos a partir do programa ANAREDE. Os cálculos da impedância da carga estão descritos no Apêndice A.

Os dados da rede, conforme citado anteriormente foram obtidos do programa ANAREDE. A partir dos dados de fluxo de potência da região Nordeste e níveis de tensão dos barramentos desta região foi possível obter os parâmetros da rede elétrica, mostrada na Figura 3.2. Para efeito de simulação e análise da tensão no Ponto de Conexão Comum (PCC), considerou-se que o nível de tensão no barramento da carga, sem sistema fotovoltaico, seja de 500 kV. Neste sentido, a tensão na barra de geração para estabelecer 500 kV na barra de carga é de 504 kV. Assim, a rede elétrica sem o sistema fotovoltaico possui 1,008 pu de tensão na barra de geração e 1,00 pu na barra de carga.

A potência nominal do sistema fotovoltaico considerado foi de 200 MVA. Este sistema é composto por conjunto de painéis fotovoltaicos e inversores de tensão de

Tabela 3.1: Parâmetros do circuito sob estudo

| Parâmetro | Valor |
|------------------------------------|--|
| Tensão CA da barra de geração | 504 kV |
| Tensão CA da barra de carga | 500 kV |
| Tensão CA do sistema fotovoltaico | 1 kV |
| Impedância da linha de transmissão | R=3,0293 Ω , L=0,4118 H e C=0,977 μ F (<i>Shunt</i>) |
| Impedância da carga equivalente | R=503,94 Ω , L=0,0369 H |
| Fator de potência da carga | $f_p=0,99$ |
| Potência do sistema fotovoltaico | 200 MVA |

potências menores, cujo somatório equivalente resulta na potência nominal considerada. Foi determinado o valor de potência do sistema fotovoltaico de 200 MVA por ser próximo da potência do SVC que se encontra instalado e por caracterizar um sistema fotovoltaico de grande porte.

Os parâmetros do circuito equivalente mostrado na Figura 3.2 são dados na Tabela 3.1.

As simulações para análise do desempenho da rede elétrica com sistema fotovoltaico foram realizadas no *software* PSCAD/EMTDC [43].

3.3 Análise do Desempenho de uma Rede Elétrica com Sistema Fotovoltaico

Com o sistema fotovoltaico gerando potência, o sentido da corrente na linha passa a depender da diferença entre a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico e a consumida pela carga, além da potência reativa desta. Quando a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico é inferior à consumida pela carga, a corrente de linha possui o sentido indicado na Figura 3.2, isto é, da barra de geração para a barra de carga (PCC).

No entanto, quando o sistema fotovoltaico está fornecendo potência para a carga e esta potência é maior que a requerida pela carga, a corrente na linha inverte o seu sentido, passando a ser da barra de carga (PCC) para a barra de geração, resultando assim que a tensão de atendimento do consumidor, isto é, do ponto de conexão, passa a ser superior à tensão de geração.

Assim, é possível concluir que os sistemas fotovoltaicos têm a capacidade de elevar a magnitude da tensão no ponto em que estão conectados, cujo valor depende da tensão da rede (V_S), da impedância da linha (Z_{LINHA}), da potência gerada pelo sistema fotovoltaico e a consumida pela carga [9].

A representação do sistema fotovoltaico utilizada no âmbito da simulação, ini-

cialmente é do tipo fonte de corrente com controle por meio da ordem de potência [30] e [31]. A potência ativa sintetizada pelo sistema fotovoltaico foi dada através de uma ordem de potência, onde foi emulada uma curva ideal de potência ativa gerada pelos painéis fotovoltaicos em um dia sem nuvens. Inicialmente, considerou-se o sistema fotovoltaico com funcionamento com o inversor sem realizar suporte de potência reativa. Essa ordem de potência foi gerada por simulação, onde seu valor máximo se refere à sua potência nominal de 200 MW e seu comportamento varia em função de uma curva senoidal.

Neste controle com o sistema fotovoltaico representado por uma fonte de corrente controlada, a corrente ativa injetada pelos painéis é proporcional à sua potência ativa gerada, que por sua vez é dependente da incidência de radiação solar. Isto é, o comportamento da corrente ativa injetada pelo sistema fotovoltaico relaciona-se com a incidência diária de radiação solar, que inicia-se por volta das 6 horas da manhã, tendo sua incidência máxima por volta do meio-dia, e voltando a se anular por volta das 18 horas. Assim, a corrente ativa sintetizada é relacionada com a ordem de potência ativa, que emula o comportamento do sol durante o período de um dia, e (V_{PCC}) é o valor da tensão eficaz medida no PCC. Esta corrente ativa sintetizada, que é o valor eficaz da corrente ativa no lado CA do inversor, está representada no Figura 3.3 como I_p .

Para o correto funcionamento do controle proposto, utilizou-se um PLL (*Phase Locked Loop*) para sincronizar as correntes geradas pela fonte de corrente, que emula o sistema fotovoltaico, com as tensões alternadas da rede elétrica. O PLL gera o sinal de referência de sincronismo para a fonte de corrente, proporcionando assim o correto sincronismo com as tensões da rede [44]. As correntes ativas instantâneas nas fases A, B e C no lado CA do inversor estão representadas na Figura 3.3 como i_{ap} , i_{bp} e i_{cp} .

A Figura 3.3 ilustra o controle utilizado na simulação do sistema sob estudo com presença de painéis solares como fonte alternativa de geração de energia elétrica.

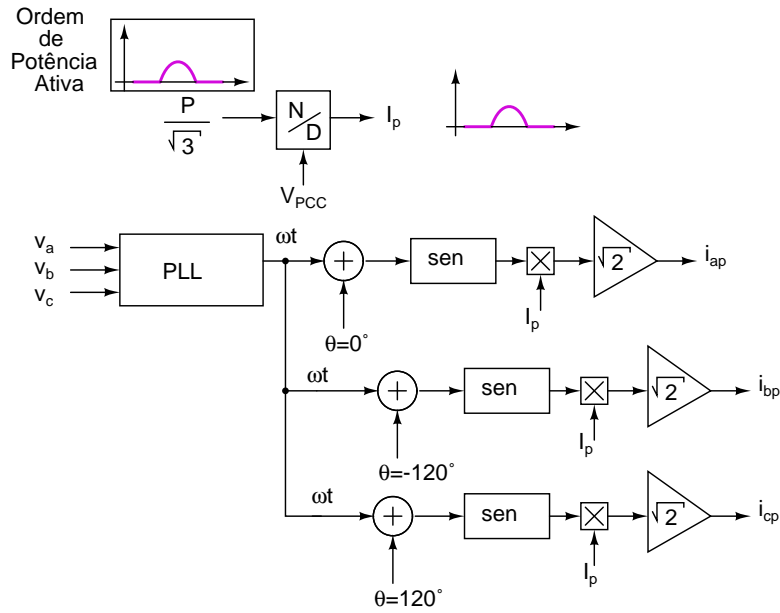


Figura 3.3: Diagrama de blocos do controle utilizado.

Assim, primeiramente, foi emulada uma curva típica ideal de potência ativa gerada por meio dos painéis fotovoltaicos ao longo de um dia sem nuvens, onde a potência ativa máxima injetada, ou seja, sua potência nominal, se encontra próximo ao meio-dia. A Figura 3.4 ilustra o comportamento da potência ativa injetada pelo sistema fotovoltaico e pela barra de geração do sistema, enquanto que a Figura 3.5 ilustra o comportamento da corrente ativa injetada pelo sistema fotovoltaico ao sistema elétrico. Como esperado, a curva de corrente injetada pelo sistema fotovoltaico possui o mesmo comportamento da potência ativa gerada.

Neste trabalho foi considerado que em caso de fornecimento de potência ativa o sinal desta potência é positivo, no referencial da fonte. No entanto, com o referencial na carga a potência ativa consumida também é positiva, enquanto que para a potência reativa esta é positiva quando a mesma for capacitiva. Potência reativa negativa significa que esta é indutiva.

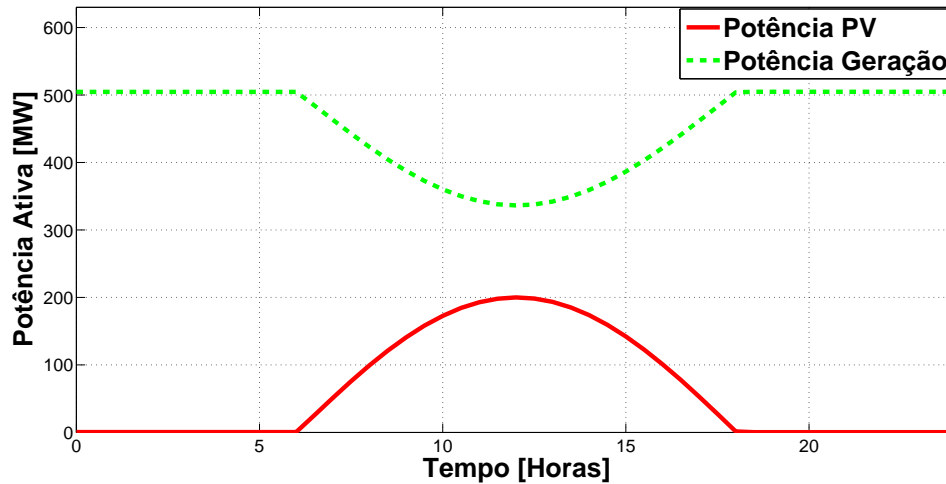


Figura 3.4: Curva de potência ativa fornecida pelo sistema fotovoltaico (linha contínua) e pela barra de geração (tracejado)

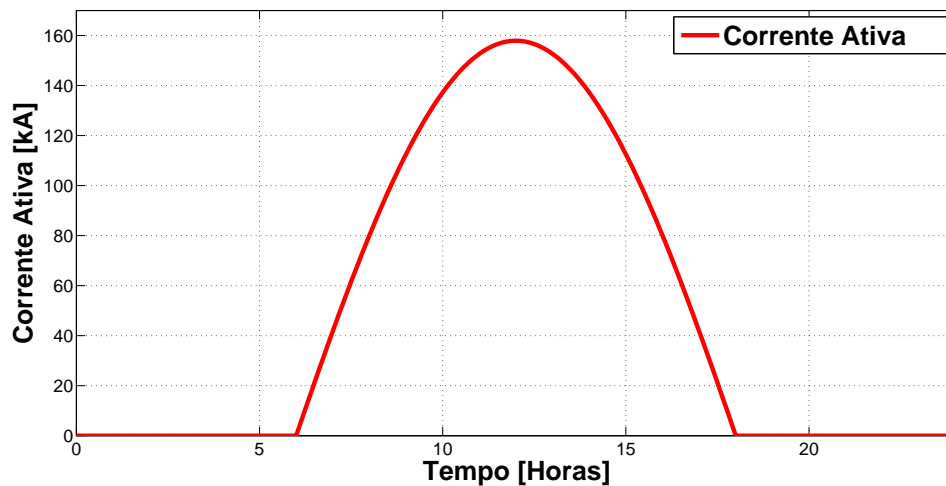


Figura 3.5: Comportamento da corrente ativa injetada pelo sistema fotovoltaico

Inicialmente, como não há suporte de potência reativa, o sistema fotovoltaico apenas fornece potência ativa ao sistema. Conforme pode ser observado na Figura 3.4, devido ao aumento da potência injetada pelo sistema fotovoltaico, diminui-se a injeção de potência de geração. Portanto, a utilização de painéis fotovoltaicos alivia o sistema de geração, permitindo assim um incremento de carga sem necessidade de ampliação da capacidade de geração.

Conforme descrito anteriormente, a geração de potência ativa pelos painéis fotovoltaicos é capaz de elevar a tensão no ponto de conexão. Neste contexto, a Figura 3.6 ilustra o comportamento da tensão no ponto de conexão comum (PCC), isto é, na barra de conexão do sistema fotovoltaico (barra de carga) durante o período de um dia com o sistema fotovoltaico gerando potência ativa.

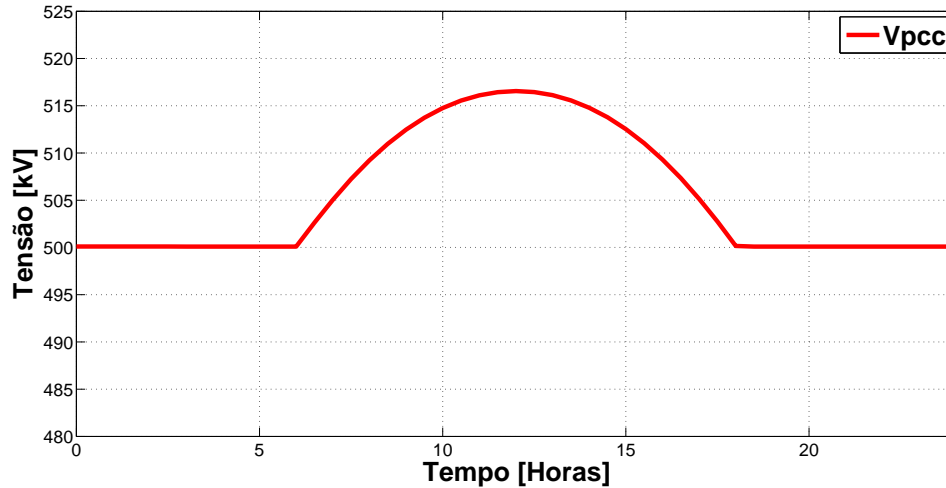


Figura 3.6: Comportamento da Tensão no Ponto de Conexão Comum para variações durante um dia da potência ativa fornecida pelo sistema fotovoltaico.

Nota-se pela Figura 3.6 que a tensão no Ponto de Conexão Comum (PCC) sofre elevação com aumento da potência ativa injetada pelo sistema fotovoltaico. Quando não há injeção de potência ativa nos períodos sem insolação, a tensão no PCC se encontra em 500 kV, que é o nível de tensão em regime permanente do sistema elétrico em estudo, com carga nominal e sem geração de potência por meio do sistema fotovoltaico. Com a inserção de potência ativa gerado pelos painéis fotovoltaicos, a tensão no PCC pode chegar até o valor de 518 kV, próximo ao meio-dia que é o horário de maior nível de radiação solar, considerando ausência de nuvens. Neste caso, o nível de tensão no PCC com inserção de potência ativa pelos painéis fotovoltaicos elevou-se a um valor próximo a 4% em relação à tensão de fornecimento, de 500 kV.

Portanto, como pode ser observado na Figura 3.4 a utilização do sistema fotovoltaico como uma alternativa renovável de energia mostrou-se eficiente no alívio do sistema, onde no presente trabalho, desconsiderando as perdas envolvidas no processo, o sistema fotovoltaico forneceu aproximadamente sua potência nominal de 200 MVA de potência à rede nas horas de alta incidência solar, isto é, por volta do meio dia. No entanto, contrário à este benefício houve aumento no nível de tensão no PCC, conforme ilustrado na Figura 3.6.

As simulações foram realizadas para o estado de carga nominal. No entanto, em estado de carga leve o aumento da potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico pode acarretar em um aumento ainda mais crítico da tensão no PCC, conforme pode ser observado na Figura 3.7. Neste sentido, a mitigação deste problema quanto à qualidade da tensão faz-se ainda mais necessário. A Figura 3.7, ilustra o comportamento da tensão no PCC para diferentes valores de corrente ativa injetada pelo

sistema fotovoltaico, que varia de 0 a 100%, ou de 0 a 1 pu. Também variou-se a impedância de carga entre 1 pu a 5 pu. Esta variação de carga representa as situações de carga leve (20% da carga nominal) e nominal (1 pu).

Nota-se pela Figura 3.7 que o aumento da corrente ativa injetada pelo sistema fotovoltaico e carga leve (maior que 1 pu) aumenta o nível de tensão do PCC para valores acima dos 5% da tensão de fornecimento de 500 kV. Assim, o nível de tensão nestes estados de carga e potência injetada pelo sistema fotovoltaico estaria em desconformidade quanto à norma ditada pelo Módulo 8 do PRODIST e Procedimentos de Redes da ONS, que limitam o nível de tensão para valores entre 5% acima e 5% abaixo da tensão de referência, no caso 500 kV. Neste contexto, faz-se necessária a utilização de técnicas para atenuação desta tensão para que a mesma encontre-se dentro da faixa normatizada pelo PRODIST e Procedimentos de Redes da ONS.

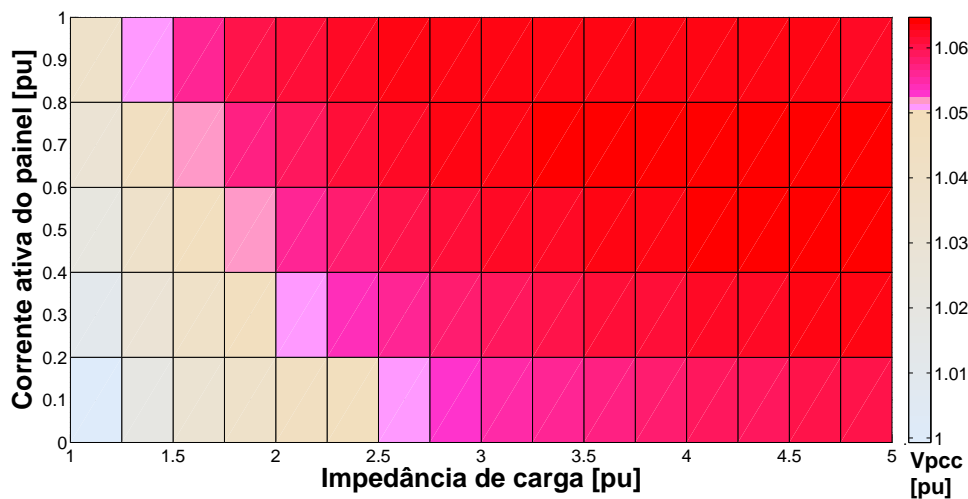


Figura 3.7: Comportamento da Tensão no Ponto de Conexão Comum para variações da corrente ativa do painel e variações na impedância de carga.

Assim, devido à tensão no PCC ultrapassar os limites estipulados pelo PRODIST e Procedimentos de Redes, conforme mostrado na Figura 3.7, faz-se necessário uma solução para realizar o controle desta tensão para que a mesma não extrapole os limites imposto pelo Módulo 8 do PRODIST e Procedimentos de Redes. Essa elevação do nível de tensão no PCC pode também ser prejudicial ao sistema elétrico de potência ao causar desconexões do inversor do sistema fotovoltaico. Assim, conclui-se que há a necessidade de análise do nível de tensão no ponto de atendimento devido à fonte fotovoltaica. E dependendo do nível da tensão de atendimento, é necessário o uso de técnicas de regulação de tensão para viabilizar o emprego dessa fonte de geração de energia.

3.4 Resultados do Sistema Fotovoltaico com Função Auxiliar de Suporte de Potência Reativa

Com o objetivo de realizar suporte de potência reativa e regulação do nível de tensão no Ponto de Conexão Comum (PCC) onde encontra-se conectado o sistema fotovoltaico e a carga adicionou-se a função auxiliar de compensador de potência reativa ao sistema fotovoltaico. Neste caso, os conversores CC-CA do sistema de geração fotovoltaico exerceriam a função de um compensador estático síncrono, isto é, do STATCOM. Dessa forma, quando há pouca ou nenhuma geração de energia por parte do sistema fotovoltaico (céu nublado ou período noturno), pode-se aproveitar a ociosidade do inversor deste sistema.

A lógica de controle do inversor do sistema fotovoltaico mostrada na Figura 3.3, para que o mesmo possa exercer a função auxiliar de controle de tensão foi modificada introduzindo uma parcela de corrente reativa à corrente total fornecida pelo sistema fotovoltaico, que em seu funcionamento convencional fornece apenas corrente ativa. A contribuição de ambas parcelas, ativa e reativa, não pode exceder a corrente nominal do inversor do sistema fotovoltaico, que se relaciona com a sua potência nominal de 200 MVA. Assim, nas simulações realizadas o controle utilizado no VSC é o controle de corrente. Isto é, controla-se indiretamente, por meio da corrente sintetizada pelo VSC, a tensão no PCC.

A Figura 3.8 ilustra o controle utilizado para que o inversor do sistema fotovoltaico exerça a função auxiliar de STATCOM como compensador de potência reativa para a fase A. Para as demais fases, B e C, utiliza-se o ângulo θ igual a -120° e 120° , respectivamente.

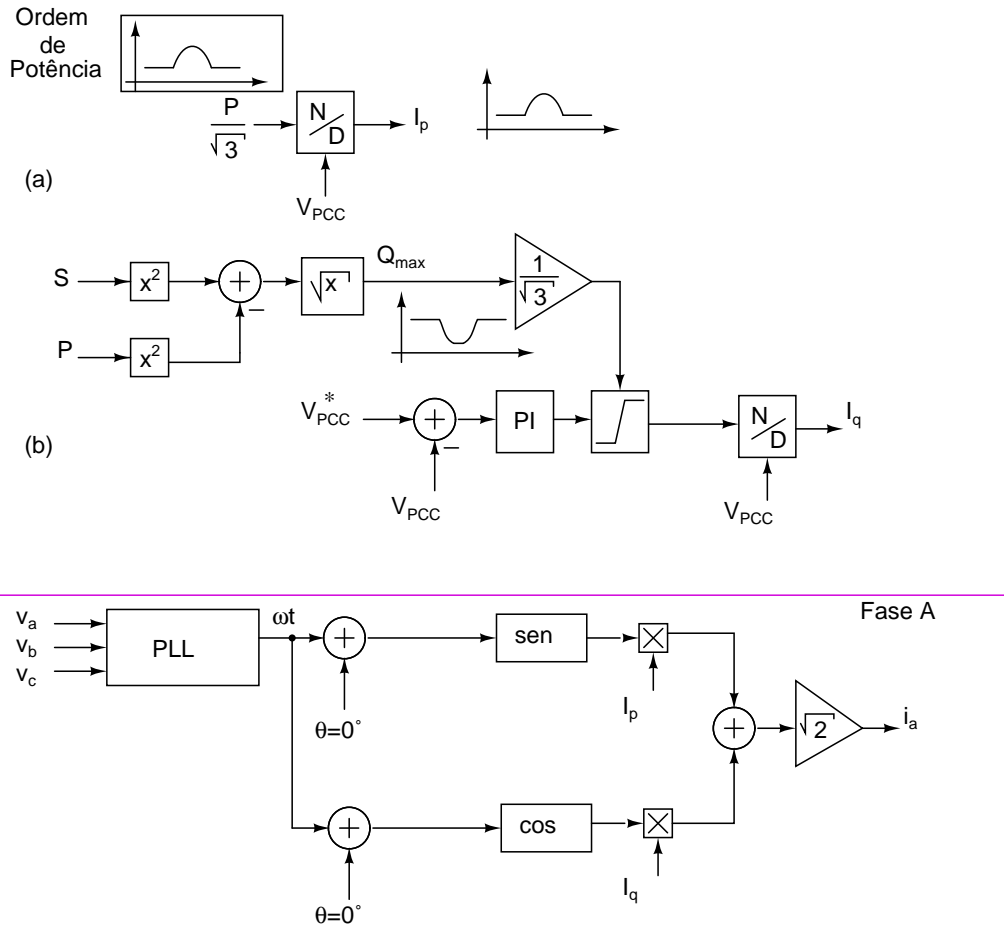


Figura 3.8: Diagrama de blocos do controle utilizado para geração da corrente injetada pelo sistema fotovoltaico com função auxiliar de regulação de tensão. Controle para a parte ativa da corrente (a) e parte reativa (b).

O controle da parcela ativa de corrente sintetizada pelo sistema fotovoltaico, que na simulação está representado por uma fonte de corrente controlada, foi descrito na seção anterior. A parcela de corrente ativa está intrinsecamente relacionada com a potência ativa gerada pelos painéis fotovoltaicos, ou seja, dependente da radiação solar incidente. Por volta do meio-dia, quando a insolação solar está em seu máximo, considerando ausência de nuvens, a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico encontra-se em seu valor nominal, que no caso é 200 MW. Assim, não há síntese de parcela de corrente reativa. O valor eficaz da parcela de corrente ativa, está representada na Figura 3.8 como I_p .

Porém, nos momentos de baixa insolação ou durante período da noite a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico é baixa ou nula, havendo portanto capacidade não utilizada para que se atinja a potência nominal do conjunto de inversores, que é de 200 MVA. Logo, ao utilizar essa capacidade não utilizada de parcela de potência ativa pode-se obter um compensador de potência reativa para controle de tensão.

Portanto, nos períodos de baixa insolação ou durante a noite o sistema fotovoltaico contribui com alta parcela de corrente reativa, enquanto que nos períodos de alta insolação, por volta do meio-dia, a corrente reativa é praticamente nula e a corrente ativa injetada pelo sistema fotovoltaico se encontra próxima ao seu valor máximo.

Neste trabalho, o controle de tensão do Ponto de Conexão Comum é feito indiretamente por meio da parcela de corrente reativa sintetizada pelo inversor. A magnitude da corrente reativa sintetizada está relacionada com a quantidade de potência reativa controlada pelo inversor e com a tensão de referência estabelecida para o controle da tensão no PCC. No caso, estabeleceu-se uma tensão de referência de 500 kV. Assim, quando há aumento da tensão no PCC devido ao aumento da potência ativa gerada pelos painéis fotovoltaicos, o STATCOM sintetiza uma corrente reativa indutiva para que a tensão medida no PCC se estabeleça no valor da tensão de referência, ou seja, em 500 kV.

Ressalta-se que a parcela de corrente reativa sintetizada está vinculada com a disponibilidade de potência ativa do sistema fotovoltaico, segundo (3.1). Quando os painéis fotovoltaicos estão em sua geração máxima de potência ativa, não há, portanto, disponibilidade para controlar a potência reativa. Assim, nesta situação o STATCOM não é capaz de realizar o controle de tensão no PCC. Em (3.1), Q_{max} é a potência reativa máxima sintetizada pelo inversor do sistema fotovoltaico, $S_{nominal}$ a potência nominal do sistema fotovoltaico, isto é, 200 MVA e $P_{fornecido}$ a potência ativa gerada pelos painéis fotovoltaicos.

$$Q_{max} = \sqrt{S_{nominal}^2 - P_{fornecido}^2} . \quad (3.1)$$

A potência reativa disponível para controle de tensão no PCC em função da potência ativa gerada pelos painéis fotovoltaicos do sistema fotovoltaico de potência nominal de 200 MVA, conforme (3.1), está mostrada na Figura 3.9.

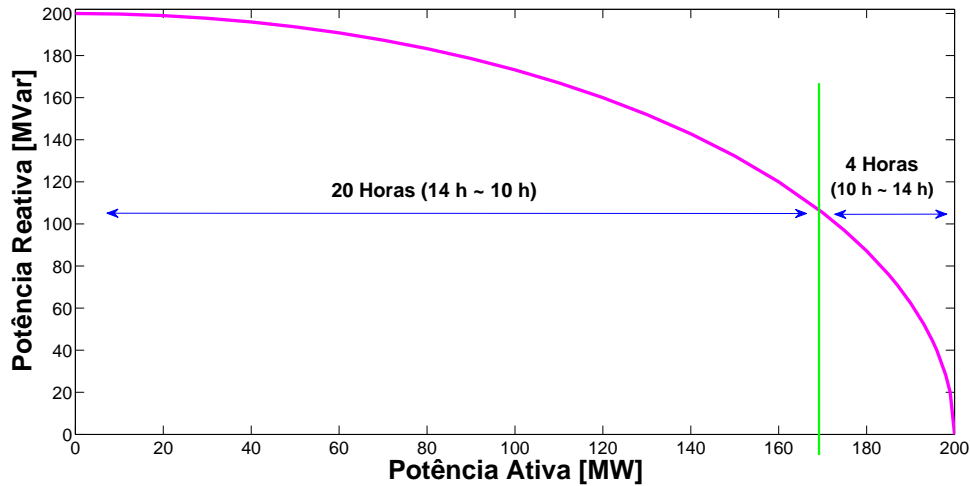


Figura 3.9: Disponibilidade de potência reativa em função da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos para o sistema fotovoltaico de potência nominal de 200 MVA.

Sendo a tensão no PCC igual a 500 kV, e segundo normas do PRODIST e Procedimentos de Redes esta tensão deve-se estabelecer entre os limites de 5% acima e abaixo da tensão nominal. Assim estipulou-se na malha de controle que a corrente reativa máxima sintetizada pelo inversor seria aquela para estabelecer o nível de tensão no PCC igual a 500 kV. O valor eficaz da parcela reativa da corrente no lado CA do inversor está representada na Figura 3.8 como I_q . Dessa forma, a corrente no lado CA do inversor possui uma parcela ativa (I_p) e reativa (I_q), sendo que na Figura 3.8 é mostrado apenas o controle utilizado para a geração dessa corrente para a fase A. Para as demais fases B e C, apenas deve-se utilizar o ângulo θ igual a -120° e 120° , respectivamente.

A Figura 3.10 ilustra as correntes ativa (contínua) e reativa (tracejada) sintetizadas pelo sistema fotovoltaico com função auxiliar de regulação de tensão, enquanto que a Figura 3.11 ilustra o comportamento da potência ativa e reativa do sistema fotovoltaico. Ressalta-se que neste trabalho foi considerado que a potência reativa é positiva quando a mesma for capacitiva. Potência reativa negativa significa que esta é indutiva.

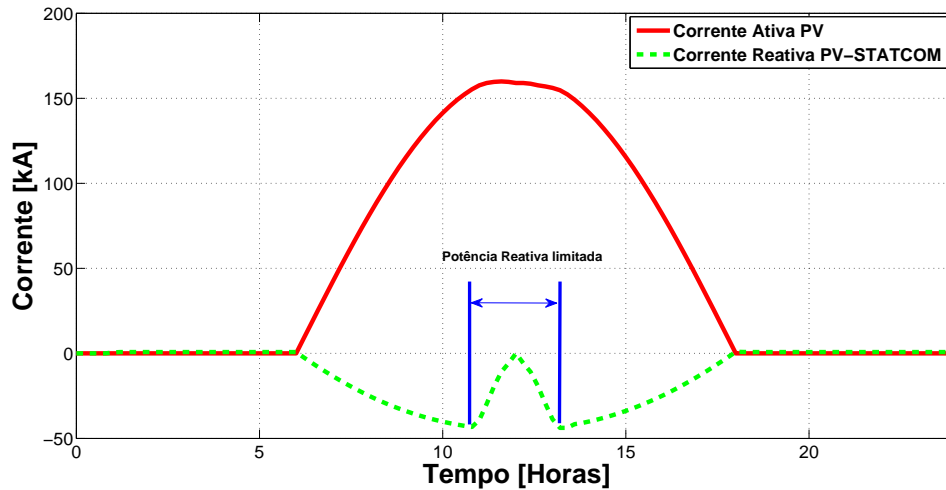


Figura 3.10: Corrente ativa (contínua) e reativa (tracejada) sintetizadas pelo sistema fotovoltaico.

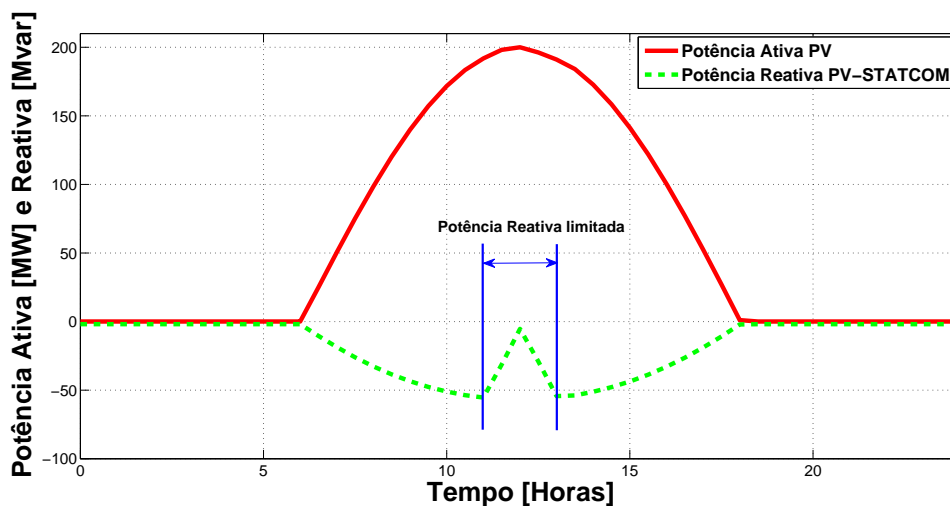


Figura 3.11: Curvas de potência ativa (contínua) e reativa (tracejada) do sistema fotovoltaico.

Nota-se pela Figura 3.11 que a curva de potência ativa tem o comportamento relacionado com a incidência solar, conforme descrito na seção anterior, com seu máximo ocorrendo por volta do meio-dia considerando ausência de nuvens. Porém, a curva de potência reativa possui seu valor mínimo quando a potência ativa é máxima, conforme (3.1). Nestes períodos onde há alta insolação, há pouca disponibilidade de potência reativa. No entanto, nos períodos de baixa insolação a potência reativa encontra-se com seu valor máximo disponível. No entanto, como nestes períodos de baixa insolação a tensão no PCC se encontra em 500 kV e a síntese de potência reativa depende da tensão de referência estabelecida no sistema de controle, que no caso é 500 kV, não há, portanto, necessidade de suporte de potência reativa.

Dessa forma, a curva tracejada da Figura 3.11 mostra o comportamento da potência reativa, que se relaciona com (3.1) e, portanto, decresce à medida que a curva de potência ativa se aproxima de seu valor máximo.

A Figura 3.12 ilustra o comportamento da tensão no PCC com o sistema fotovoltaico realizando injeção de potência ativa e suporte de potência reativa para condição de carga nominal (1 pu).

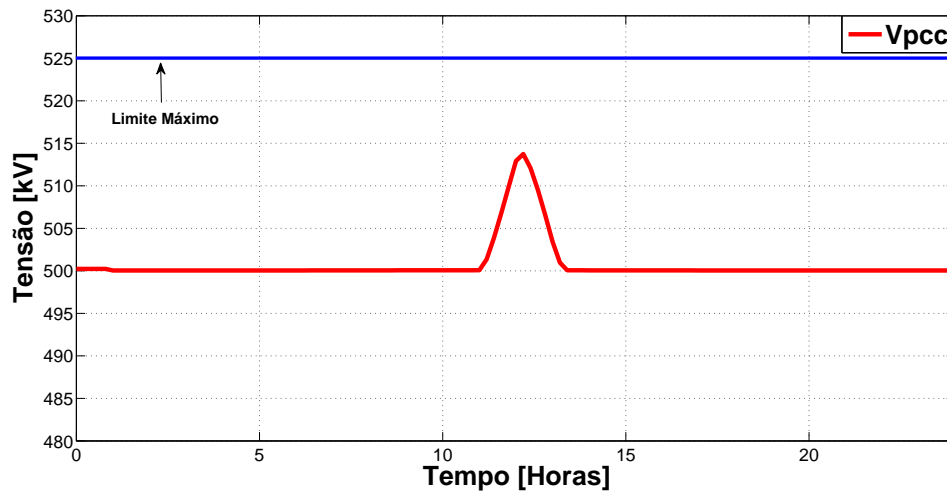


Figura 3.12: Comportamento da Tensão no PCC com o sistema fotovoltaico realizando injeção de potência ativa e suporte de potência reativa para carga nominal (1 pu).

Com o suporte de potência reativa pelo STATCOM a tensão no PCC se mantém no nível estabelecido pelo controle, conforme pode ser visto na Figura 3.12. Porém, com aumento no nível de insolação e conseqüentemente na potência ativa injetada pelo sistema fotovoltaico, a tensão no PCC aumenta. A elevação da tensão para valores distintos de 500 kV ocorre nos intervalos de 11 horas da manhã até aproximadamente 14 horas. Neste período ocorre os maiores índices de radiação solar e conseqüentemente de geração de potência ativa por parte do sistema fotovoltaico, considerando ausência de nuvens, e baixos valores de potência reativa sintetizada pelo inversor devido alta insolação. Em razão do valor elevado da parcela ativa da corrente do sistema fotovoltaico, a tensão máxima ocorre quando o fornecimento de potência ativa por parte dos painéis fotovoltaicos é máxima. Esta tensão tem seu valor máximo de aproximadamente 517 kV, que no caso é aproximadamente 4% acima da tensão de fornecimento de 500 kV. Apesar de o nível de tensão no PCC não ultrapassar os 5% da tensão de fornecimento no cenário simulado, ou seja, está dentro dos limites normatizados pelo PRODIST e Procedimentos de Redes, o aumento de tensão pode ser violado em outras situações de carga, conforme visto na Figura 3.7, caso não haja controle de tensão.

Neste contexto, portanto, faz-se necessário realizar um suporte maior de potência reativa para que o nível de tensão no PCC se estabilize dentro dos limites estipulados pelo PRODIST e Procedimentos de Redes.

Assim, estipulou-se um sistema fotovoltaico com mesma potência ativa nominal de 200 MW, porém com inversores de maior potência nominal, isto é, mesmo que os painéis fotovoltaicos estejam em sua geração máxima de 200 MW haveria ainda parcela de potência reativa para regulação de tensão no PCC. Assim, o sistema fotovoltaico é capaz de realizar o controle de tensão no PCC mesmo nos intervalos onde há incidência alta de radiação solar, situação esta que não ocorre com o inversor de potência nominal de 200 MVA.

A Figura 3.13 ilustra a variação de tensão no PCC com injeção de potência ativa pelo sistema fotovoltaico, desde seu valor nulo até o valor máximo de 200 MW para a carga nominal.

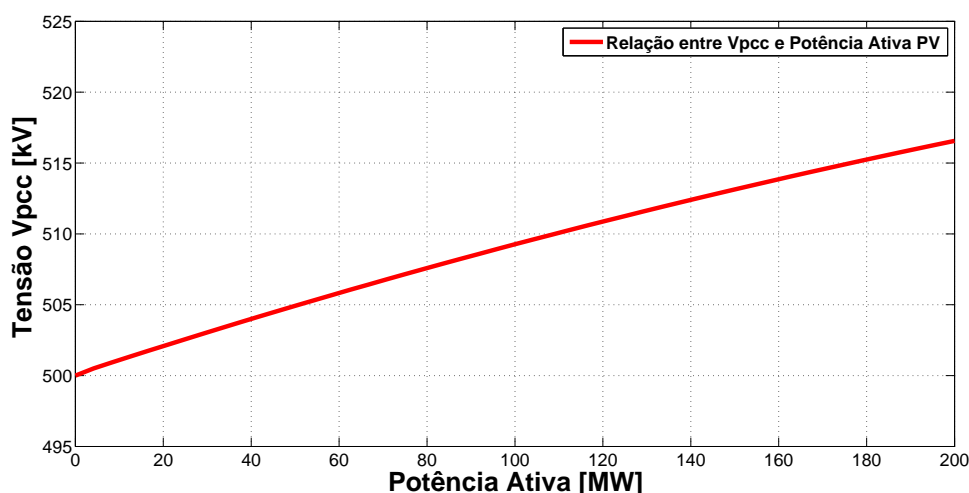


Figura 3.13: Relação entre a potência ativa injetada pelo sistema fotovoltaico e a tensão no PCC (V_{pcc}) .

Segundo a Figura 3.13 para a carga nominal em questão a tensão no PCC aumenta com a injeção de potência ativa pelo sistema fotovoltaico. Assim, para manter a tensão no PCC no nível de 500 kV, o inversor do sistema fotovoltaico realiza compensação de potência reativa de acordo com o nível de tensão medido no PCC.

Portanto, a potência reativa necessária sintetizada pelo inversor do sistema fotovoltaico para manter a tensão no nível de referência estipulado pelo controle em 500 kV varia em função da tensão no PCC.

Para a variação na tensão no PCC com injeção de potência ativa pelo sistema fotovoltaico mostrada na Figura 3.13 para carga nominal, a potência reativa necessária para manter a tensão no PCC em 500 kV está ilustrado na Figura 3.14.

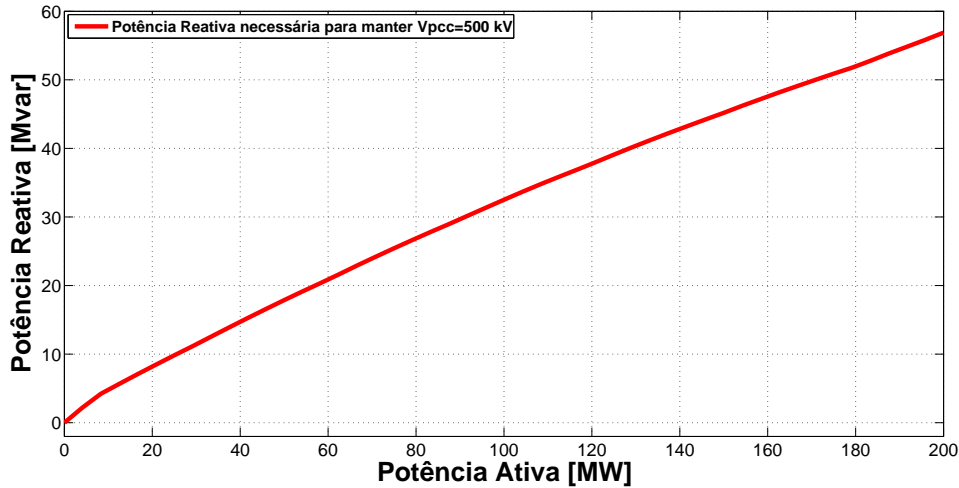


Figura 3.14: Potência reativa necessária para manter $V_{pcc}=500$ kV

Pela Figura 3.14, para a carga nominal em questão, o sistema fotovoltaico necessita de no máximo aproximadamente 55 Mvar de potência reativa para regulação da tensão no PCC em 500 kV. Este valor de potência reativa é necessário quando a injeção de potência ativa é máxima, e o nível de tensão no PCC encontra-se em seu valor alto, em torno de 516 kV conforme ilustrado na Figura 3.13 para a carga nominal.

Portanto, na potência nominal do sistema fotovoltaico com injeção de 200 MW de potência ativa, o VSC deve controlar cerca de 60 Mvar de potência reativa, o que resulta em uma potência aparente de aproximadamente 208 MVA. Esta potência aparente é suficiente para além de fornecer a potência ativa nominal também realizar a compensação de potência reativa para regulação da tensão no PCC em 500 kV.

A Figura 3.15 ilustra a curva de potência ativa e reativa fornecida pelo sistema fotovoltaico nesta nova configuração, com potência ativa nominal de 200 MW e potência nominal do inversor de 208 MVA.

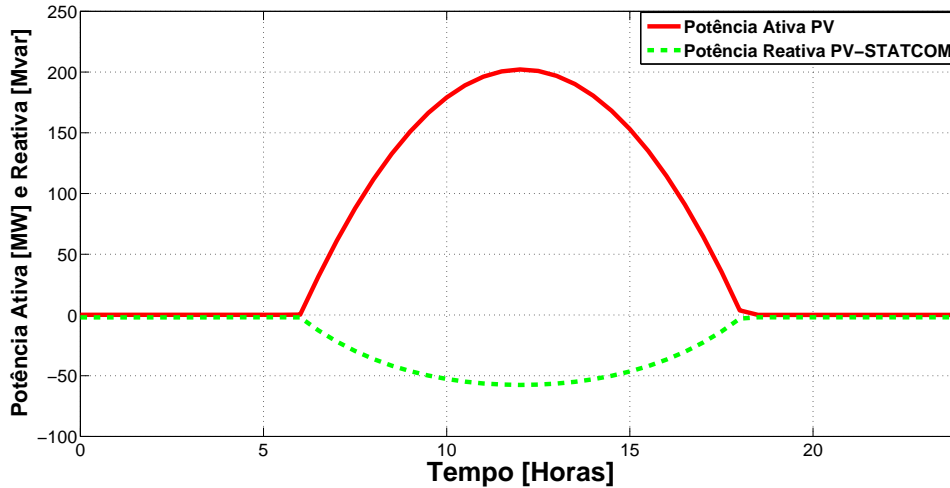


Figura 3.15: Curvas de potência ativa (contínua) e reativa (tracejado) do sistema fotovoltaico realizando injeção de potência ativa ($P_{max} = 200MW$) e maior suporte de potência reativa ($S_{max} = 208MVA$).

A Figura 3.16 ilustra o comportamento da tensão no PCC para esta nova configuração com o inversor realizando suporte maior de potência reativa ($P_{max} = 200$ MW e $S_{max} = 208MVA$).

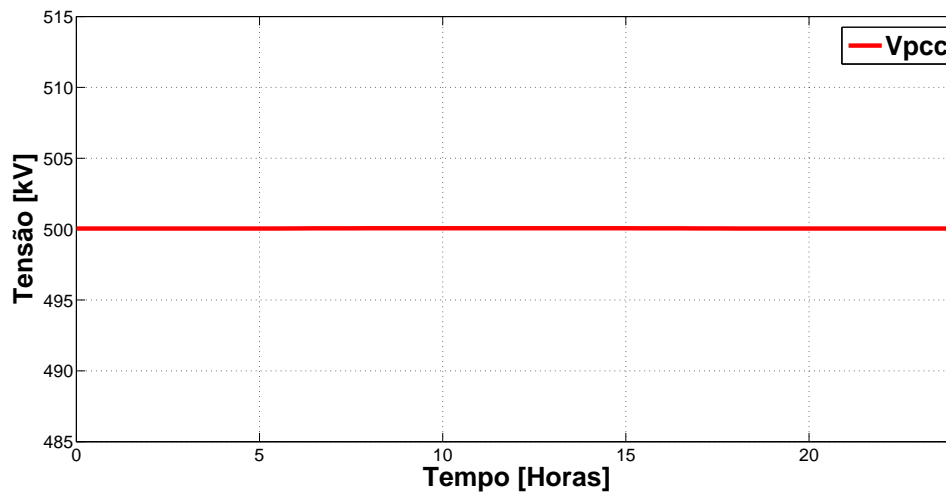


Figura 3.16: Comportamento da tensão no PCC com a configuração de suporte maior de potência reativa ($P_{max} = 200MW$ e $S_{max} = 208MVA$).

Observa-se que com o aumento de 4% no valor nominal da potência aparente dos inversores do sistema fotovoltaico, mantendo-se o mesmo valor de potência ativa nominal dos painéis fotovoltaicos, o nível de tensão no PCC se manteve no nível de 500 kV, que é a referência estabelecida na malha de controle.

O nível de tensão no PCC se estabeleceu na tensão de referência de 500 kV mesmo

no intervalo de tempo onde a potência ativa fornecida pelo sistema fotovoltaico é alta (por volta do meio-dia), em razão do aumento da potência nominal dos inversores do sistema fotovoltaico.

A Figura 3.17 ilustra os valores das potências ativa e reativa, além da potência aparente do sistema fotovoltaico para outros pontos de operação, com controle da tensão no PCC.

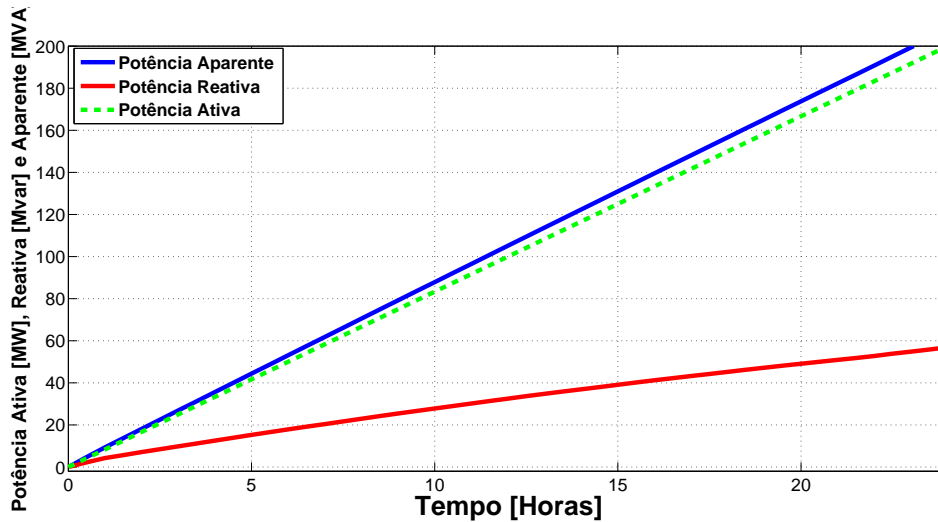


Figura 3.17: Potência ativa, reativa e aparente do sistema fotovoltaico para outros pontos de operação com controle de tensão no PCC.

3.5 Modelagem do Sistema Fotovoltaico com VSC Trifásico em Ponte Completa e Chaveamento PWM

Na Seção anterior, modelou-se o sistema fotovoltaico tradicional composto por conjunto de painéis fotovoltaicos e inversores de tensão CC-CA operando como uma fonte de corrente controlada, conforme mostrado na Figura 3.2. Este modelo foi possível de ser implementado no âmbito da simulação por razões de simplificação, sendo seu resultado semelhante ao encontrado no modelo real.

Com o objetivo de comparar os resultados apresentados na Seção anterior foram realizadas simulações utilizando o modelo mais próximo de um sistema fotovoltaico real. Neste modelo, considerou-se um sistema fotovoltaico composto de um conjunto de painéis fotovoltaicos e conversores de tensão CC-CA no secundário de um transformador. Inicialmente, foi simulado um sistema fotovoltaico com potência nominal de 200 MVA e conversor de tensão trifásico composto de chaves semicondutoras do tipo IGBT. As chaves utilizadas em simulação possuem modelo ideal.

O conjunto de painéis fotovoltaicos foram representados por uma fonte ideal de corrente contínua no lado CC do inversor. Os dados da linha de transmissão, carga e fonte de geração se mantiveram iguais da Seção anterior.

A Figura 2.10 ilustrado na Seção 2.4 do Capítulo 2 mostra a topologia básica de um conversor de tensão trifásico com seis IGBTs e seis diodos conectados em anti-paralelo utilizados na conversão CC-CA dos sistemas fotovoltaicos.

3.5.1 Técnicas de Chaveamento do Conversor

Foi utilizado no trabalho a modulação por largura de pulso (PWM - *Pulse Width Modulation*) do tipo seno-triângulo [45]. Nesta modulação compara-se um sinal portador triangular de alta frequência com três sinais de referências afim de modular a largura dos pulsos de chaveamento dos conversores com o objetivo de se obter tensões trifásicas com amplitude, frequência e fase controladas.

A Figura 3.18 mostra as formas de onda da técnica de chaveamento PWM utilizada, onde se pode observar os instantes de condução e cortes dos IGBTs do conversor, que são determinados a partir da comparação entre a tensão de referência (v_{ref}), com uma frequência angular fundamental ω (rad/s), e a portadora triangular (v_{tri}), com uma frequência angular ω_S (rad/s). Nesta figura, a portador triangular possui frequência dez vezes maior que o sinal de referência.

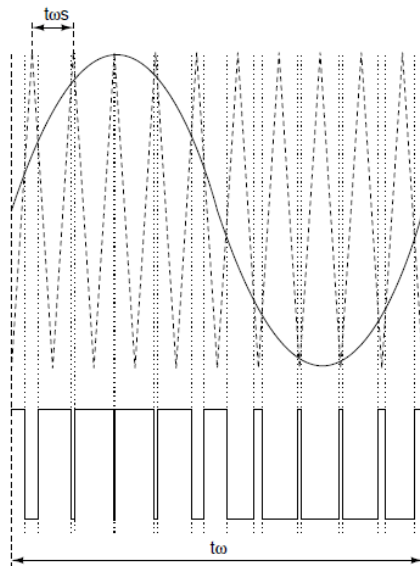


Figura 3.18: Formas de onda da técnica de Chaveamento PWM do conversor.

A Figura 3.19 ilustra o bloco de controle utilizado para geração dos pulsos de disparo das chaves do conversor na simulação.

O sinal de referência de tensão (v_a^*) é gerado a partir de um controlador Proporcional-Ressonante (PR) [46]. Este controlador tem como sinal de entrada

o erro entre a corrente de referência (i_a^*) e a corrente medida (i_a). Mede-se a corrente na saída do conversor, enquanto que a corrente de referência é obtida pelo controle a partir da Teoria da Potência Instantânea [47].

O controlador PR opera no referencial estacionário (sinais senoidais). No entanto, poderia se utilizar o controlador Proporcional-Integral (PI), com mudança do referencial estacionário abc do sinal de entrada para o referencial síncrono $dq0$. A função de transferência do controlador PR no domínio da frequência é dado por:

$$G_{PR}(s) = K_P + \frac{2K_I s}{s^2 + \omega^2}, \quad (3.2)$$

onde K_P e K_I são os ganhos proporcional e integral do controlador, e ω a frequência de ressonância do controlador que é igual a frequência da rede.

As entradas do bloco para cálculo da corrente de referência são a tensão na fase A, B e C medidas na saída do conversor, a potências ativa sintetizada pelos painéis fotovoltaicos e a potência reativa sintetizada pelos conversores, onde o bloco "Clarke" se refere à Transformada de Clarke utilizada pela Teoria da Potência Instantânea. A potência ativa sintetizada pelos painéis fotovoltaicos é gerada através de uma ordem de potência que emula uma curva típica ideal de potência ativa gerada por meio dos painéis fotovoltaicos ao longo de um dia sem nuvens. Essa ordem de potência foi gerada por simulação, onde seu valor máximo se refere à sua potência nominal de 200 MW e seu comportamento varia em função de uma curva senoidal. A potência reativa a ser sintetizada pelos conversores é gerada a partir de um controlador Proporcional-Integral (PI) que tem como entrada a tensão eficaz medida no PCC e uma tensão de referência. Esta potência reativa é gerada pelo controlador PI da tensão no PCC. Isto é feito tomando-se por base o nível de tensão de referência em 500 kV para o PCC. Portanto, a potência reativa sintetizada pelo conversor é aquela para manter o nível de tensão no PCC no valor de referência.

O bloco de controle utilizando a Teoria da Potência Instantânea desenvolvida em [47] utiliza para o cálculo das correntes de referência trifásicas (a, b e c) as tensões no referencial $\alpha - \beta$ calculadas a partir da Transformada de Clarke [47].

Na simulação do presente trabalho, a portadora triangular possui frequência de 5 kHz, enquanto o sinal de referência possui a frequência da rede, isto é, 60 Hz. A Figura 3.19 3.19 ilustra o bloco de controle para geração dos pulsos de disparo das chaves para a fase a , porém para as fases b e c o controle é semelhante apenas com o defasamento angular de -120° e 120° .

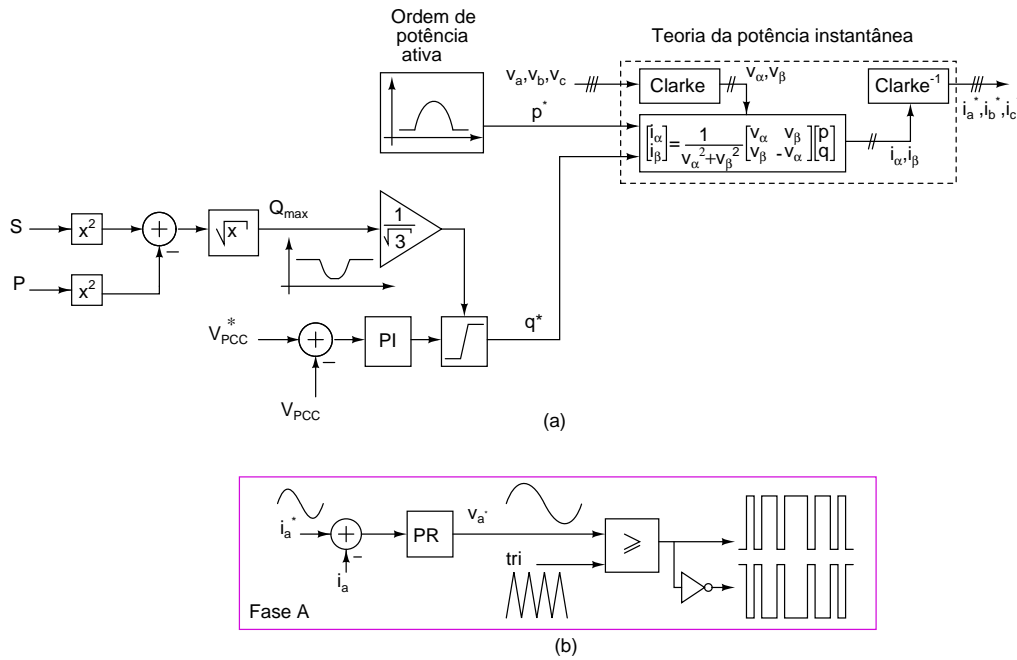


Figura 3.19: Controle utilizado para geração dos pulsos de disparo por chaveamento PWM do conversor.

O funcionamento do STATCOM está explicado no Apêndice B.
Os parâmetros utilizados em simulação estão descrito na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Parâmetros utilizados na simulação

| Parâmetro | Valor |
|--|--|
| Tensão da barra de geração | 504 kV |
| Tensão no PCC (barra de carga) | 500 kV |
| Tensão do sistema fotovoltaico | 1 kV |
| Impedância da linha de transmissão | $R=3,0293 \Omega$, $L=0,4118 \text{ H}$ e $C=0,977 \mu\text{F}$ (<i>Shunt</i>) |
| Impedância da carga equivalente | $R=503,94 \Omega$, $L=0,0369 \text{ H}$ |
| Fator de potência da carga | $f_p=0,99$ |
| Impedância de saída do inversor | $L=0,05 \text{ mH}$ |
| Potência nominal do sistema fotovoltaico | 200 MW |
| Potência aparente nominal do STATCOM | 200 MVA |
| Frequência da portadora triangular | 5 kHz |
| Ganho controlador PR | 0,005 |
| Ganho do controlador Proporcional | 0,005 Mvar/V |
| Ganho do controlador Integral | 0,01 Mvar/Vs |

A Figura 3.20 ilustra as curvas de potência ativa e reativa sintetizada pelo sistema

fotovoltaico com inversor trifásico e controle descrito anteriormente. Em relação às curvas apresentadas na Figura 3.11 da Seção 3.4, não há diferença de comportamento em regime permanente na escala de tempo analisada.

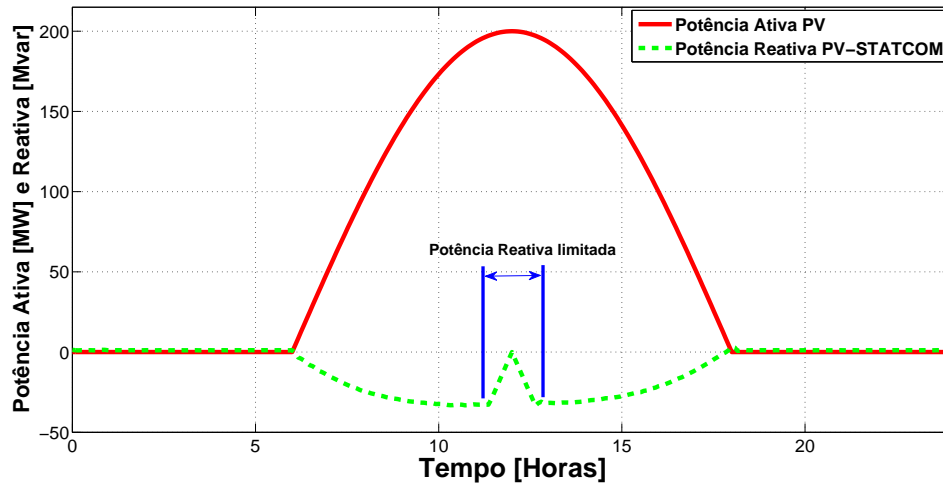


Figura 3.20: Curva de potência ativa e reativa sintetizada pelo sistema fotovoltaico com inversor de trifásico e chaveamento PWM.

A Figura 3.21 mostra o comportamento da tensão no PCC com sistema fotovoltaico com suporte de potência reativa e geração de potência ativa. Como descrito anteriormente, a potência nominal do sistema fotovoltaico simulado é de 200 MVA.

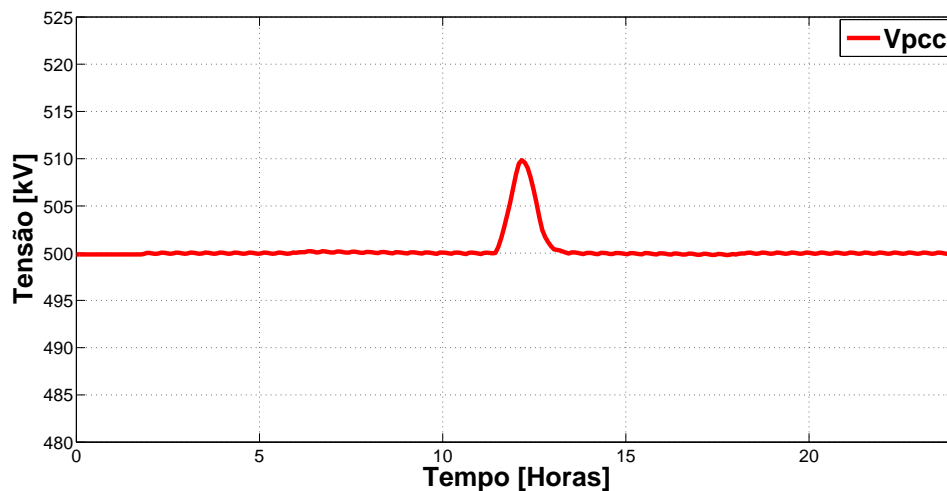


Figura 3.21: Tensão no PCC com sistema fotovoltaico com inversor de trifásico e chaveamento PWM realizando suporte de potência reativa.

O comportamento da tensão no PCC ilustrada na Figura 3.21 mostra que o controle proposto para o inversor para realização do suporte de potência reativa se mostrou eficaz. Assim como visto na Figura 3.12 na Seção 3.4, a tensão no PCC

apenas não se mantêm no nível de referência de 500 kV próximo ao horário de meio-dia quando a geração de potência ativa por parte dos painéis fotovoltaicos é máxima e o suporte de potência reativa é mínimo. No entanto, esta tensão ainda se mantém dentro dos limites estipulados pela norma.

Portanto, nas simulações a utilização do modelo simplificado do sistema fotovoltaico como fonte de corrente controlada ou o modelo mais próximo ao real composto de fonte de corrente CC e inversor de tensão CC-CA não influencia os resultados na escala de tempo analisada, haja vista que em ambos os modelos o controle implementado é o de corrente.

No entanto, a diferença principal entre ambos os modelos se relaciona com o conteúdo harmônico injetado. No caso do modelo como fonte de corrente controlada não há injeção de conteúdo harmônico, enquanto que o modelo composto pelo inversor trifásico injeta conteúdo harmônico ao sistema em razão do chaveamento usando a técnica de PWM nas chaves semicondutoras. A Figura 3.22 mostra o espectro harmônico da corrente nominal injetada pelo inversor do sistema fotovoltaico, medido no lado de alta do transformador de 500 kV.

A Distorção Harmônica Total (THD) da corrente injetada pelo sistema fotovoltaico é de 0,0243%. Este valor de THD é relativamente baixo devido aos valores de indutância da linha de transmissão e da carga modelados em alta tensão na simulação funcionarem como filtro para os harmônicos.

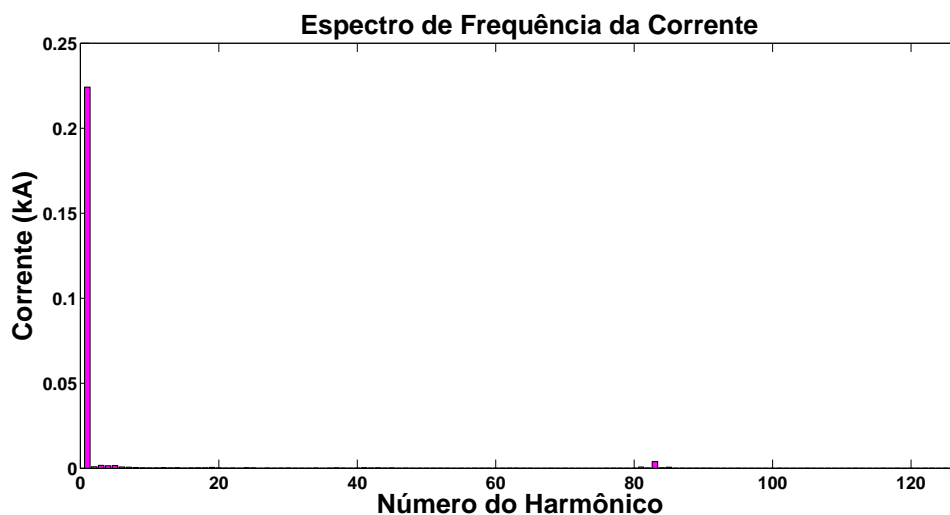


Figura 3.22: Espectro de frequências da corrente sintetizada pelo inversor no lado de alta do transformador.

Segundo [45] as componentes harmônicas estão presentes em maior amplitude no índice da frequência de modulação e em seus múltiplos, que é dada por:

$$m_f = \frac{f_s}{f_1} \quad (3.3)$$

Onde f_s é a frequência da portadora triangular e f_1 a frequência fundamental da onda de referência.

No caso da simulação, as frequências são 5 kHz e 60 Hz, e o índice da frequência de modulação é de aproximadamente 83. Portanto, na frequência fundamental da corrente e próximo à ordem 83 e nos múltiplos de 83 estarão a distribuição dos harmônicos.

3.6 Sistema Fotovoltaico na presença de nuvens

Conforme informado anteriormente e mostrado nas Figuras 3.19 e 3.3 a síntese de potência ativa foi realizada por meio de uma ordem de potência, que emula o comportamento ideal de potência ativa gerado pelo sistema fotovoltaico durante um dia completo, sem nuvens. No entanto, o controle de potência ativa realizado nos sistemas fotovoltaicos comerciais é a partir da tensão CC do capacitor que se encontra no lado de corrente contínua do inversor [14] e [48], conforme mostrado na Figura 3.23.

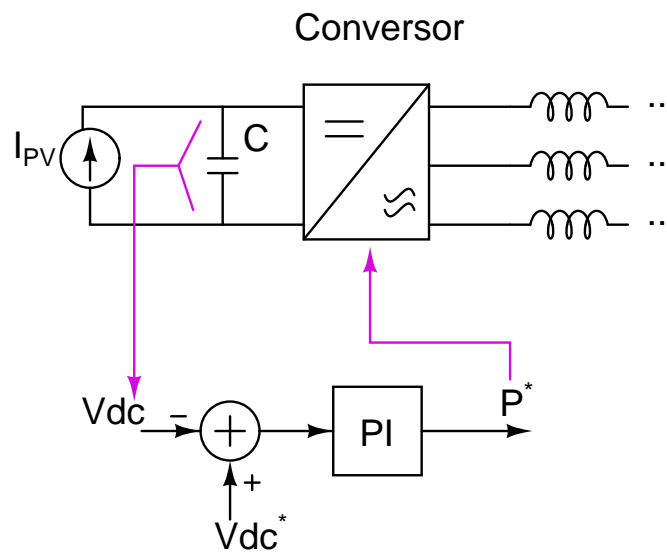


Figura 3.23: Modelo de um sistema fotovoltaico com inversor de tensão e capacitor no lado CC

Neste controle mede-se a tensão CC do capacitor (V_{dc}), e a mesma é comparada com uma tensão de referência (V_{dc}^*). O erro gerado por esta comparação é a entrada para um controlador Proporcional-Integral (PI) que controla o fornecimento de potência ativa pelo inversor do sistema fotovoltaico, onde o sinal é dado pelo comparador. Quando o valor medido no capacitor é maior que o valor de referência, o erro é negativo e o inversor deve fornecer potência ativa para a rede. Quanto maior o erro, maior a potência ativa de saída. Quando o valor medido é menor

que o valor de referência, o controle faz o inversor absorver potência ativa da rede (normalmente, apenas para suprir as perdas de chaveamento, e isso deve ocorrer apenas na operação do inversor como STATCOM). A fonte de corrente I_{pv} , que emula os painéis fotovoltaicos com um conversor CC-CC com rastreador de máxima potência (MPPT-*Maximum power point tracking*), se relaciona com a potência ativa gerada pelos painéis fotovoltaicos. Na simulação do presente trabalho, essa potência ativa foi gerada através de uma ordem de potência, que emula comportamento ideal de potência ativa gerado pelo sistema fotovoltaico durante um dia completo, sem nuvens.

A tensão de referência no capacitor (V_{dc}) foi definida na simulação com o valor de 800 V, e os ganhos do controlador PI utilizado foram $K_p = 0,32W/V$ e $K_i = 1W/Vs$.

Para comparação entre o modelo do sistema fotovoltaico com VSC trifásico e atuação do controle do fornecimento da potência ativa pela tensão CC do capacitor e do modelo através de fonte de corrente utilizado nas seções anteriores foi realizado um degrau de potência ativa com o intuito de analisar a atuação de ambos os modelos frente a este transitório de potência. No modelo de fonte de corrente, este degrau é aplicado na referência de potência ativa (ordem de potência), enquanto que no modelo de VSC trifásico este degrau é aplicado na fonte de corrente do lado CC, que representa os painéis fotovoltaicos, conforme mostrado na Figura 3.23.

A Figura 3.24 ilustra o comportamento da potência ativa frente a um degrau utilizando o modelo do sistema fotovoltaico como fonte de corrente controlada. A Figura 3.25 ilustra o comportamento da potência ativa utilizando o modelo de sistema fotovoltaico com VSC trifásico e controle da potência ativa pela tensão CC do capacitor, sem considerar o chaveamento e a dinâmica do VSC.

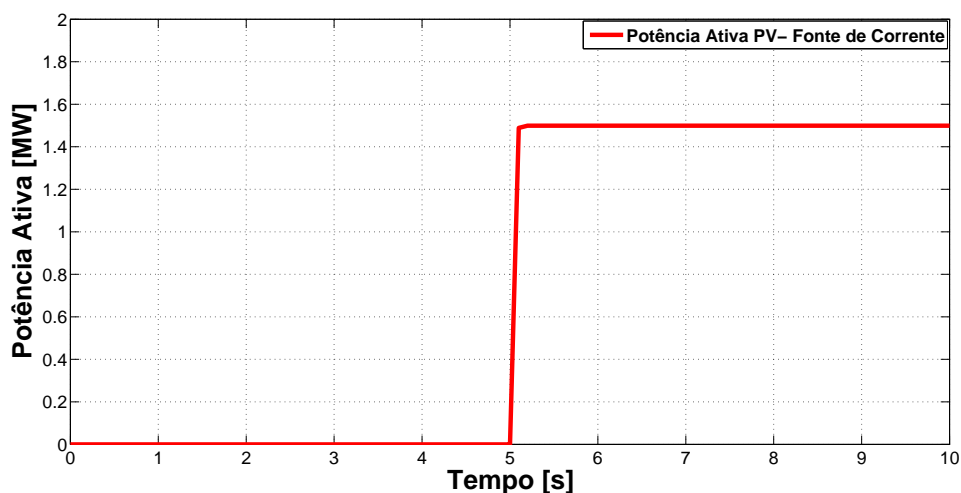


Figura 3.24: Resposta ao degrau de referência de potência ativa para o modelo de fonte de corrente e controle da potência gerada por meio da ordem de potência.

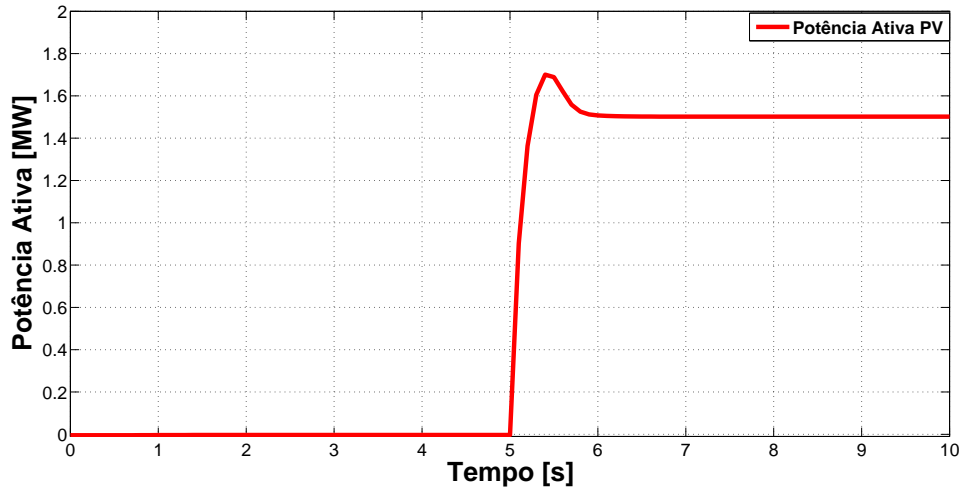


Figura 3.25: Resposta ao degrau de referência de potência ativa para o modelo do sistema fotovoltaico com inversor trifásico e controle da potência pela tensão CC do capacitor.

É possível analisar das Figuras 3.24 e 3.25 que ambos os modelos para o sistema fotovoltaico são eficazes frente a um degrau na curva de potência ativa. Para o modelo de VSC trifásico com controle da potência pela tensão CC, este conseguiu realizar rapidamente o controle da potência gerada pelos painéis, e dessa forma fornecer ao sistema essa potência.

A diferença entre ambos os modelos se relaciona ao transitório. No modelo com o inversor trifásico com controle pela tensão o transitório na potência gerada tem influência no controle da potência fornecida, conforme pode ser visto na Figura 3.25, enquanto que no modelo por fonte de corrente o transitório não influencia na potência fornecida, já que toda potência gerada dada pela ordem de potência é instantaneamente fornecida à rede.

Portanto, nas simulações para regime permanente é indiferente a utilização destes dois modelos de sistema fotovoltaico. Por razões de simplificações e menor requisito computacional, foi escolhido utilizar o modelo de sistema fotovoltaico como fonte de corrente controlada com geração de potência ativa através de uma ordem de potência, em detrimento do modelo composto por VSC trifásico e fonte de corrente contínua emulando os painéis fotovoltaicos.

Também, procedeu-se a análise do comportamento do sistema fotovoltaico com função auxiliar de suporte de potência reativa em um dia com presença de nuvens, isto é, com variações mais próximas de casos reais na curva de potência ativa sintetizada. Os dados medidos de radiação solar global externa do dia escolhido foi obtido de [1]. Nesta referência, encontra-se os valores diários de radiação para o dia 09 de fevereiro de 2005 do município de Maceió, Alagoas. A partir dos da-

dos medidos da radiação solar global é possível analisar o comportamento real da potência ativa convertida pelos painéis fotovoltaicos para a situação considerada. Dessa forma, é possível analisar o comportamento do sistema fotovoltaico proposto com seus devidos controles frente a um comportamento real da radiação solar.

Neste contexto, a Figura 3.26 ilustra a curva de potência ativa convertida pelo sistema fotovoltaico para o dia e localidade considerada. A Figura 3.26 mostra o efeito da presença de nuvens em vários períodos ao longo do dia, o que acarreta na diminuição da potência média sintetizada por meio dos painéis.

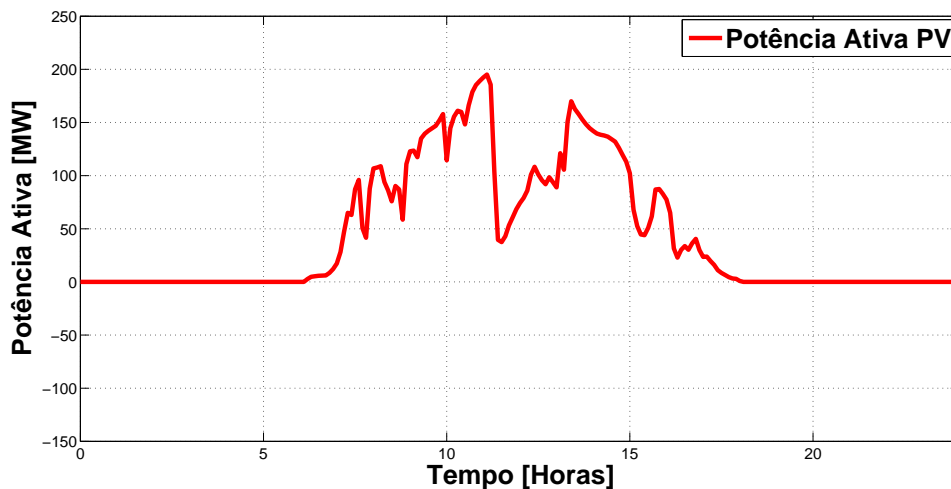


Figura 3.26: Curva de potência ativa convertida pelo sistema fotovoltaico durante o dia nublado considerado. Obtido de [1].

Além disso, a presença de variações bruscas na radiação solar em função dos movimentos das nuvens poderia inviabilizar o controle de potência reativa e portanto a regulação de tensão no PCC. Neste sentido, a Figura 3.27 ilustra o comportamento da tensão no PCC sem controle de potência reativa pelo inversor do sistema fotovoltaico. Assim como visto nos resultados anteriores, à medida que se aumenta a potência ativa gerada pelos painéis fotovoltaicos há um aumento no nível de tensão no PCC. Porém, em razão das nuvens o comportamento da potência ativa passa a ter várias variações ao longo do dia, o que também reflete no comportamento do nível de tensão no PCC.

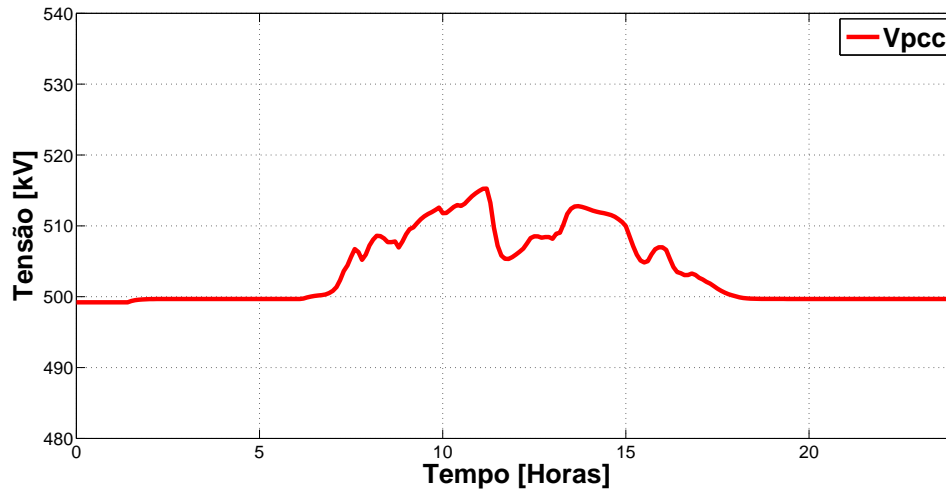


Figura 3.27: Tensão no PCC durante um dia com nuvens sem regulação de tensão. Incidência solar obtida de [1].

Inicialmente, analisou-se o sistema sob estudo com carga nominal. Os parâmetros de rede e simulação, além do controle de corrente foram mantidos iguais ao da Seção 3.4. A Figura 3.28 ilustra o comportamento da potência reativa sintetizada pelo inversor do sistema fotovoltaico (PV+STATCOM) para o controle de tensão no PCC.

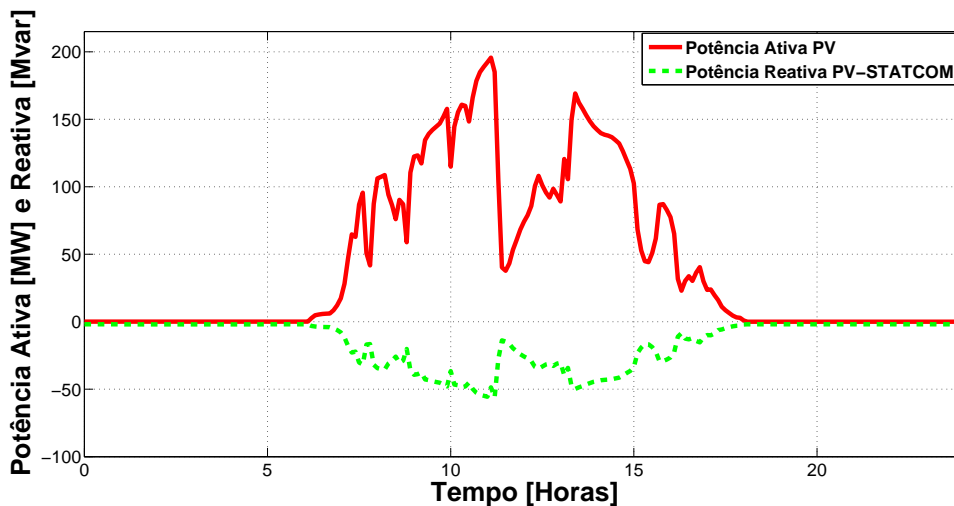


Figura 3.28: Curva de potência ativa e reativa sintetizada pelo sistema fotovoltaico com função auxiliar de regulação de tensão

A tensão no PCC com o controle de tensão pelo inversor do sistema fotovoltaico proposto é mostrada na Figura 3.29. Conforme ilustrado, com o suporte de potência reativa realizado pelo inversor com função de STATCOM a tensão se manteve no nível de referência. Neste caso, é possível analisar que o controle de tensão por

meio do suporte de potência reativa consegue acompanhar as variações bruscas do nível de tensão no PCC e regular a mesma no nível de referência estabelecido pelo controle, cujo valor é de 500 kV.

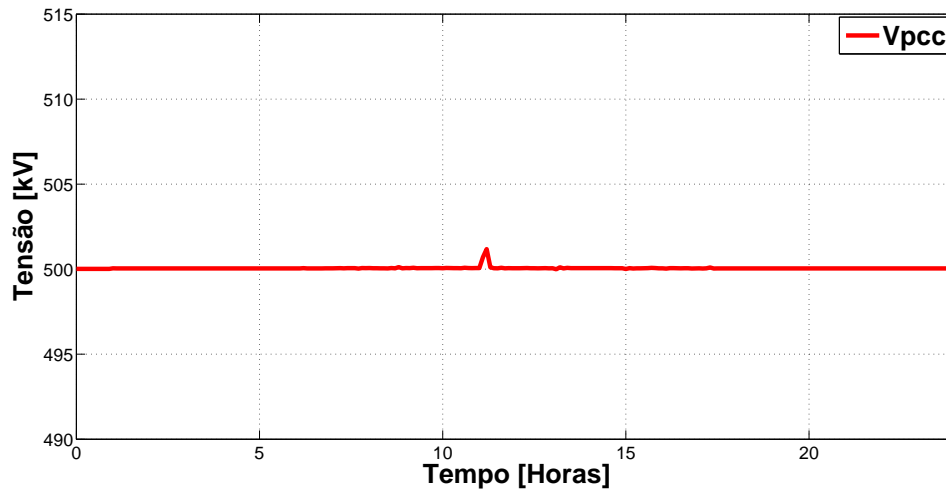


Figura 3.29: Tensão no Ponto de Conexão Comum com sistema fotovoltaico realizando suporte de potência reativa

3.7 Sistema Fotovoltaico com variações de carga

No que se refere ao sistema de potência, a carga é mais variável durante o dia. A variação diária de carga depende do tipo de consumidor, se comercial, residencial ou industrial. Cada tipo de consumidor tem sua variação típica que depende principalmente da atividade desenvolvida, posição geográfica, etc. Em [49] o autor apresenta um estudo de estimação da curva de carga em diferentes pontos de consumo na rede de distribuição. Baseados nos comportamentos das curvas apresentadas em [49] e [50] para diferentes tipos de consumidores, foi realizada uma nova simulação afim de verificar o comportamento do sistema fotovoltaico com função auxiliar de regulação de tensão frente a variações no perfil diário da carga. O fator de potência da carga foi mantido constante e igual a 0,99, conforme detalhado na Tabela 3.1 da seção 3.2.

Foram consideradas variações diárias típicas de carga comercial, residencial e industrial conforme ilustrado nas Figuras 3.30, 3.31 e 3.32. Neste trabalho foi considerado que em caso de fornecimento de potência ativa o sinal dessa potência é positivo, no referencial da fonte. No entanto, com o referencial na carga a potência ativa consumida é também positiva.

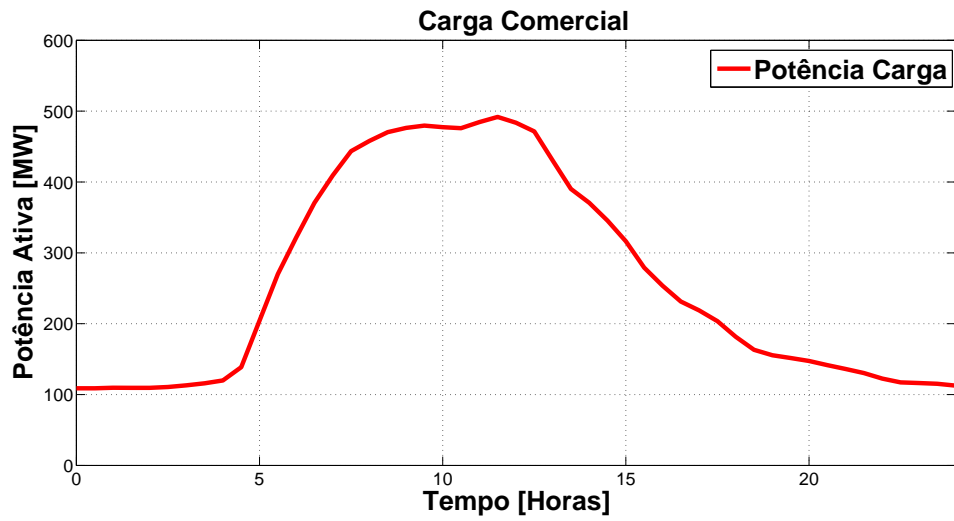


Figura 3.30: Curva diária típica de carga comercial

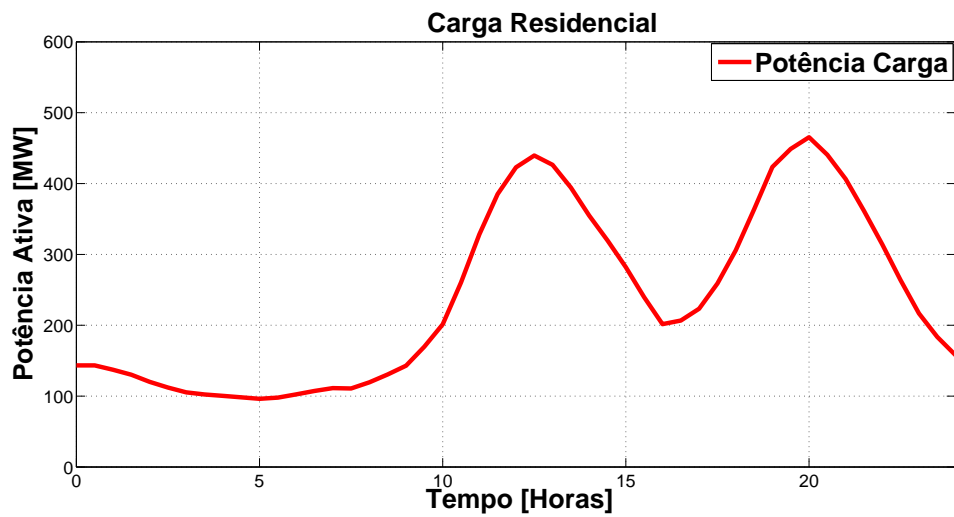


Figura 3.31: Curva típica de carga residencial

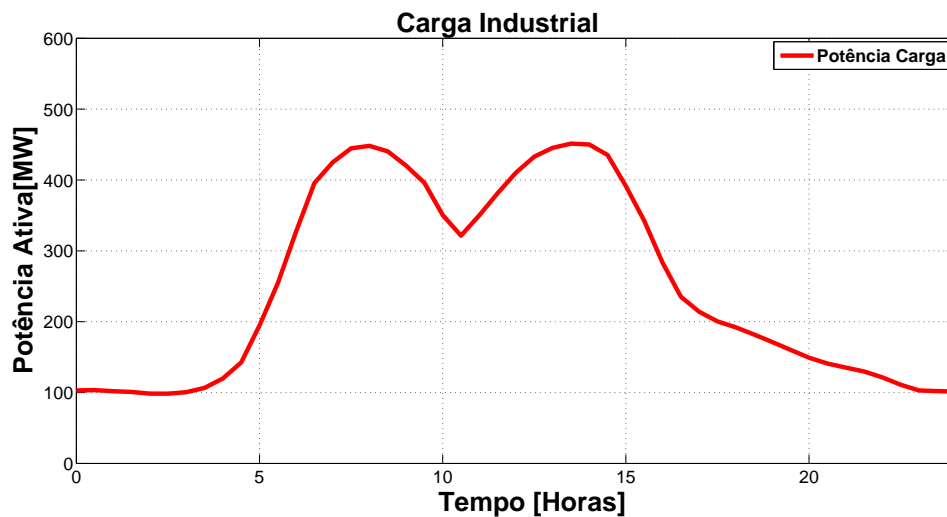


Figura 3.32: Curva típica de carga industrial

Da análise das Figuras 3.30, 3.31 e 3.32 conclui-se que há diferenças de consumo dependendo do tipo de carga considerado, sendo que cada classe de consumidor tem uma característica de consumo particular. No que tange ao consumo residencial, observa-se dois picos de consumo de potência ativa, um próximo de meio-dia e outro próximo às 20 horas. Neste contexto, a curva de carga sinaliza as características deste consumidor quanto o uso da energia elétrica.

Neste sentido, foram realizadas simulações para as diferentes curvas de carga, considerando os parâmetros do sistema equivalente ao utilizado na Seção 3.4 e sistema fotovoltaico com suporte de potência reativa até o valor nominal de 200 MVA e dia sem nuvens.

As curvas de potência ativa do sistema fotovoltaico durante o período de um dia e as curvas de potência ativa medida na fonte de geração equivalente do sistema e a consumida pela carga para os três tipos de variações diárias de carga estão ilustradas nas Figuras 3.33, 3.34 e 3.35.

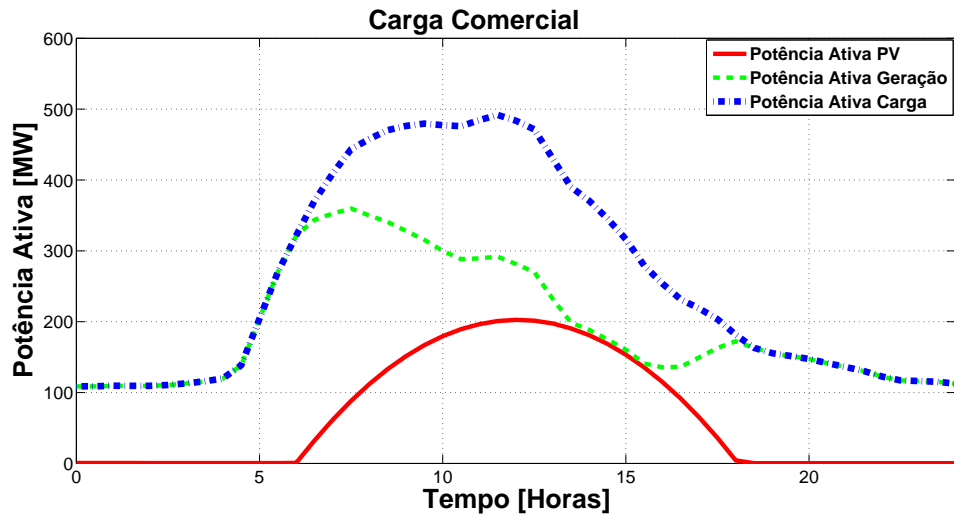


Figura 3.33: Curvas de potência ativa sintetizado pelo sistema fotovoltaico, pela fonte de geração e demandada pela carga comercial.

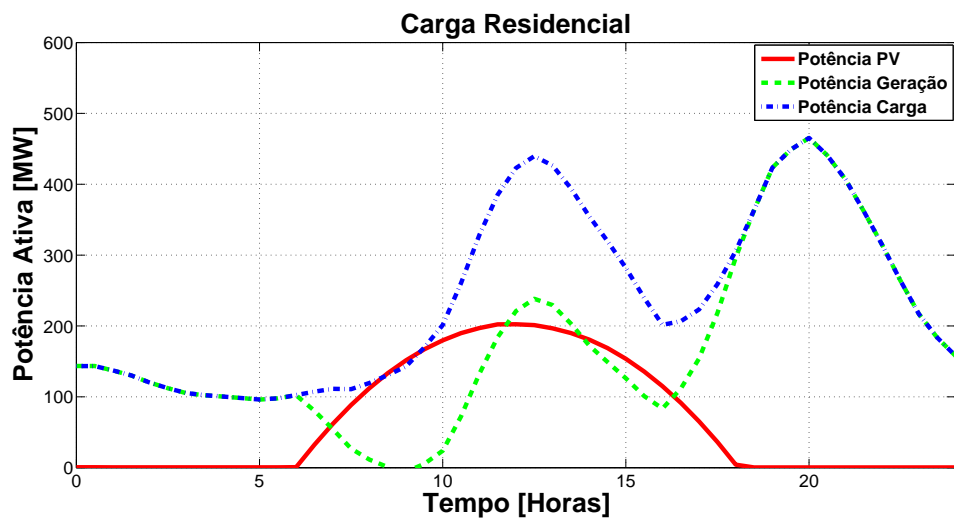


Figura 3.34: Curvas de potência ativa sintetizado pelo sistema fotovoltaico, pela fonte de geração e demandada pela carga residencial.

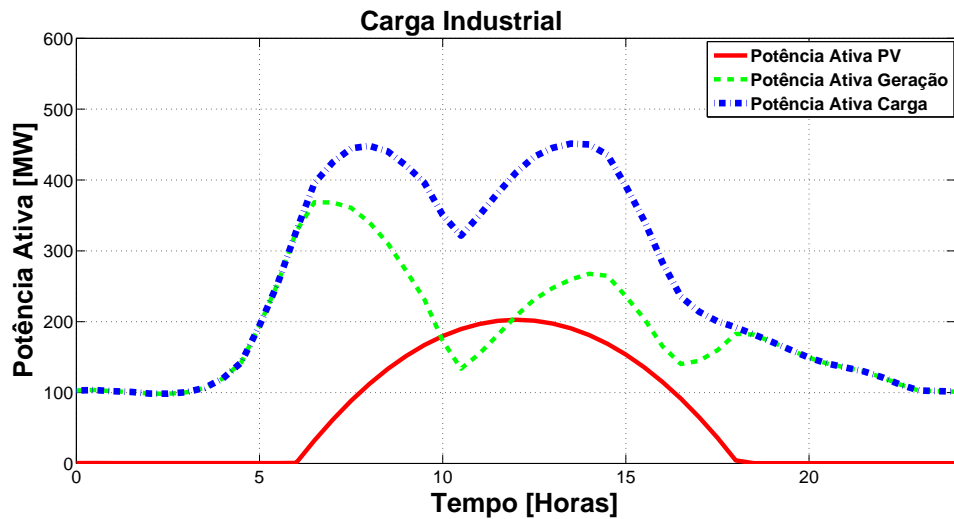


Figura 3.35: Curvas de potência ativa sintetizado pelo sistema fotovoltaico, pela fonte de geração e demandada pela carga industrial.

O comportamento da tensão no PCC para as diferentes situações de carga e geração de potência ativa pelos painéis fotovoltaicos sem controle de tensão pelo inversor do sistema fotovoltaico proposto são mostrados nas Figuras 3.36, 3.37 e 3.38.

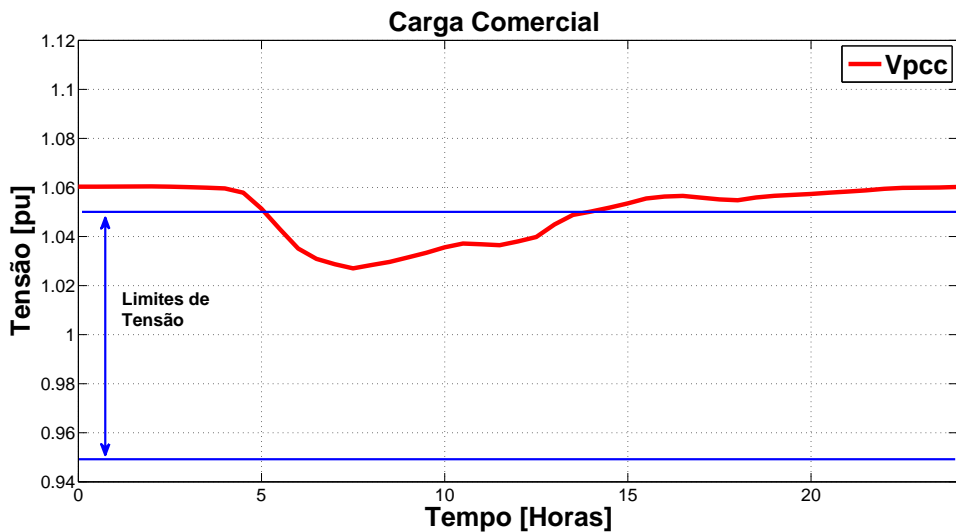


Figura 3.36: Comportamento da tensão no PCC com injeção de potência ativa pelos painéis fotovoltaicos e carga típica comercial (sem controle de tensão).

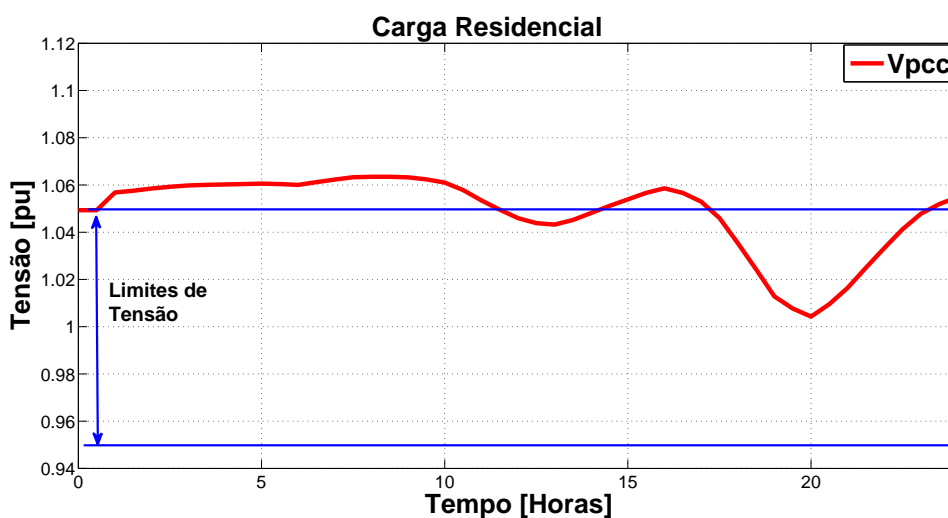


Figura 3.37: Comportamento da tensão no PCC com injeção de potência ativa pelos painéis fotovoltaicos e carga típica residencial (sem controle de tensão).

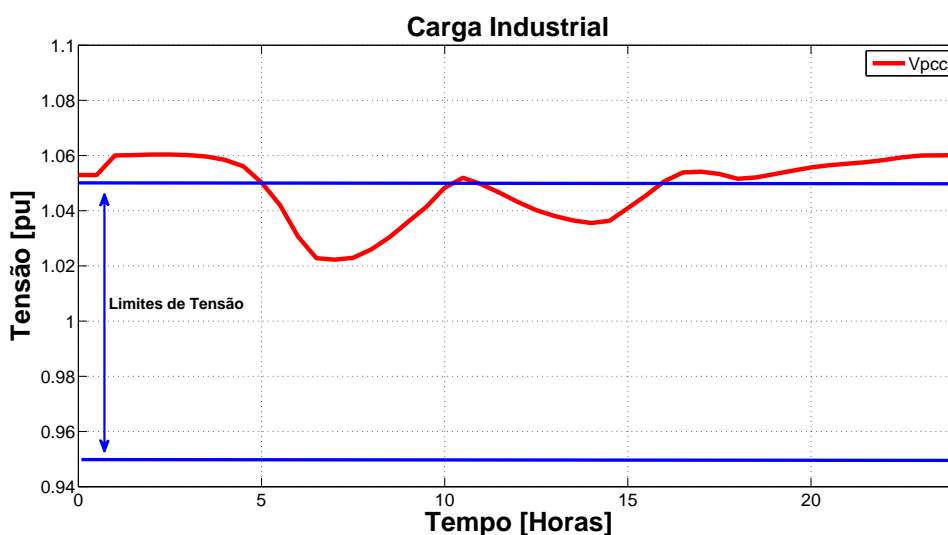


Figura 3.38: Comportamento da tensão no PCC com injeção de potência ativa pelos painéis fotovoltaicos e carga típica industrial (sem controle de tensão).

Segundo as Figuras 3.36, 3.37 e 3.38 observa-se variações do nível de tensão ao longo do dia para os três tipos de cargas analisadas. Foi considerado que a tensão de 1 pu é 500 kV.

Para a carga do tipo comercial, o consumo de potência ativa se mostra relativamente baixo no período do início da manhã e noite, conforme mostrado na Figura 3.30. Nestes períodos, a tensão no PCC é elevada, chegando a aproximadamente 1,06 pu, como é ilustrado na Figura 3.36. A elevação da tensão nestes períodos é devido ao estado de carga leve. Nos períodos de aproximadamente 5 horas até 18 horas, a potência ativa consumida por este tipo de consumidor se eleva, com seu

pico ocorrendo por volta das 14 horas. No período de 6 horas às 18 horas o sistema fotovoltaico está também gerando potência ativa, considerando ausência de nuvens, conforme mostrado na Figura 3.39. Devido a isto, a tensão no PCC neste período se mantém dentro dos limites estipulados por norma.

Para a carga do tipo residencial, devido ao consumo de potência ativa da carga ser baixo na parte da manhã (estado de carga leve), conforme mostrado na Figura 3.31, a tensão nesse período é elevada, chegando a 1,06 pu. Há uma diminuição no nível de tensão no PCC quando há um maior consumo de potência ativa pela carga, no entanto, ocorre uma elevação do nível de tensão no PCC quando há geração de potência ativa pelo sistema fotovoltaico. Nos momentos em que o consumo elevado de potência ativa da carga coincide com uma elevada geração de potência ativa pelos painéis, ocorre uma compensação na tensão do PCC.

Já para carga do tipo industrial, o consumo de potência ativa tem o comportamento que se assemelha à curva de carga comercial, com picos de consumo no meio da manhã e da tarde, e com os menores valores de consumo de potência ativa durante a noite, conforme ilustrado na Figura 3.32. A tensão no PCC, para este tipo de curva de carga, se eleva a aproximadamente 1,06 pu no período do início da manhã e madrugada, quando o consumo de potência é baixo, isto é, no período de carga leve. Em outros períodos do dia, a tensão no PCC para este tipo de carga se mantém dentro dos limites estabelecidos por norma.

Dessa forma, conforme visto nas Figuras 3.36, 3.37 e 3.38, para estas variações diárias típicas da carga, o nível de tensão no PCC, para alguns momentos do dia, não se encontra dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST e Procedimentos de Redes. Como já citado, para um nível de tensão de referência de 1 pu (500 kV), os limites estipulados pelas normas é de 5 % acima e abaixo da tensão de referência, cujos valores são de 1,05 pu e 0,95 pu.

Neste contexto, foram realizadas simulações utilizando o sistema fotovoltaico proposto com suporte de potência reativa para controle da tensão para as situações de cargas analisadas. Os parâmetros do sistema e o controle de corrente são equivalentes aos utilizados na Seção 3.4. A potência aparente nominal do inversor é de 200 MVA.

O comportamento da potência reativa sintetizada pelo inversor do sistema fotovoltaico, pela fonte de geração e a demandada pela carga foram ilustradas nas curvas correspondentes para os três tipos de consumidores, conforme mostrado nas Figuras 3.39, 3.41 e 3.40.

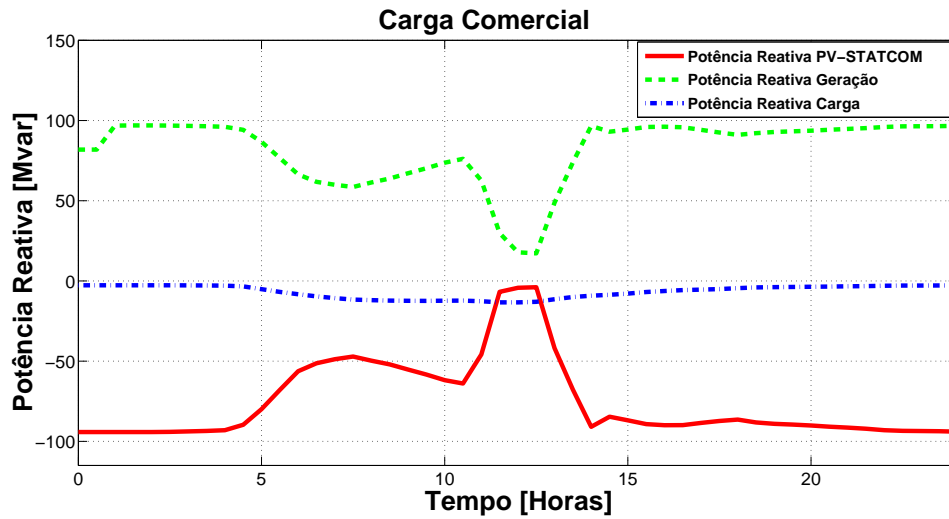


Figura 3.39: Curvas de potência reativa sintetizado pelo sistema fotovoltaico, pela fonte de geração e demandada pela carga comercial.

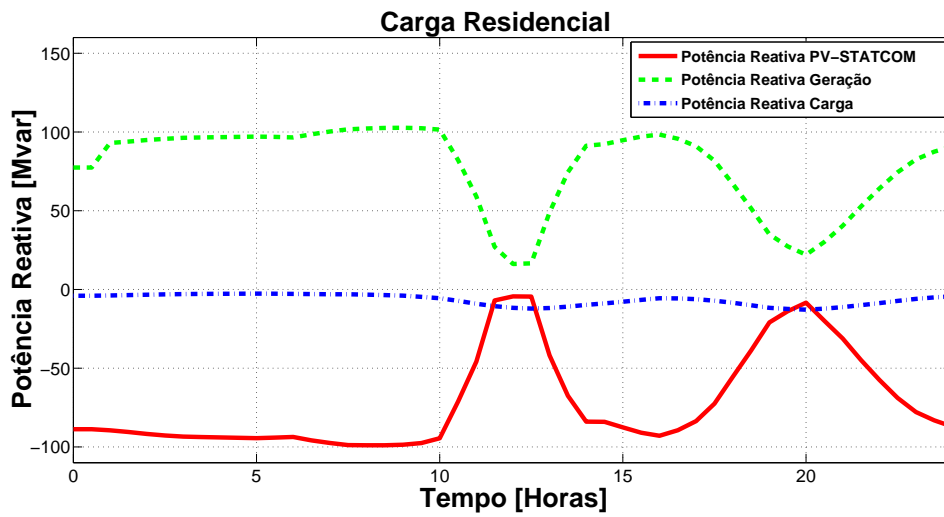


Figura 3.40: Curvas de potência reativa sintetizado pelo sistema fotovoltaico, pela fonte de geração e demandada pela carga residencial.

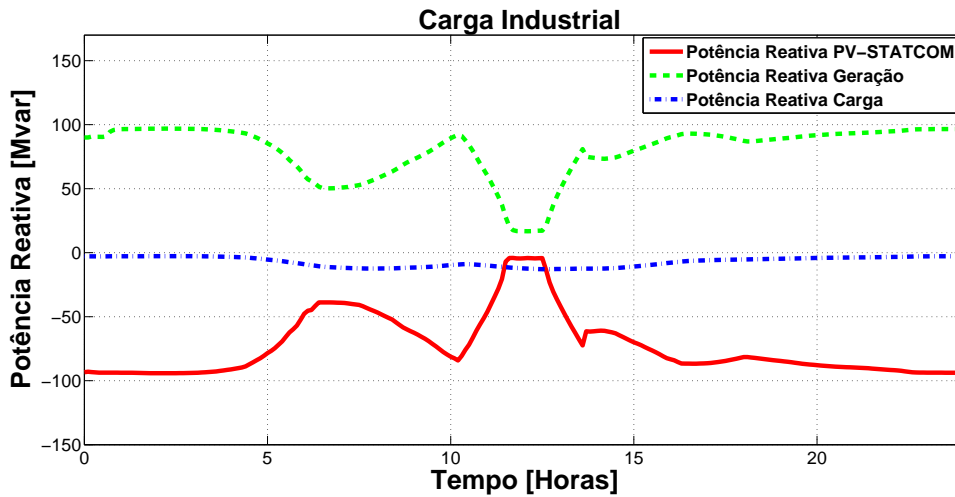


Figura 3.41: Curvas de potência reativa sintetizado pelo sistema fotovoltaico, pela fonte de geração e demandada pela carga industrial.

Sendo a tensão de referência mantida em 1 pu (500 kV) e as tensões para os três tipos de variação de carga estão acima do valor de referência, o STATCOM sintetizou potência reativa indutiva com intuito de atenuar o nível de tensão no PCC e levá-lo ao nível de referência.

O comportamento da tensão no PCC com suporte de reativo por meio do conversor do sistema fotovoltaico com função auxiliar de STATCOM (PV+STATCOM) para as três variações de carga estão ilustradas nas Figuras 3.42, 3.43 e 3.44.

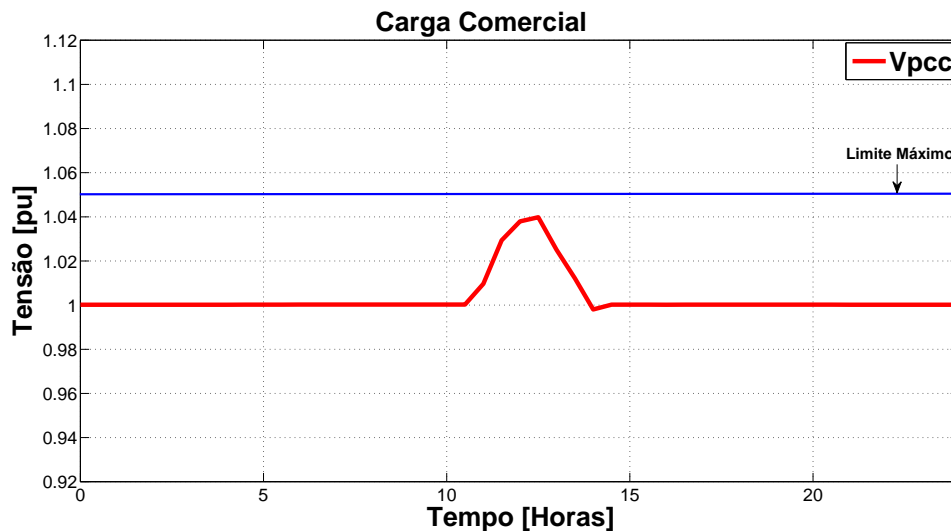


Figura 3.42: Comportamento da tensão no PCC com síntese de potência ativa e reativa pelo PV+STATCOM e carga típica comercial.

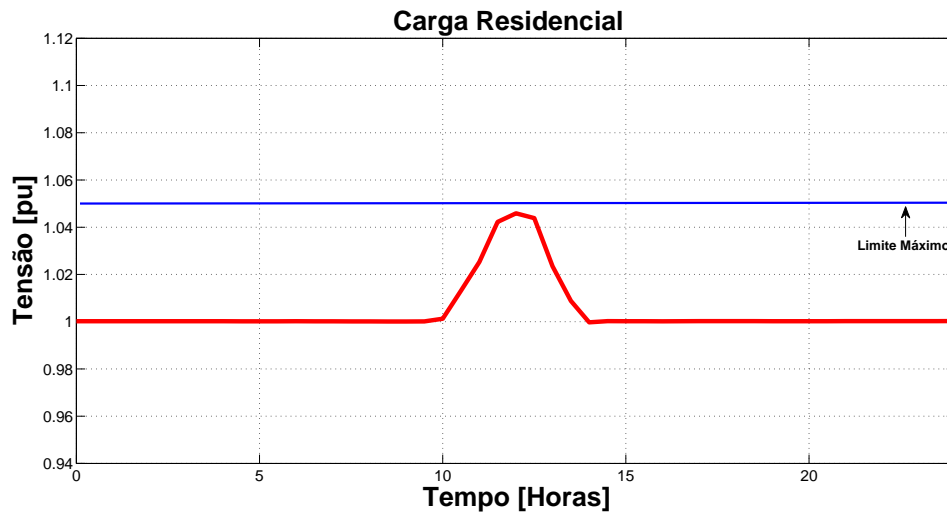


Figura 3.43: Comportamento da tensão no PCC com síntese de potência ativa e reativa pelo PV+STATCOM e carga típica residencial.

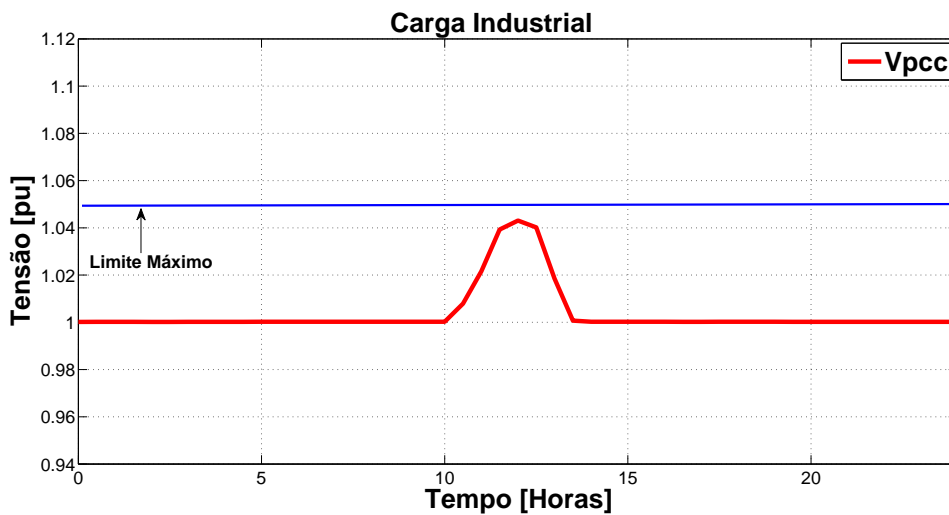


Figura 3.44: Comportamento da tensão no PCC com síntese de potência ativa e reativa pelo PV+STATCOM e carga típica industrial.

Com o sistema fotovoltaico com suporte de potência reativa proposto, de potência nominal 200 MVA, nota-se pelas Figuras 3.44, 3.43 e 3.42 que a tensão no PCC para os três tipos de curva de carga considerados se mantém dentro do limite de tensão adequado estipulado por norma, durante todo o intervalo de tempo considerado. Portanto, o controle de tensão proposto ao inversor do sistema fotovoltaico foi capaz de regular a tensão no PCC dentro dos limites aceitáveis, garantindo assim a qualidade da tensão no PCC mesmo em períodos críticos de carga.

Ao considerar estado de carga pesada, isto é, ao diminuir a impedância de carga e conseqüentemente a corrente solicitada por ela aumenta. Dessa forma, a tensão no PCC, desconsiderando regulação de tensão, diminui.

Para análise do comportamento da tensão no PCC com estado de carga pesada e regulação de tensão pelo PV+STATCOM, foram realizadas simulações com a curva diária de carga típica residencial onde o fator de potência da carga foi mantido constante, conforme mostrado na Tabela 3.1 da seção 3.2. Porém foi considerado um aumento de carga (diminuição da impedância) de aproximadamente 40% em sua curva diária.

Com este aumento de carga, isto é, diminuição da impedância de carga e aumento da potência solicitada, a curva de potência ativa demandada pela carga está ilustrada na Figura 3.45.

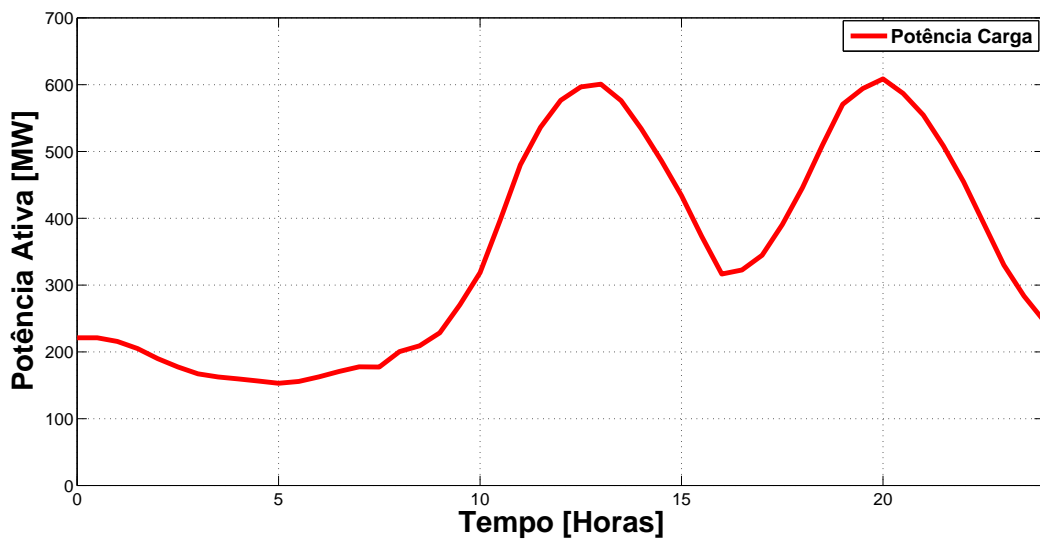


Figura 3.45: Curva típica de carga residencial, com sobrecarga de 40%

As curvas de potência ativa do sistema fotovoltaico durante o período de um dia e as curvas de potência ativa medida na fonte de geração equivalente do sistema e a consumida pela carga para a variação diária da carga residencial em questão com 40% de sobrecarga estão ilustradas nas Figura 3.46.

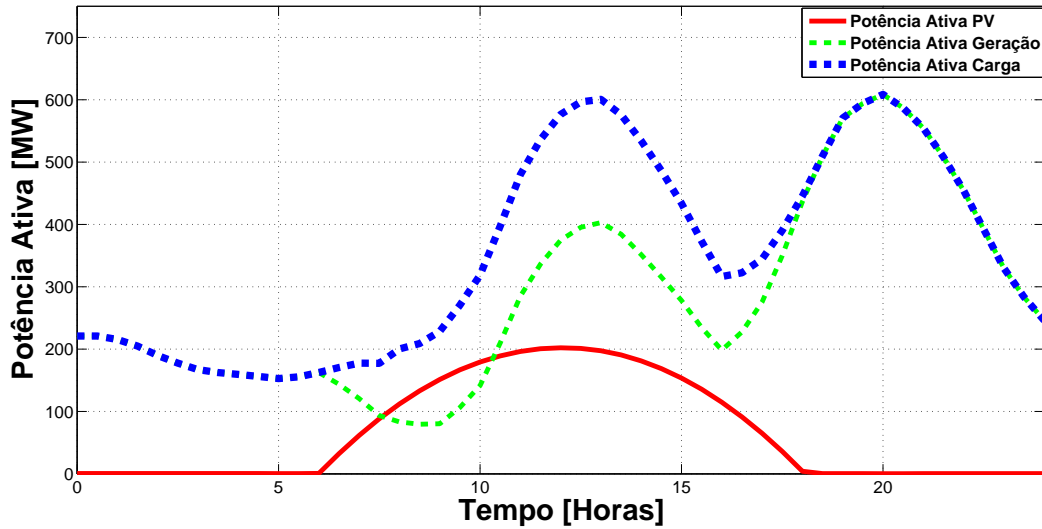


Figura 3.46: Curvas de potência ativa sintetizado pelo sistema fotovoltaico, pela fonte de geração e demandada pela carga residencial com sobrecarga

O comportamento da tensão no PCC para a carga considerada e estado de sobrecarga, com geração de potência ativa pelos painéis fotovoltaicos sem controle de tensão pelo inversor do sistema fotovoltaico proposto está mostrado na Figura 3.47.

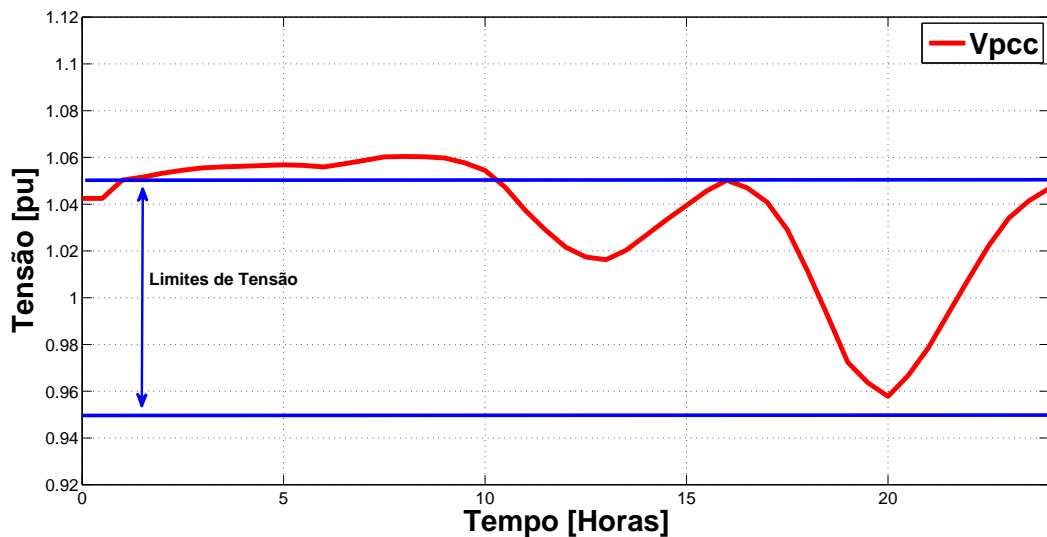


Figura 3.47: Comportamento da tensão no PCC com com injeção de potência ativa pelos painéis fotovoltaicos e carga típica residencial com sobrecarga (sem controle de tensão)

Pela Figura 3.47, a tensão no PCC se eleva a valores acima do limite normati-

zado quando a demanda de potência ativa solicitada pela carga é menor (madrugada e início da manhã). Seria necessário, portanto, a regulação de tensão pelo PV+STATCOM por meio da sintetização de potência reativa indutiva. Com o aumento da demanda de potência solicitada pela carga há diminuição da tensão no PCC, porém a geração de potência ativa pelos painéis fotovoltaicos eleva esta tensão, conforme pode ser visto no intervalo próximo ao meio-dia. Nesta situação, a tensão se eleva a valores acima de 1 pu. No entanto, próximo às 20 horas a tensão diminui a valores abaixo de 1 pu, porém dentro do limite estipulado por norma. Neste caso, o PV+STATCOM para regular a tensão no valor de referência (1 pu) teria que sintetizar potência reativa capacitiva. A Figura 3.48 ilustra as curvas de potência reativa sintetizada pelo inversor do sistema fotovoltaico (PV+STATCOM), pela fonte de geração e a demandada pela carga residencial.

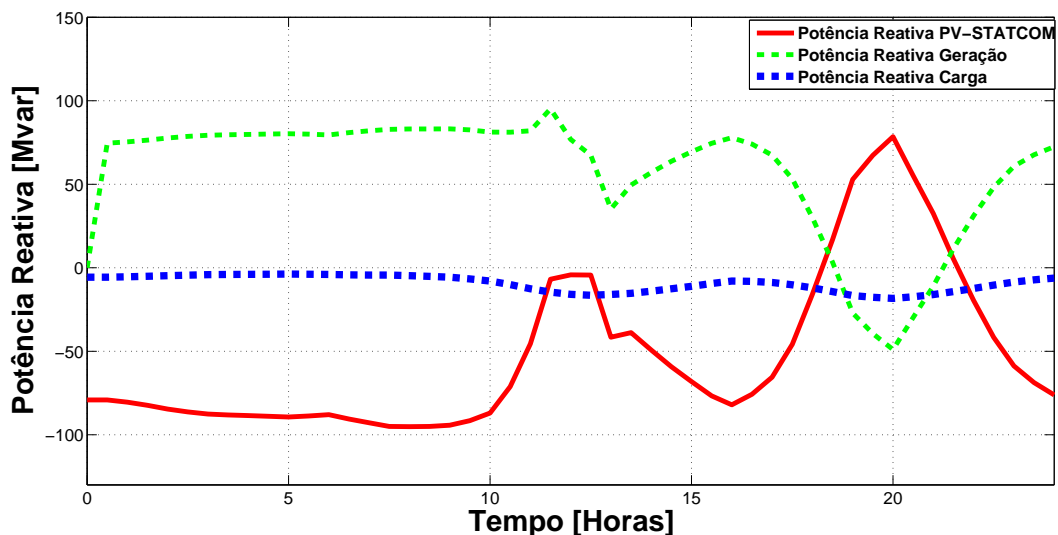


Figura 3.48: Comportamento das perdas totais englobadas no sistema fotovoltaico para carga leve (70% da carga nominal).

O comportamento da tensão no PCC com suporte de potência reativa por meio do PV+STATCOM para a variação diária de carga típica residencial e sobrecarga está ilustrada na Figura 3.49. A tensão de referência para o controle é de 1 pu (500 kV), portanto, o inversor sintetiza potência reativa indutiva quando a tensão no PCC se encontra acima da tensão de referência (1 pu), ou capacitiva quando a mesma tem valor abaixo da tensão de referência.

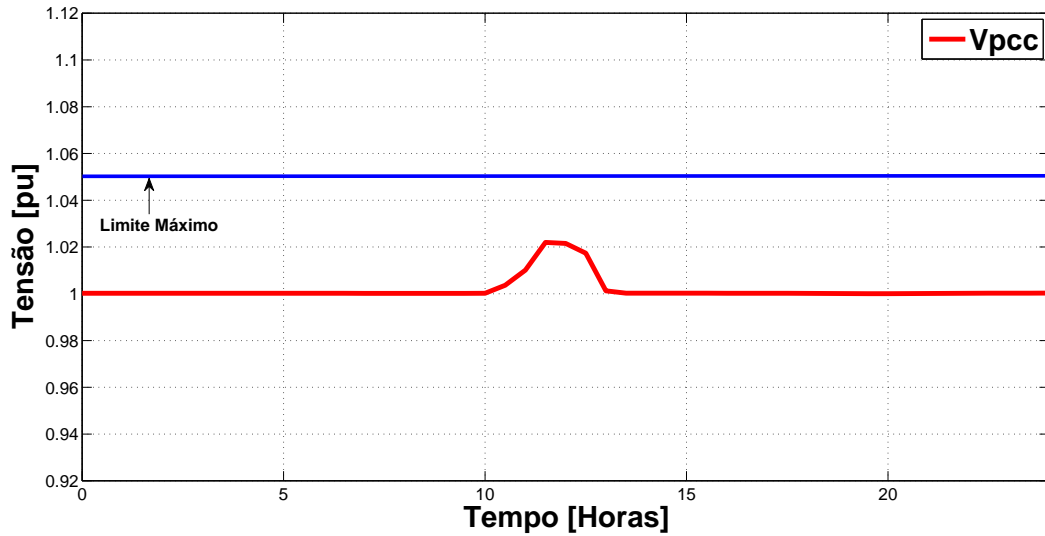


Figura 3.49: Comportamento das perdas totais englobadas no sistema fotovoltaico para carga leve (70% da carga nominal).

Com o sistema fotovoltaico com suporte de potência reativa proposto, de potência nominal 200 MVA, nota-se pela Figura 3.49 que a tensão no PCC para a curva de carga considerada e sobrecarga se mantém dentro do limite de tensão adequado estipulado por norma, durante todo o intervalo de tempo considerado. Portanto, o controle de tensão proposto ao inversor do sistema fotovoltaico foi capaz de regular a tensão no PCC dentro dos limites aceitáveis por meio da compensação de potência reativa, tanto indutiva quanto capacitiva, garantindo assim a qualidade da tensão no PCC mesmo com estado crítico de carga.

3.8 Conclusões Parciais

Neste capítulo foi analisado um sistema fotovoltaico de grande porte composto de conjunto de painéis fotovoltaicos e inversores de tensão conectados à rede elétrica realizando injeção de potência ativa e suporte de potência reativa. Para isso, foram analisados o inversor do sistema fotovoltaico operando como fonte de potência durante o dia e como STATCOM nos períodos sem insolação, assim como também a operação mista de fonte de potência e STATCOM (PV+STATCOM) em períodos de baixa insolação.

Através dos resultados mostrados no presente capítulo conclui-se que o sistema fotovoltaico causa vários impactos no sistema, onde observou-se o aumento da magnitude da tensão de atendimento ao consumidor, quando há geração de potência ativa por parte dos painéis fotovoltaicos. A Figura 3.7 ilustra o comportamento

da tensão no PCC do sistema fotovoltaico para diferentes configurações de carga e injeção de potência ativa pelo sistema fotovoltaico. Nesta figura é possível concluir que o aumento na magnitude da tensão no ponto de conexão pode ser mais crítico dependendo das condições de operação e estado de carga. Conforme esperado, a situação de carga mais leve e alta geração de potência ativa pelo sistema fotovoltaico caracteriza uma situação de elevação da tensão no ponto de conexão e desconformidade com os limites estabelecidos pelo PRODIST e Procedimentos de Redes.

A elevação da magnitude da tensão de atendimento ao consumidor pode ser prejudicial ao sistema elétrico de potência e causar desconexões excessivas do inversor do sistema fotovoltaico, além de infringir os limites de conformidade da tensão em regime permanente, de acordo com o Módulo 8 do PRODIST e Procedimentos de Redes da ONS. Assim, conclui-se que há a necessidade de análise do nível de tensão no ponto de atendimento devido à presença da fonte fotovoltaica. E dependendo do comportamento da magnitude da tensão de atendimento, faz-se necessário o uso de técnicas de regulação de tensão para viabilizar o emprego dessa fonte de geração de energia.

Portanto, conforme visto neste capítulo, uma das soluções para o problema da qualidade da tensão no PCC foi a utilização do inversor do sistema fotovoltaico proposto atuando com função auxiliar de suporte de potência reativa quando houvesse capacidade de potência. Neste contexto, o controle de potência reativa proposto foi capaz de realizar o controle de tensão no PCC, e desta forma ajudar a viabilizar a utilização de sistemas fotovoltaicos de grande porte.

Capítulo 4

Análise das Perdas em Sistema Fotovoltaico de Grande Porte operando como STATCOM

Neste capítulo é apresentada uma análise das perdas de potência ativa de um sistema fotovoltaico de grande porte composto de inúmeros módulos fotovoltaicos conectados à rede elétrica com seus inversores realizando suporte de potência reativa para regulação da tensão no PCC.

De fato um sistema fotovoltaico é composto por conjuntos de arranjos fotovoltaicos conectados de forma a se obter a potência desejada. Os arranjos fotovoltaicos, conforme comentado no Capítulo 2, são formados a partir da conexão de vários painéis ou módulos fotovoltaicos em série e/ou paralelo. Cada painel possui dimensão física que depende da potência, tipo de material, empresa fabricante, entre outros aspectos. Para os painéis comerciais de silício policristalinos, para cada m^2 de área do painel a potência máxima gerada não ultrapassa $160 W_{pico}$. Portanto, em se tratando de sistemas fotovoltaicos de elevada potência, um grande número de painéis são conectados formando arranjos fotovoltaicos de elevadas dimensões físicas que ocupam áreas consideráveis.

Neste contexto, as dimensões físicas do sistema fotovoltaico podem interferir na eficiência do sistema, uma vez que os parâmetros elétricos dos cabos, tais como resistência e reatância, se alteram com as dimensões físicas dos mesmos. Quanto mais resistiva for uma linha, isto é, quanto menor a relação (X/R) menor sua capacidade de condução de corrente, e quanto mais indutiva a linha, maior a capacidade de condução de corrente, sendo a relação (X/R) cada vez maior. O comprimento da linha, assim como a queda de tensão admissível também definem a capacidade de condução de corrente da linha [51].

Os condutores das linhas elétricas são constituídas por material condutor como

cobre e alumínio circundados por material isolante. A resistência elétrica da parte condutora está expressa por:

$$R = \frac{\rho l}{s}. \quad (4.1)$$

onde,

- R - Resistência elétrica, em Ω ;
- ρ - Resistividade elétrica do material condutor, em Ωm ;
- l - Comprimento do condutor, em metros.
- s - Área da seção transversal reta do condutor, em m^2 .

A perda de potência nas linhas elétricas se relaciona com a resistência (R) da linha e o quadrado da corrente que circula pela linha, na frequência de 60 Hz e sem presença de harmônicos no sistema, é expressa por:

$$P = R I^2. \quad (4.2)$$

Segundo (4.1), a resistência elétrica da linha é proporcional ao comprimento desta e inversamente proporcional à bitola do condutor, e por (4.2) a perda de potência se relaciona proporcionalmente à resistência elétrica da linha. Assim, quanto maior a resistência da linha, maior será a perda de potência por efeito Joule. No caso, com as perdas de potência relacionadas com o quadrado da corrente, em altas potências eleva-se a tensão de operação para que esta corrente seja a menor possível, diminuindo assim as perdas.

Dessa forma, dimensionar de forma correta os condutores da linha evita perdas desnecessárias ao sistema além de contribuir para a segurança do sistema ao evitar sobrecarregamento dos condutores. As perdas nos condutores e equipamentos elétricos sempre estarão presentes, devido a estes equipamentos e acessórios não serem ideais, porém minimizar estas perdas e tornar o sistema mais eficiente é de grande interesse aos operadores dos sistemas elétricos.

No capítulo anterior as simulações foram realizadas para um sistema fotovoltaico de potência nominal 200 MVA com função auxiliar de regulação de tensão (PV+STATCOM) por meio da compensação de potência reativa. Logo, devido às dimensões físicas deste sistema, analisá-lo do ponto de vista das perdas de potência é de extrema importância quanto à viabilização do emprego deste tipo de sistema fotovoltaico de grande porte com função auxiliar.

Dessa forma, uma nova abordagem de negócios na comercialização da energia elétrica pode ser aplicada, haja visto que a potência reativa sintetizada pelo sistema

fotovoltaico com inversor funcionando como STATCOM pode ser comercializada, de acordo com a Resolução N^o 265 de 10 de junho de 2003 da ANEEL que dispõe sobre a remuneração de serviços ancilares e ressarcimento dos custos de operação e manutenção dos equipamentos para estes serviços. Assim, proveriam uma “renda extra” aos proprietários de sistemas fotovoltaicos de grande porte que além de vender a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, poderiam comercializar o serviço de controle da potência reativa sintetizada pelo STATCOM nos momentos de baixa insolação ou à noite.

Em mercados competitivos, torna-se necessário estabelecer esquemas de remuneração para os provedores de serviços ancilares, sendo que atualmente o suporte de potência reativa é não remunerado, porém a inserção cada vez maior de fontes alternativas de energia e a Resolução N^o 265 de 10 de junho de 2003 da ANEEL reforçam mudanças no cenário de negócios do setor elétrico, onde sistemas com funções auxiliares teriam grande visibilidade.

Nas seções seguintes são apresentados os resultados das perdas de potência envolvidas em um sistema fotovoltaico de 200 MVA com função auxiliar de compensador de potência reativa (PV+STATCOM).

4.1 Análise de Conexão do Sistema Fotovoltaico

Para análise das perdas de potência nas linhas e demais componentes do sistema fotovoltaico de 200 MVA com função auxiliar de compensador de potência reativa, foram dimensionados primeiramente os parâmetros elétricos das linhas que conectam o sistema fotovoltaico à rede elétrica e a disposição dos componentes deste sistema.

Em relação aos inversores de frequência adotados, foram considerados os inversores SIW700 de potência nominal igual a 1,125 MVA da fabricante WEG [52]. A escolha foi determinada pelo critério de potência, onde foi o inversor de maior potência encontrado comercialmente no país. Os dados do inversor, retirados de seu *datasheet*, estão descritos na Tabela 4.1

Tabela 4.1: Parâmetros do inversor SIW700

| Parâmetro | Valor |
|-------------------------------|-------------|
| Potência nominal | 1,125 MVA |
| Tensão máxima CC | 800 V |
| Faixa do MPPT | 360...700 V |
| Corrente máxima CC | 2565 A |
| Eficiência do MPPT | > 99,8% |
| Tensão de saída trifásica | 220 V |
| Frequência CA nominal | 60 Hz |
| Corrente de saída | 2952 A |
| Máxima eficiência do inversor | 97,8% |

Cada inversor de 1,125 MVA com o arranjo fotovoltaico conectado ao seu lado CC está disposto segundo a Figura 4.1. Assim, cada arranjo fotovoltaico está conectado ao lado CC do inversor de potência 1,125 MVA e a saída deste está conectado a um transformador elevador de 220 V para 13,8 kV de tensão.

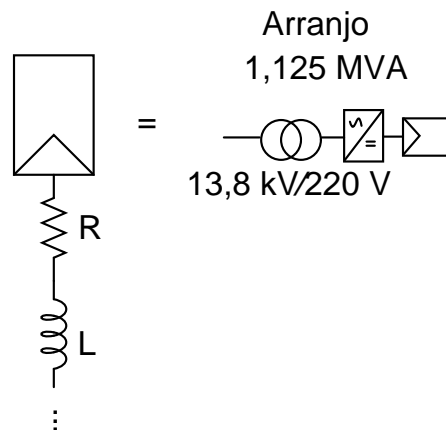


Figura 4.1: Diagrama elétrico que representa os arranjos fotovoltaicos conectados ao inversor de 1,125 MVA.

Ao adotar o inversor em questão de potência nominal de 1,125 MVA, agrupou-se 180 arranjos compostos de painéis fotovoltaicos, cuja potência de saída nominal de cada arranjo é de 1,125 MVA. Utilizando 180 arranjos destes a potência total do sistema fotovoltaico chega a aproximadamente 202 MVA.

Foi escolhida esta disposição de conexão dos arranjos pela simetria quanto às dimensões físicas. Considerando painéis solares da fabricante BP SOLAR de 120 W de potência [28], cujas dimensões físicas são de 0,701 metros de largura por 1,456 metros de comprimento e portanto área de aproximadamente $1,06 \text{ m}^2$, e que as conexões dos painéis que compõem cada arranjo estejam dispostas de forma simétrica,

Tabela 4.2: Dados da placa solar BP SX120 de 120W/24V obtidos do *datasheet*.

| Parâmetro | Valor |
|---|------------------------|
| Potência máxima | 120 W |
| Tensão de circuito aberto | 42,1 V |
| Corrente de curto-circuito | 3,87 A |
| Tensão no ponto de máxima potência | 33,7 V |
| Corrente no ponto de máxima potência | 3,56 A |
| Peso | 12.8 kg |
| Dimensões (Comprimento//Largura/Profundidade) | 1,456 m/0,701 m/0,05 m |

a área ocupada por cada arranjo seria de aproximadamente 9937 m^2 , compondo assim um quadrado de aproximadamente 100×100 metros. Este arranjo é composto de aproximadamente 142 painéis fotovoltaicos na horizontal, e 68 painéis na vertical. A Figura 4.2 ilustra a formação dos arranjos fotovoltaicos de 1,125 MW a partir do painel de 120 W, quanto às dimensões físicas deste sistema.

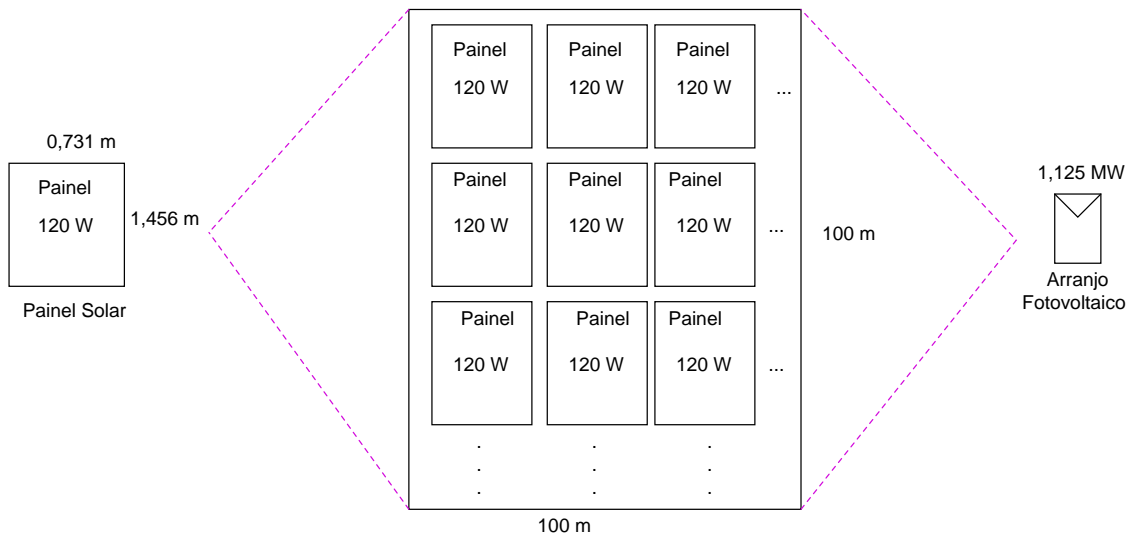


Figura 4.2: Configuração dos arranjos fotovoltaicos a partir da conexão de painéis da BP SOLAR de 120 W.

Os dados dos painéis solares da fabricante BP SOLAR de 120 W de potência está mostrada na Tabela 4.2.

Considerando os dados das dimensões ocupadas por cada arranjo fotovoltaico de 1,125 MW descritos na Figura 4.2, foi proposto que os 180 arranjos que compõem o sistema fossem agrupados em 4 grupos (G_1, G_2, G_3 e G_4) de 45 arranjos cada para conexão no PCC, conforme ilustra a Figura 4.3.

Para que a disposição proposta fosse a mais simétrica possível, subdividiu-se cada grupo de 45 arranjos em subgrupos (Sg_1, Sg_2, Sg_3 e Sg_4). A Figura 4.4 mostra a disposição e subdivisão em subgrupos adotada para o grupo 1 (G_1). Conforme mos-

trado na Figura 4.3 os outros grupos possuem disposição e características idênticas ao grupo 1 e portanto foram ilustradas apenas as disposições de um grupo.

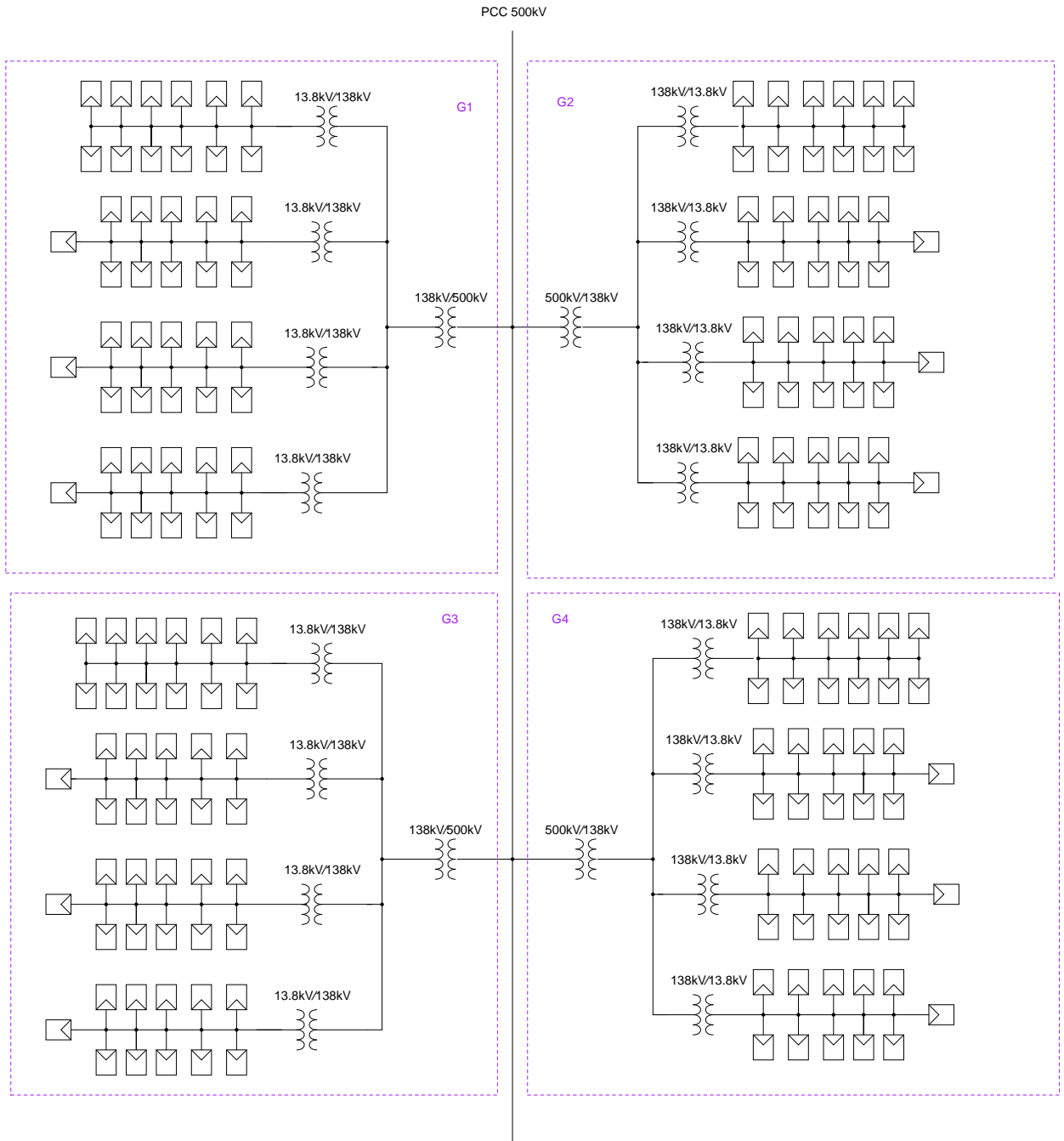


Figura 4.3: Configuração dos arranjos fotovoltaicos agrupados (G_1 a G_4) e conectados no PCC.

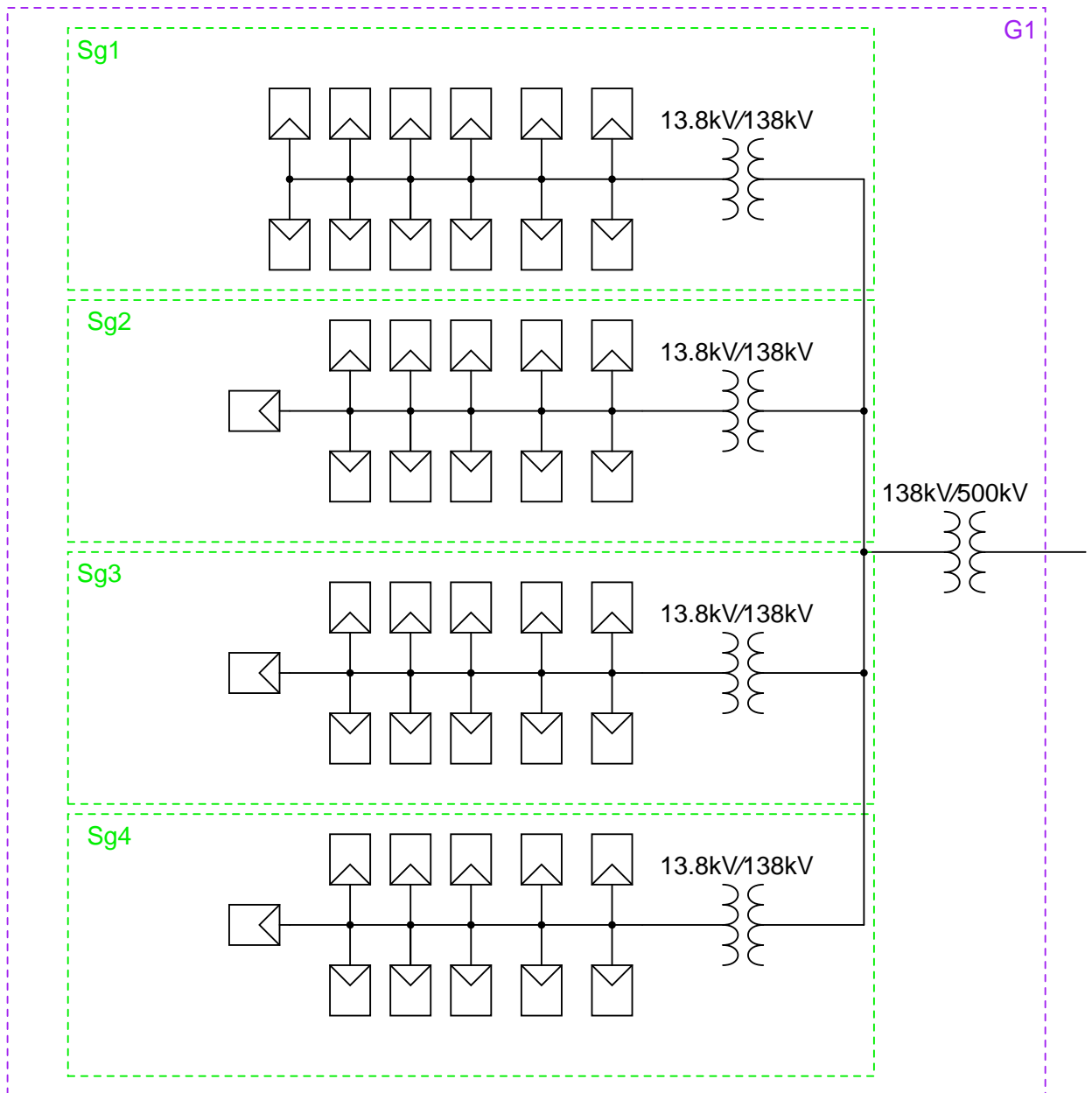


Figura 4.4: Disposição dos subgrupos de arranjos do grupo 1 (G_1) para conexão ao PCC.

Segundo a disposição dos subgrupos mostrada na Figura 4.4 e as dimensões físicas apresentadas na Figura 4.2, os quatro subgrupos que compõem um grupo ocupariam uma área de aproximadamente 480.000 m^2 , ocupando assim uma área retangular de aproximadamente 600 m de comprimento por 800 m de largura. No entanto, esta área pode ser ainda maior caso a distância entre os arranjos fotovoltaicos seja tal de maneira a evitar sombreamentos.

A Figura 4.5 ilustra a disposição do grupo 1 (G_1) com as referidas dimensões físicas ocupadas por cada arranjo. Conforme comentado anteriormente e mostrado

na Figura 4.3, os demais grupos não foram mostrados por serem idênticos ao grupo 1 (G_1).

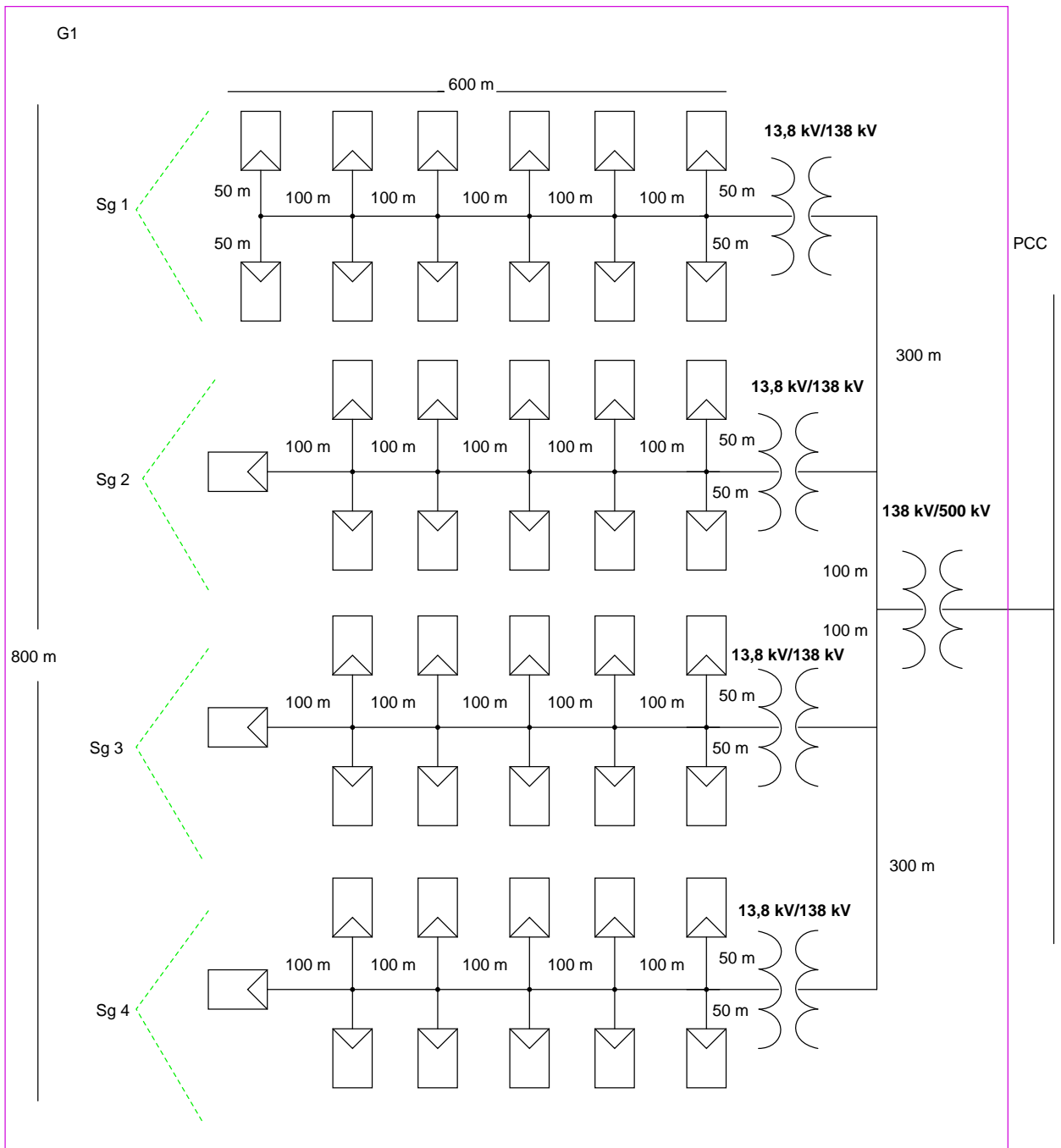


Figura 4.5: Subgrupos de arranjos para conexão ao PCC.

Diante das dimensões físicas mostradas na Figura 4.5, as linhas elétricas que conectam os arranjos à rede elétrica possuem comprimento e capacidade de condução de correntes distintos. Devido à estas características, os parâmetros elétricos dos condutores da linha sofrem alteração. De fato, as perdas por efeito Joule estão

diretamente relacionadas à resistência dos condutores, que por sua vez é proporcional ao comprimento do condutor. Assim, ao conectar os arranjos fotovoltaicos de forma a minimizar o comprimento dos condutores da linha as perdas por efeito Joule serão menores. Porém, a questão de otimização não foi levada em consideração no presente trabalho. A disposição dos arranjos fotovoltaicos adotada no trabalho considerou os agrupamentos conectados de forma mais simétrica possível.

Neste contexto, foi implementado via simulação a disposição dos arranjos fotovoltaicos para o grupo 1 (G_1) mostrado pela Figura 4.6. Para os demais grupos foi adotado a mesma disposição.

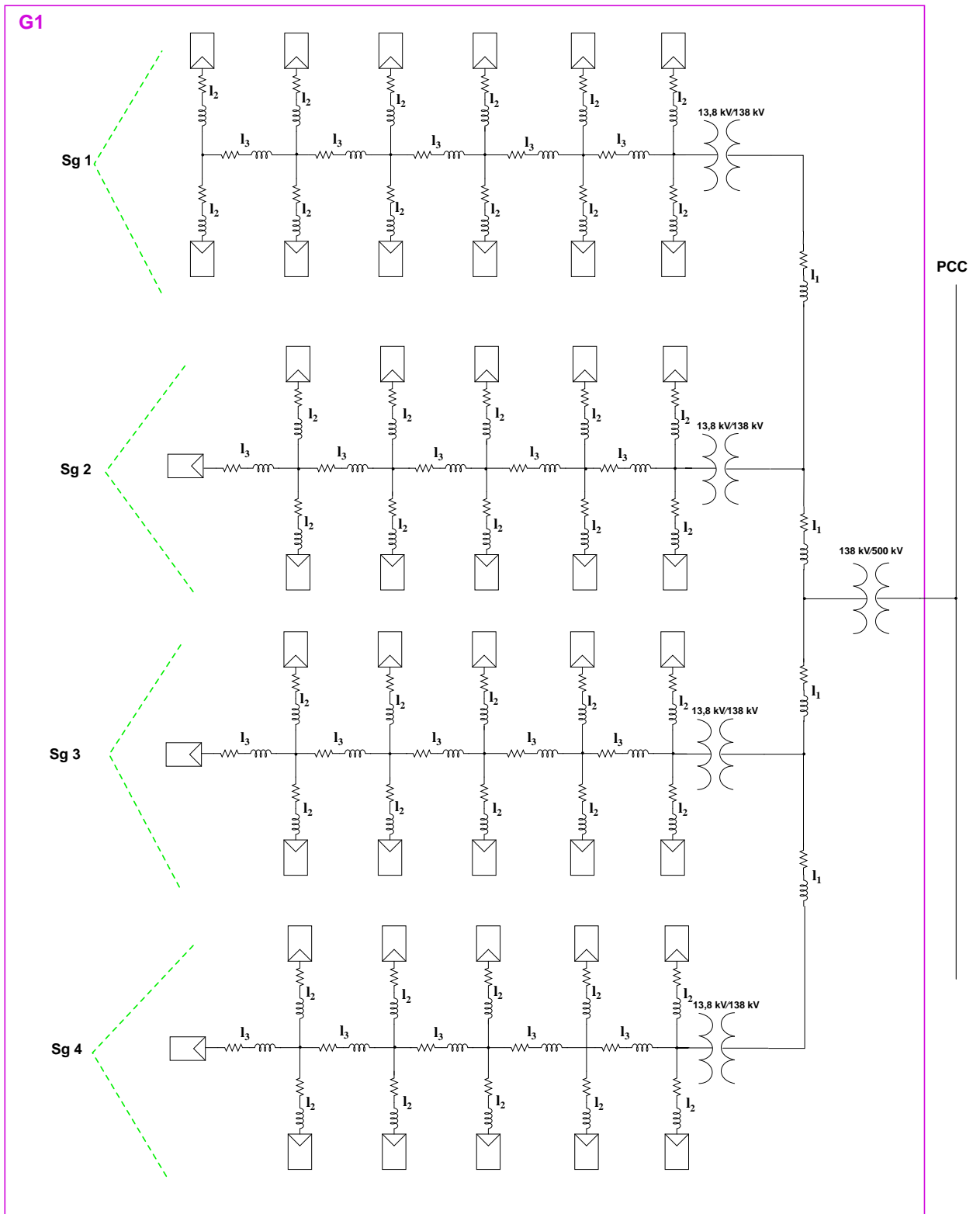


Figura 4.6: Disposição dos arranjos para conexão ao PCC adotados em simulação.

Os dados dos transformadores utilizados em simulação estão na Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Parâmetros dos transformadores

| Transformador | Tensão (V) | Reatância de dispersão (pu) | Potência trifásica (MVA) | Tipo de Conexão dos Enrolamentos |
|---------------|----------------|-----------------------------|--------------------------|----------------------------------|
| T_1 | 220 V/13,8 kV | 0,06 | 1,125 | Y-Y |
| T_2 | 13,8 kV/138 kV | 0,09 | 13,5 | Y-Y |
| T_3 | 138 kV/500 kV | 0,15 | 50 | Y-Y |

Os dados de reatância de dispersão do transformador foram determinados segundo os parâmetros apresentados em [53]. Os valores típicos de reatâncias e resistência série de transformadores são determinados por meio da classe de tensão do transformador e a potência nominal do mesmo. Para o transformador de potência 1,125 MVA e tensão do primário de 13,8 kV, os valores de reatância e impedância são praticamente iguais variando entre 4,5-8%, já que o valor da resistência série é desprezível, neste caso. Para um transformador comercial de potência e classe de tensão semelhante da fabricante WEG este valor de reatância é de 6% [54]. Diante dessas informações, foi determinado o valor da reatância de dispersão de 6 %. Para o transformador elevador de 13,8 kV/138 kV e potência de 13,5 MVA a reatância informada pelo fabricante WEG é de 9%.

Para o transformador elevador de 50 MVA e classe de tensão 500 kV, os valores de reatância variam entre 11,5-20,5%. Foi determinado o valor de 15% para reatância do referido transformador.

O transformador foi modelado no software PSCAD/EMTDC como ideal, isto é, não há perdas no ramo de magnetização, a resistência elétrica dos enrolamentos e as perdas no núcleo são nulas, assim como não há saturação no material constituinte do núcleo.

Neste contexto, em continuidade da análise das perdas no sistema fotovoltaico considerado faz-se necessária a determinação dos parâmetros elétricos dos condutores das linhas na saída CA dos inversores que estão conectados aos arranjos fotovoltaicos. Segundo [51] os dois métodos mais empregados para determinação da bitola dos condutores são o método da ampacidade ou capacidade de condução de corrente e queda de tensão unitária (QTU). Assim, a partir destes dois métodos serão calculados os parâmetros dos condutores das linhas elétricas que conectam o sistema fotovoltaico de grande porte à rede elétrica CA.

4.1.1 Dimensionamento das Bitolas dos Condutores

Pelo critério da ampacidade ou capacidade de condução de corrente, as prescrições segundo a norma NBR 14039/2003 de Instalações Elétricas em Média Tensão são

destinadas a garantir uma vida satisfatória aos cabos elétricos submetidos aos efeitos térmicos produzidos pela circulação de correntes de valores iguais às capacidades de condução de corrente respectivas, durante períodos prolongados em serviço normal [51] e [55]. Pela norma, para o cálculo da bitola dos cabos elétricos segundo o critério da ampacidade há 9 métodos de instalação como referências. Para simulações foi considerado o método de referência “E”, onde os cabos são unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e cabos tripolares em eletroduto ao ar livre [55].

Utilizando os dados do inversor mostrado na Tabela 4.1, a máxima corrente de saída no lado CA do inversor considerando tensão de 220 V é 2952 A. Este inversor, conforme mostrado na Figura 4.1 está conectado a um transformador elevador de 220 V/13,8 kV. Dessa forma a corrente no lado de alta do transformador pode ser calculada por meio de:

$$S = \sqrt{3}VI. \quad (4.3)$$

Considerando que,

$$S_{Alta} = S_{Baixa}. \quad (4.4)$$

A partir de (4.3) e (4.4) e dos dados do inversor de 1,125 MVA na Tabela 4.1, a corrente no lado de alta do transformador, isto é, do lado de tensão 13,8 kV é de aproximadamente 47 A. A Figura 4.7 ilustra o bloco de cada inversor de 1,125 MVA, com o arranjo fotovoltaico conectado em seu lado de corrente contínua. Na saída de cada inversor está conectado um transformador elevador, que eleva a tensão de operação do inversor de 220 V para a tensão de 13,8 kV.

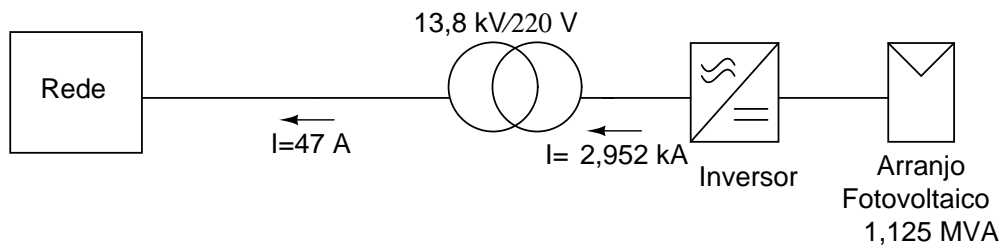


Figura 4.7: Diagrama elétrico unifilar que representa o inversor de 1,125 MVA e suas conexões.

Determinada a corrente de saída de cada inversor no lado de alta tensão do transformador, e amparado pela Seção 6.2 da NBR 14039/2003 de Instalações Elétricas

em Média Tensão [55], procedeu-se ao dimensionamento dos condutores da linha elétrica pelo critério da ampacidade.

Para análise pelo critério da ampacidade e determinação das bitolas dos condutores das linhas e seus parâmetros, utilizou-se a Figura 4.6.

Para a corrente de saída no lado de alta tensão do transformador de magnitude de 47 A, método de referência “E”, condutor de alumínio e isolamento XLPE e EPR e tensão menor que 15 kV, a seção do condutor adequada é de 10 mm^2 . Esta bitola se refere aos condutores da linha L_2 dos quatro subgrupos do grupo 1 (G_1), já que a corrente de saída de cada bloco inversor é a mesma. Para os demais grupos essa análise procede-se de maneira análoga, portanto, ao realizar os cálculos para o grupo 1 (G_1), os parâmetros calculados serão os mesmos utilizados nos demais grupos.

Para as linhas que fazem a conexão dos grupos de arranjos fotovoltaicos ao Ponto de Conexão Comum (PCC) procedeu-se com a utilização de (4.3) e (4.4), porém multiplicada pela quantidade de arranjos por subgrupo que se conectam ao PCC. Para o subgrupo 1 (Sg_1), a quantidade de arranjos conectados são 12, enquanto que para os subgrupos 2, 3 e 4 (Sg_2 , Sg_3 e Sg_4) são no total 11 arranjos.

Dessa forma, a corrente total para cálculo das bitolas dos condutores da linha L_3 do subgrupo 1 equivale a 564 A. A bitola destes condutores, segundo a norma NBR 14039/2003, é de 630 mm^2 . Para a linha L_1 deste subgrupo, utilizou (4.4) para determinar a corrente no lado de alta do transformador elevador de 13,8 kV/138 kV. Esta corrente no lado de alta tensão tem magnitude de 56,4 A e portanto, a bitola mais apropriada é de 16 mm^2 .

Para a linha L_3 dos subgrupos 2, 3 e 4 a corrente total é de 517 A e a bitola mais apropriada segundo a norma é de 630 mm^2 . Para a linha L_1 destes subgrupos, a bitola mais apropriada é de 16 mm^2 . Com as bitolas dos condutores calculadas a partir do critério da ampacidade, e segundo o catálogo de cabos e fios da fabricante Nexans [56] foram determinados os condutores apropriados. A partir dos cálculos realizados, e para o cabo de alumínio da fabricante Nexans [56], os parâmetros de resistência e reatância em função do comprimento dos condutores dos quatro subgrupos que compõem o grupo 1 estão mostrados na Tabela 4.4, cuja bitola estão em AWG (da sigla em inglês, *American Wire Gauge*, ou escala americana normalizada) que é a unidade americana para seção dos condutores elétricos. Para os demais grupos os parâmetros adotados foram os mesmo da Tabela 4.4.

Foi considerado no presente trabalho linhas elétricas aéreas e portanto a utilização de cabos de alumínio nus.

Tabela 4.4: Parâmetros dos condutores das linhas elétricas determinados pelo critério da Ampacidade

| Subgrupo | Linha | Bitola (mm^2) | Bitola (AWG) | Máxima Corrente do Condutor(A) | Resistência (Ω/km) | Reatância (Ω/km) |
|------------|-------|----------------------|-----------------|-----------------------------------|--------------------------------|------------------------------|
| Subgrupo 1 | L1 | 16 | 6 | 116 | 2,664 | 0,4813 |
| | L2 | 10 | 6 | 116 | 2,644 | 0,4813 |
| | L3 | 630 | 336,4 | 578 | 0,2063 | 0,3809 |
| Subgrupo 2 | L1 | 16 | 6 | 116 | 2,664 | 0,4813 |
| | L2 | 10 | 6 | 116 | 2,644 | 0,4813 |
| | L3 | 630 | 300 | 537 | 0,2314 | 0,3852 |
| Subgrupo 3 | L1 | 16 | 6 | 116 | 2,664 | 0,4813 |
| | L2 | 10 | 6 | 116 | 2,644 | 0,4813 |
| | L3 | 630 | 300 | 537 | 0,2314 | 0,3852 |
| Subgrupo 4 | L1 | 16 | 6 | 116 | 2,664 | 0,4813 |
| | L2 | 10 | 6 | 116 | 2,644 | 0,4813 |
| | L3 | 630 | 300 | 537 | 0,2314 | 0,3852 |

Utilizando o critério da queda de tensão unitária [51], a seção do condutor da linha elétrica é dimensionado segundo:

$$s = \frac{100\sqrt{3}\rho l_c I_c}{\Delta V V_l}, \quad (4.5)$$

onde:

- s - Seção do condutor, em m^2 ;
- ρ - Resistividade elétrica do material condutor a $20^\circ C$, em $\Omega mm^2/m$;
- I_c - Corrente de projeto a que o condutor está submetido, em A;
- l_c - Comprimento do condutor, em metros;
- V_l - Tensão fase-fase a que o condutor está submetido, em V;
- ΔV - Queda de tensão entre os terminais secundários do transformador e o ponto de entrega.

A Tabela 4.5 mostra os valores adotados para o cálculo da bitola do condutor por meio do critério da queda de tensão. A queda de tensão máxima admissível para o condutor entre os terminais secundários do transformador e o ponto de entrega, segundo [51] é de 7%. O condutor considerado foi o alumínio, apresentando a resistividade elétrica dada pela Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Valores adotadas no critério de queda de tensão

| Parâmetro | Valor |
|--|---------------------------------------|
| Resistividade elétrica do material condutor (ρ) | 0,0278 $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ |
| Queda de Tensão (ΔV) | 7 % |
| Tensão | 13,8 kV |

Os valores de corrente e comprimento do condutor das linhas de cada subgrupo estão descritos na Tabela 4.6. Estes valores de comprimento se relacionam com as dimensões físicas das disposições adotadas, conforme ilustrado na Figura 4.5.

Tabela 4.6: Valores de corrente e comprimento das linhas elétricas

| Subgrupo | Linha | Corrente (A) | Comprimento da Linha (m) |
|------------|-------|--------------|--------------------------|
| Subgrupo 1 | L1 | 56,4 | 300 |
| | L2 | 47 | 50 |
| | L3 | 564 | 100 |
| Subgrupo 2 | L1 | 51,7 | 100 |
| | L2 | 47 | 50 |
| | L3 | 517 | 100 |
| Subgrupo 3 | L1 | 51,7 | 100 |
| | L2 | 47 | 50 |
| | L3 | 517 | 100 |
| Subgrupo 4 | L1 | 51,7 | 300 |
| | L2 | 47 | 50 |
| | L3 | 517 | 100 |

Utilizando (4.5) do critério da queda de tensão, foram determinadas as bitolas dos condutores das linhas elétricas que conectam os arranjos fotovoltaicos ao PCC. A partir dos condutores de alumínio da fabricante Nexans [56], foram determinadas os condutores comerciais com a bitola equivalente àquela determinada pelos cálculos, em AWG, e que tenha a capacidade de condução de corrente apropriada. A Tabela 4.7 mostra os condutores apropriados para as linhas em estudo segundo o critério da queda de tensão e seus respectivos parâmetros elétricos.

Tabela 4.7: Parâmetros dos condutores das linhas elétricas calculados pelo critério da queda de tensão

| Subgrupo | Linha | Bitola segundo critério Q _{TU} (mm^2) | Bitola (AWG) | Resistência (Ω/km) | Reatância (Ω/km) |
|------------|-------|--|--------------|-----------------------------|---------------------------|
| Subgrupo 1 | L1 | 8,43 | 6 | 2,644 | 0,4813 |
| | L2 | 11,71 | 6 | 2,644 | 0,4813 |
| | L3 | 281,13 | 250 | 0,277 | 0,3962 |
| Subgrupo 2 | L1 | 2,57 | 6 | 2,644 | 0,4813 |
| | L2 | 11,71 | 6 | 2,644 | 0,4813 |
| | L3 | 257,7 | 4/0 | 0,3281 | 0,4025 |
| Subgrupo 3 | L1 | 2,57 | 6 | 2,644 | 0,4813 |
| | L2 | 11,71 | 6 | 2,644 | 0,4813 |
| | L3 | 257,7 | 4/0 | 0,3281 | 0,4025 |
| Subgrupo 4 | L1 | 7,73 | 6 | 2,644 | 0,4813 |
| | L2 | 11,71 | 6 | 2,644 | 0,4813 |
| | L3 | 257,7 | 4/0 | 0,3281 | 0,4025 |

Calculadas as seções dos condutores das linhas de cada subgrupo segundo os critérios da ampacidade e queda de tensão, a seção adotada em simulação para cada linha foi aquela de maior valor entre os dois métodos. Portanto, a Tabela 4.8 mostra as bitolas adotadas em simulação para condutores das linhas elétricas do sistema em estudo e seus parâmetros de resistência (Ω/km), reatância (Ω/km) e capacidade de condução de corrente em regime permanente.

Tabela 4.8: Bitolas dos condutores (AWG) e Parâmetros elétricos dos condutores adotados em simulação

| Subgrupo | Linha | Bitola do condutor (AWG) | Máxima Corrente do Condutor (A) | Resistência (Ω/km) | Reatância (Ω/km) |
|------------|-------|--------------------------|---------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|
| Subgrupo 1 | L1 | 6 | 116 | 2,644 | 0,4813 |
| | L2 | 6 | 116 | 2,644 | 0,4813 |
| | L3 | 336,4 | 578 | 0,2063 | 0,3809 |
| Subgrupo 2 | L1 | 6 | 116 | 2,644 | 0,4813 |
| | L2 | 6 | 116 | 2,644 | 0,4813 |
| | L3 | 300 | 537 | 0,2314 | 0,3852 |
| Subgrupo 3 | L1 | 6 | 116 | 2,644 | 0,4813 |
| | L2 | 6 | 116 | 2,644 | 0,4813 |
| | L3 | 300 | 537 | 0,2314 | 0,3852 |
| Subgrupo 4 | L1 | 6 | 116 | 2,644 | 0,4813 |
| | L2 | 6 | 116 | 2,644 | 0,4813 |
| | L3 | 300 | 537 | 0,2314 | 0,3852 |

Em função das distâncias das linhas elétricas que conectam o arranjos fotovoltaicos ao PCC mostradas na Figura 4.6, foi possível dimensionar a resistência e reatância indutiva das linhas para os 4 subgrupos. A Tabela 4.9 mostra os parâmetros de resistência e reatância indutiva das linhas elétricas na configuração utilizada em simulação. Para os demais grupos os parâmetros foram os mesmos mostrados na Tabela 4.9.

Tabela 4.9: Parâmetros dos condutores das linhas elétricas utilizados em simulação

| Subgrupo | Linha | Resistência ($m\Omega$) | Reatância ($m\Omega$) |
|------------|-------|---------------------------|-------------------------|
| Subgrupo 1 | L1 | 0,7932 | 0,144 |
| | L2 | 0,132 | 0,024 |
| | L3 | 0,020 | 0,038 |
| Subgrupo 2 | L1 | 0,2644 | 0,048 |
| | L2 | 0,132 | 0,024 |
| | L3 | 0,023 | 0,102 |
| Subgrupo 3 | L1 | 0,2644 | 0,048 |
| | L2 | 0,132 | 0,024 |
| | L3 | 0,023 | 0,102 |
| Subgrupo 4 | L1 | 0,7932 | 0,144 |
| | L2 | 0,132 | 0,024 |
| | L3 | 0,023 | 0,038 |

4.2 Análise das Perdas no Sistema em Estudo

Para as simulações foram analisadas as perdas de potência para o sistema fotovoltaico com função auxiliar de compensador de potência reativa para regulação da tensão no PCC, considerando os seguintes aspectos.

- A carga foi modelada como na Seção 3.3, por meio de uma impedância série RL e seu módulo foi variado segundo a função de uma rampa com fase constante, assim manteve-se a relação r/x . Esta rampa varia a impedância da carga desde seu valor nominal, cujo valor se relaciona com a potência nominal consumida, conforme visto na Figura 3.4 da Seção 3.3, até cinco vezes o valor de impedância nominal, configurando assim um estado de carga leve que representa 20% da carga nominal. Esta variação de carga se inicia no tempo de 1 segundo.
- O sistema fotovoltaico de 200 MVA foi modelado de acordo com a Figura 4.6, onde está composto de 4 grupos de 45 inversores de potência 1,125 MVA cada conectados ao PCC. Cada grupo de 45 inversores possui em seu lado CC arranjos de painéis fotovoltaicos agrupados de forma a totalizar a potência de saída de cada inversor.
- O controle adotado nos inversores do sistema fotovoltaico com função auxiliar de compensador de potência reativa foi o mesmo adotado na Seção 3.4, onde

os painéis fotovoltaicos em arranjo em conjunto com seu inversor foram emulados como uma fonte de corrente ideal controlada. Neste controle, a parcela ativa de corrente sintetizada pelo sistema fotovoltaico é gerada a partir de uma ordem de potência ativa. Esta parcela de corrente ativa está intrinsecamente relacionada com a potência ativa gerada pelos painéis fotovoltaicos, ou seja, dependente da radiação solar incidente. Por volta do meio-dia, quando a insolação solar está em seu máximo, considerando ausência de nuvens, a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico encontra-se em seu valor nominal, que no caso seria 200 MW. Assim, não haveria síntese de parcela de corrente reativa. A magnitude da corrente reativa sintetizada pelo controle proposto está relacionada com a quantidade de potência reativa do inversor e com a tensão de referência estabelecida no controle para o PCC. No caso, estabeleceu-se uma tensão de referência de 500 kV. Assim, quando há aumento da tensão no PCC devido ao aumento da potência ativa gerada pelos painéis fotovoltaicos, o STATCOM sintetiza uma corrente reativa indutiva para que a tensão medida no PCC se estabeleça no valor da tensão de referência, ou seja, em 500 kV.

- O controle central envia simultaneamente a referência de potência reativa para o controle de cada um dos 180 inversores de 1,125 MVA. O controle de potência ativa é definido localmente, onde toda a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos é fornecida ao sistema. No caso das simulações, a potência dos painéis fotovoltaicos foi gerada através de uma ordem de potência, que emula uma curva ideal de potência ativa gerada pelos painéis fotovoltaicos durante um dia sem nuvens.

A Figura 4.9 ilustra a reta de variação da impedância de carga. Inicialmente, para análise do comportamento da tensão no PCC em regime nominal de funcionamento na ausência do sistema fotovoltaico, foi considerado o circuito ilustrado na Figura 4.8, onde os parâmetros da fonte de geração e da linha de transmissão foram mantidos iguais aos da Seção 3.3. O tempo de simulação considerado foi de 7 segundos, em virtude da extensão do sistema modelado em número de nós e do tempo de resposta do simulador. A variação da carga se inicia no tempo de 1 segundo.

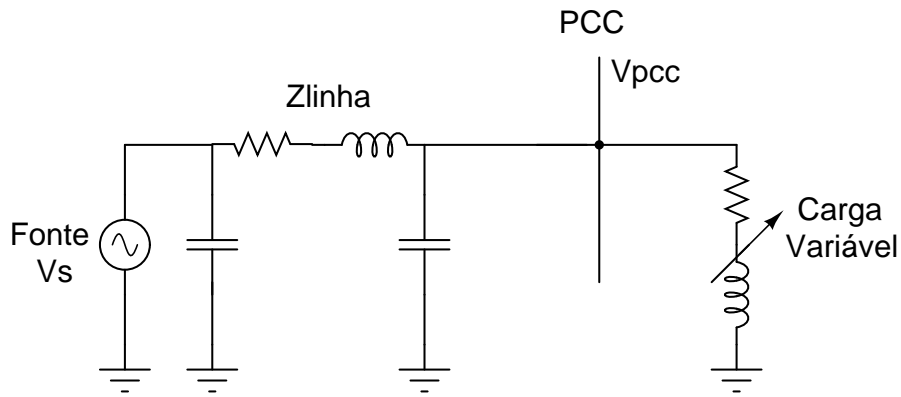


Figura 4.8: Diagrama elétrico do circuito simulado sem sistema fotovoltaico

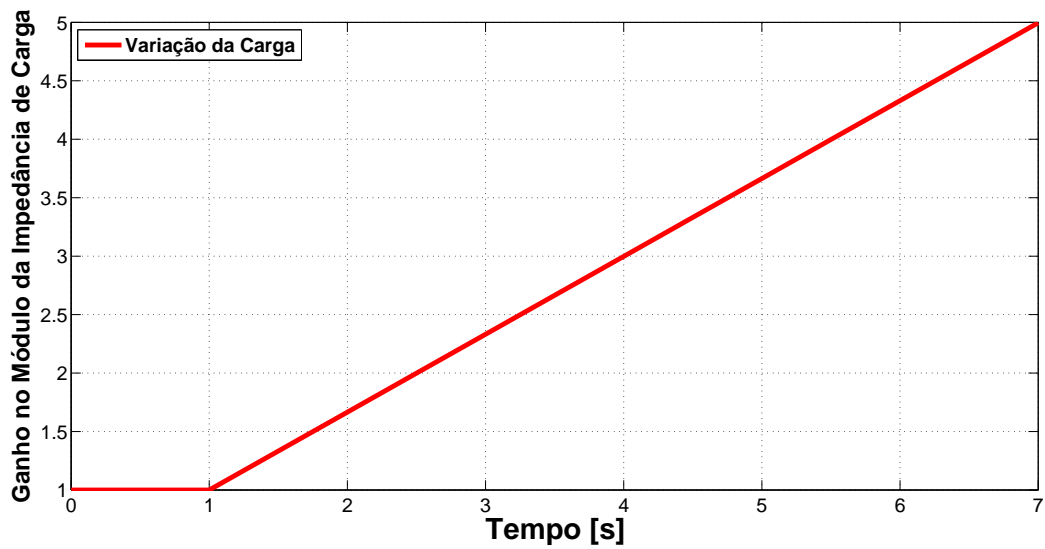


Figura 4.9: Reta de variação do módulo da impedância da carga desde seu valor nominal até cinco vezes o valor nominal da impedância.

A Figura 4.10 ilustra a tensão no PCC para a carga variável sem sistema fotovoltaico, onde é possível observar a elevação da tensão conforme há diminuição da potência requerida pela carga, isto é, aumento da impedância da mesma.

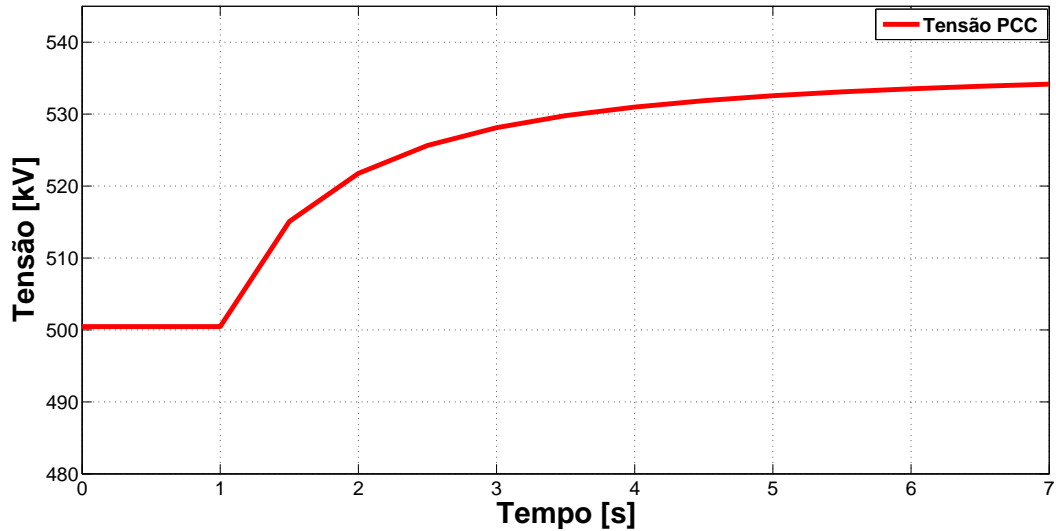


Figura 4.10: Comportamento da tensão no PCC para variação de carga, conforme Figura 4.9 e sem sistema fotovoltaico.

Para esta mesma variação de carga foi realizada simulação com sistema fotovoltaico com função auxiliar de regulação de tensão (PV+STATCOM) modelado conforme citado anteriormente. Este sistema fotovoltaico apenas está apto a compensar potência reativa, emulando assim o período noturno. Desta forma, a ordem de potência ativa dada para o controle dos inversores não está habilitado, portanto, o inversor está com sua capacidade nominal de potência reativa para realização de regulação no PCC. A Figura 4.11 ilustra o sistema simulado com sistema fotovoltaico com função auxiliar de regulação de tensão (PV+STATCOM).

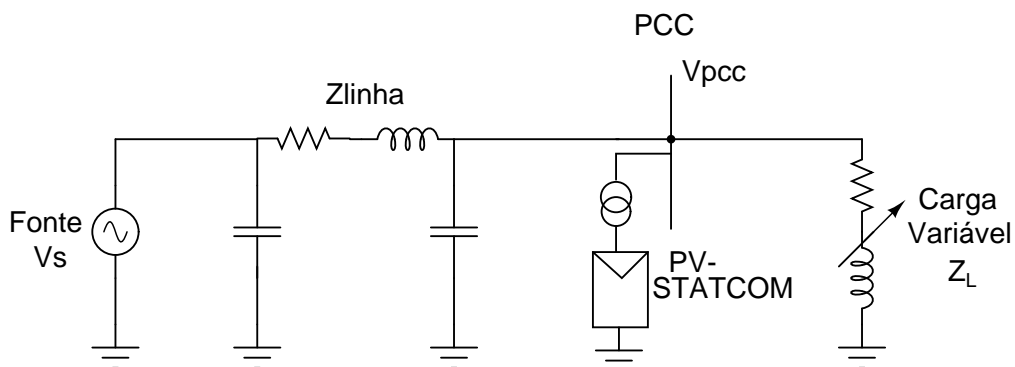


Figura 4.11: Diagrama elétrico do circuito simulado com sistema fotovoltaico com regulação de tensão (PV+STATCOM)

A Figura 4.12 ilustra a potência reativa sintetizada pelo inversor do sistema PV+STATCOM para regulação da tensão no nível de referência de 500 kV.

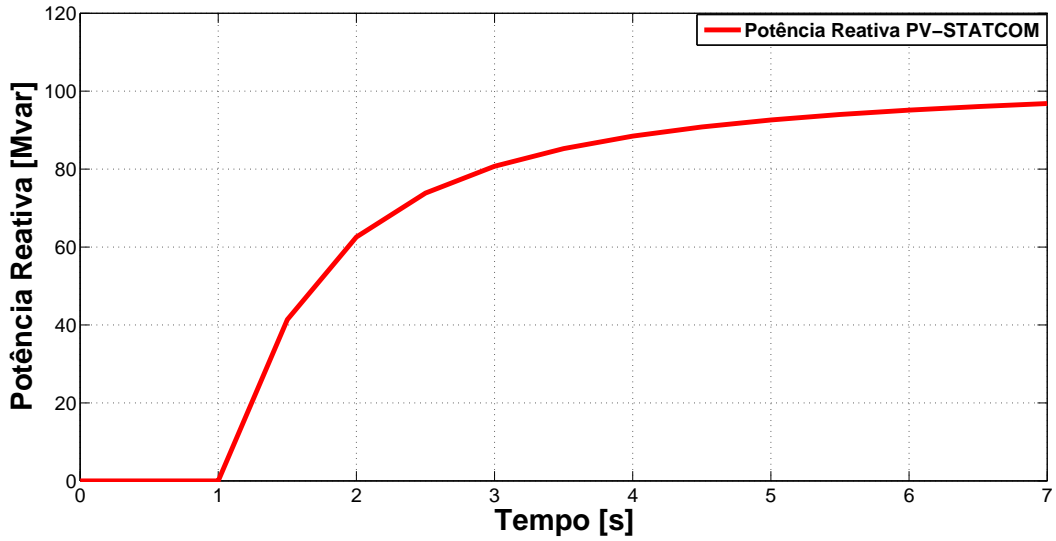


Figura 4.12: Potência reativa sintetizada pelo PV+STATCOM para regulação da tensão no PCC em 500 kV.

A Figura 4.13 mostra a tensão no PCC com o sistema fotovoltaico realizando suporte de potência reativa e carga variável em função de uma rampa.

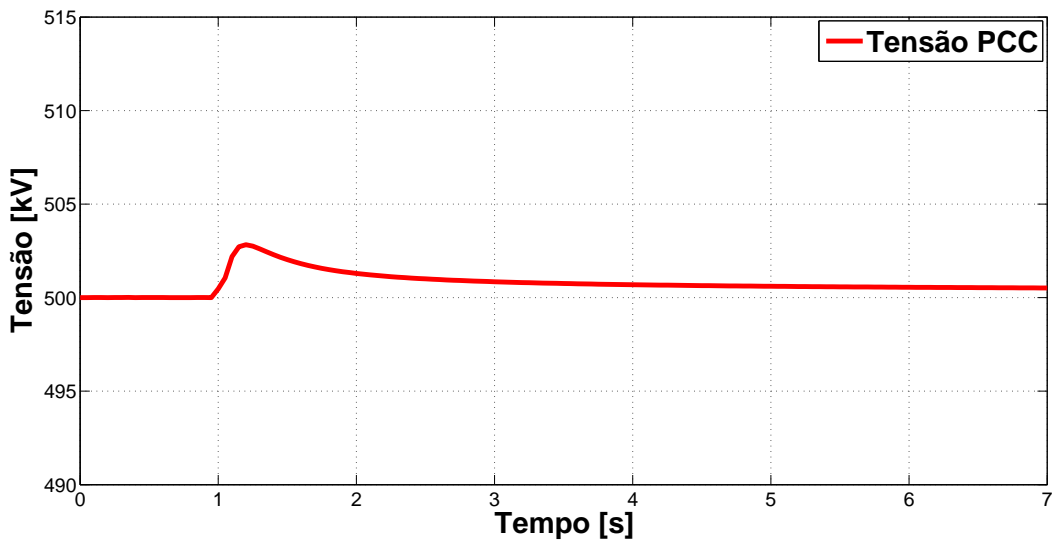


Figura 4.13: Comportamento da tensão no PCC com potência reativa sintetizada pelo PV+STATCOM.

Com o STATCOM em sua aplicação como compensador de potência reativa para regulação da tensão no PCC não há necessidade de uma fonte de potência ativa no lado CC do inversor, basta utilizar capacitores no lugar da fonte CC, uma vez que

não será injetada potência ativa no sistema. Para compensar as perdas próprias do STATCOM, devido ao chaveamento e perdas no transformador de acoplamento, controla-se a tensão média sobre o capacitor no lado CC. No entanto, para o sistema fotovoltaico proposto com algumas centenas de inversores funcionando como STATCOM a compensação das perdas de potência nos transformadores e chaveamento dos inversores além das perdas por efeito Joule nos condutores é provida pela rede elétrica, ou pelos painéis fotovoltaicos quando há incidência solar.

A Figura 4.14 ilustra a perda de potência ativa envolvida no processo de suporte de potência reativa necessária à regulação de tensão no PCC realizado pelo PV+STATCOM para o modelo de fonte de corrente adotado. Esta potência ativa está associada às perdas nos condutores das linhas, já que o modelo dos transformadores foi considerado como ideal e os inversores de tensão modelados como fontes ideais de corrente controlada, não englobando assim as perdas nas chaves semicondutoras. A perda nas linhas mostrada na Figura 4.14 foi medida na simulação, onde é a única potência ativa presente no processo de compensação de potência reativa, considerando os modelos utilizados dos transformadores e inversores ideais.

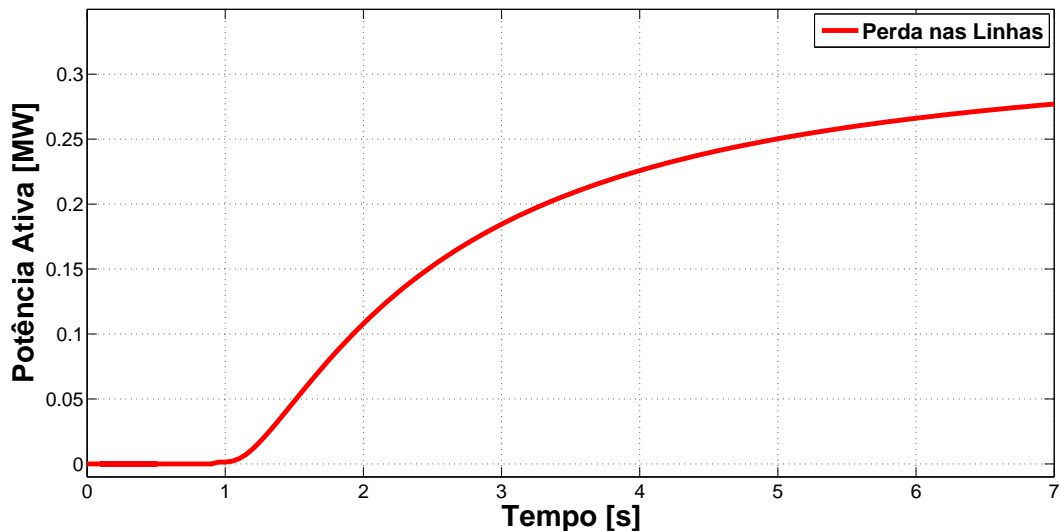


Figura 4.14: Perdas de potência ativa nas linhas com o PV+STATCOM realizando suporte de potência reativa.

Segundo a Figura 4.14 é possível observar que as perdas nas linhas para a corrente sintetizada pelo inversor e carga variável chega ao nível de aproximadamente 0,28 MW. No entanto, o sistema fotovoltaico proposto apresenta além das perdas nos condutores das linhas, as perdas nos transformadores e inversores.

Em [57] é realizado um estudo da eficiência energética em transformadores de média tensão, onde é possível concluir que a eficiência máxima dos transformadores

apresentada no estudo tem valor acima de 96% quando em corrente nominal. Para a fabricante WEG, em seu catálogo de transformadores a eficiência apresentada para os transformadores de classe de tensão e potências próximas utilizadas no presente trabalho é acima de 98% [54].

A Figura 4.15 ilustra para o subgrupo 1 (SG1) os elementos que geram as perdas de potência ativa envolvidas no processo para o STATCOM do sistema fotovoltaico realizar suporte de potência reativa. Nesta figura estão ilustradas o inversor de 1,125 MVA, as linhas de transmissão, e os transformadores. Para os demais subgrupos e grupos a análise é semelhante e para simplificação não foram mostradas na Figura 4.15.

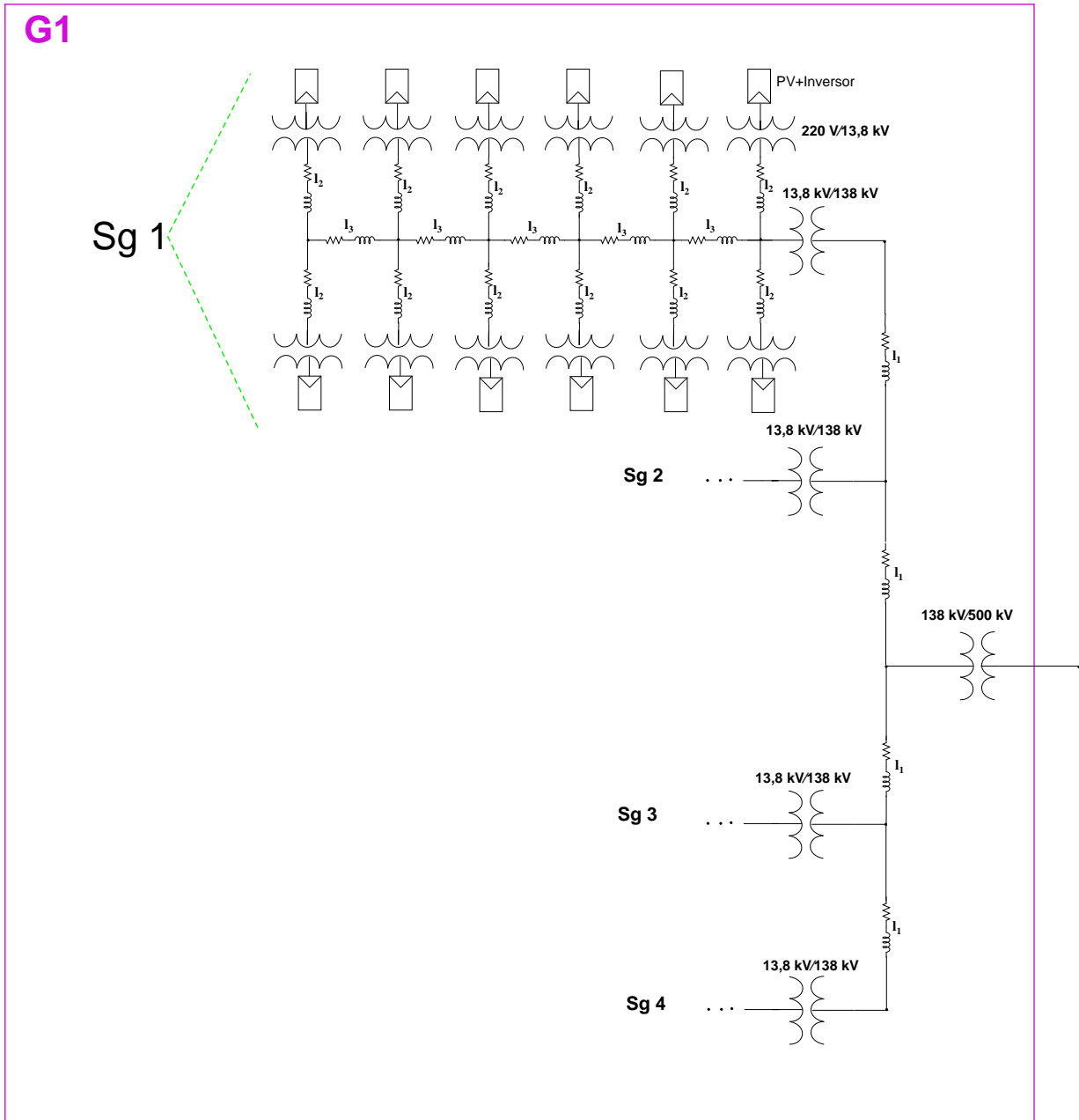


Figura 4.15: Diagrama para análise das perdas de potência ativa no sistema fotovoltaico com o PV+STATCOM realizando suporte de potência reativa.

Foi considerado nas simulações que desde a saída do inversor do sistema fotovoltaico ao PCC, há presença de 3 transformadores: um que conecta cada subgrupo ao PCC (13,8 kV/138 kV) e outro que eleva a tensão de 138 kV à 500 kV no PCC. Além disso, na saída de cada inversor há um transformador de acoplamento de 220 V/13,8 kV. Portanto, neste caso, foi necessário considerar as perdas nestes transformadores

além da perda do inversor.

Conforme citado anteriormente, os modelos de transformadores e inversores utilizados em simulação foram ideais, isto é, não englobam perdas de potência. Para que as perdas nestes elementos fossem inseridas na análise da potência entregue ao PCC, foram utilizados os dados contidos na Tabela 4.10 [54].

Tabela 4.10: Perdas nos elementos do sistema para corrente nominal

| Parâmetro | Valor |
|---------------------------------------|-------|
| Perda no inversor | 2,2% |
| Perda no transformador 220 V/13,8 kV | 1,7% |
| Perda no transformador 13,8 kV/138 kV | 1,4% |
| Perda no transformador 138 kV/500 kV | 1,4% |

Conforme detalhado na tabela dos dados do inversor utilizado (4.1) a máxima eficiência do inversor de 1,125 MVA do fabricante analisado é de 97,8%, também em corrente nominal. Assim, considerando as perdas no inversor de 2,2% e as perdas dos transformadores, conforme mostrado na Tabela 4.10, em corrente nominal para os dois equipamentos, pode-se estimar as perdas totais englobadas no processo de compensação de potência reativa para a carga variável em função de uma rampa.

As perdas mostradas na Tabela 4.10 e 4.1 para os transformadores e inversores são para a corrente nominal, conforme informado pelos seus fabricantes [54] e [52]. Assim, para que fossem analisadas as perdas para outros pontos de operação, para os transformadores e inversores, foram utilizadas:

$$P_{nominal} = 3V_{nom}I_{nom} , \quad (4.6)$$

$$P_{nominal} = 3RI_{nom}^2 , \quad (4.7)$$

$$P_{medida} = 3RI_{medida}^2 . \quad (4.8)$$

onde,

- $P_{nominal}$ - Potência nominal do sistema fotovoltaico, em MVA;
- V_{nom} - Tensão nominal eficaz de fase medida no PCC, em kV;
- I_{nom} - Corrente nominal eficaz de fase no PCC para determinada tensão nominal e potência nominal instalada, em A;
- R- Resistência elétrica, em Ω ;

- I_{medida} - Corrente rms de fase medida no PCC, em A;
- $P_{nominal}$ - Perda na potência nominal, em MW;
- P_{medida} - Perda medida, em MW.

A perda total na corrente nominal para os transformadores e inversor é de 6,7% da potência nominal do sistema fotovoltaico. Assim, a partir de (4.7) pode-se determinar a resistência equivalente para esta perda de potência, onde I_{rms} é a corrente nominal de fase para a potência e tensão nominal. Para medição das perdas para outros pontos de operação, utilizou (4.8). Portanto, a partir de (4.7) e (4.8), foi inserida uma resistência em série na simulação para emular as perdas de potência referente aos transformadores e inversores.

Dessa forma, a Figura 4.16 ilustra as perdas nos transformadores e inversores em função da corrente sintetizada pelo inversor do sistema fotovoltaico para a variação da carga considerada em simulação. É possível observar que quanto maior a magnitude da corrente que circula por estes equipamentos, maiores são as perdas envolvidas.

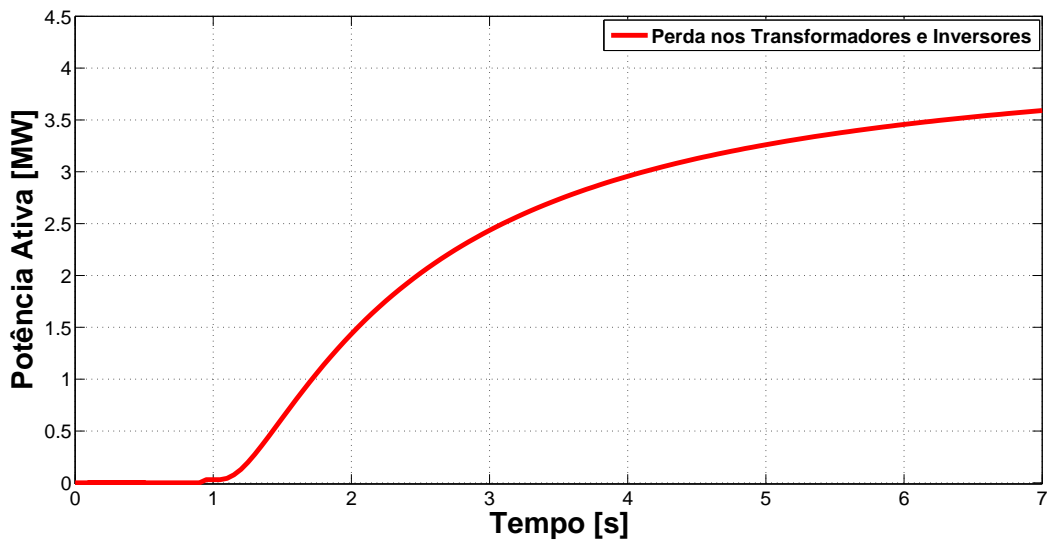


Figura 4.16: Perdas nos transformadores e inversores do sistema fotovoltaico.

As perdas totais englobadas no processo de compensação de potência reativa pelo sistema fotovoltaico estão mostradas na Figura 4.17. Estas perdas estão relacionadas com o efeito Joule nos condutores das linhas e aquelas relacionadas com os transformadores e inversores.

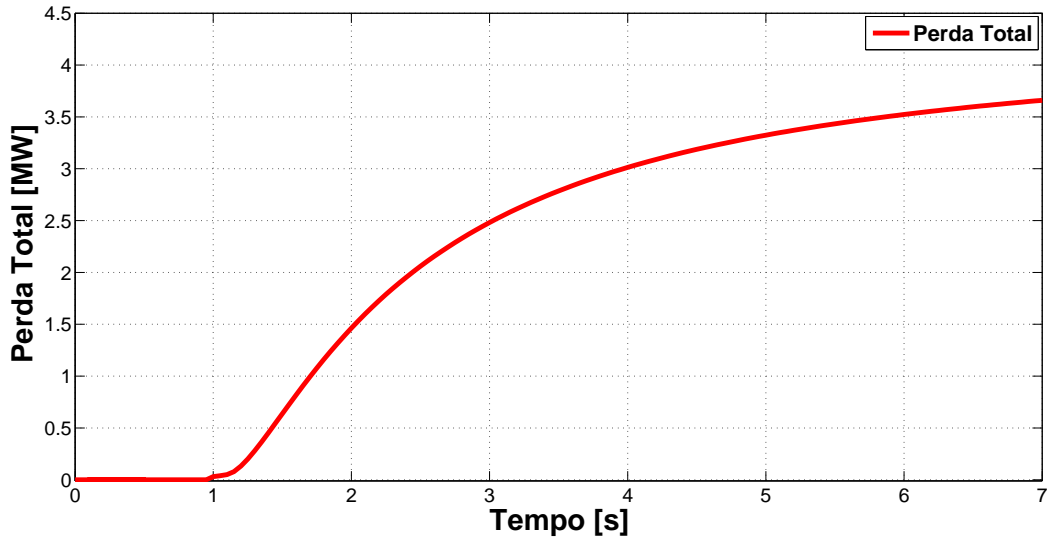


Figura 4.17: Perdas totais englobadas no sistema fotovoltaico.

O comportamento das perdas totais e também o comportamento das perdas relacionadas apenas aos transformadores e inversores do sistema fotovoltaico estão ilustrados na Figura 4.18. Desta figura, pode-se analisar que com o aumento da corrente sintetizada pelo inversor do sistema fotovoltaico para compensação de potência reativa há uma maior perda por efeito Joule nos condutores, assim como há uma maior perdas nos transformadores e inversores. No entanto, as perdas por efeito Joule nos condutores são mínimas em relação às perdas nos transformadores e inversores, onde estas são as perdas predominantes no sistema, como pode ser visto na Figura 4.18.

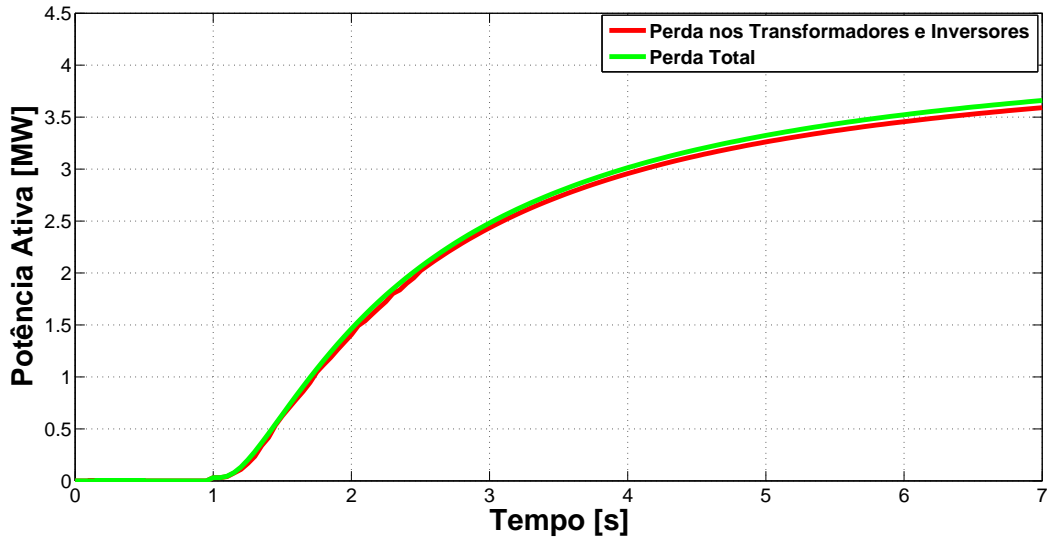


Figura 4.18: Comportamento das perdas totais englobadas no sistema fotovoltaico e das perdas relacionadas aos transformadores e inversores.

Das Figuras 4.12 e 4.17 pode-se analisar que com o aumento da potência reativa sintetizada pelo inversor do sistema fotovoltaico para a carga em análise, a perda de potência ativa aumenta gradualmente. Esta perda de potência, conforme comentando acima, se relaciona com as perdas na linha, transformadores e inversores de frequência. Quanto maior a magnitude da corrente que circula por estes elementos maior a perda nos mesmos.

Assim, conforme ilustrado na Figura 4.17 a compensação de potência reativa para regulação da tensão no PCC envolve perdas de potência ativa, que na ausência de geração por parte dos painéis fotovoltaicos, considerando período noturno ou nublados, faz-se necessário suprir da rede elétrica, isto é, do sistema da concessionária.

Haja visto que a compensação de potência reativa seja remunerado, amparado pela Resolução Nº 265 de 10 de junho de 2003 da ANEEL que dispõe sobre a remuneração de serviços ancilares e ressarcimento dos custos de operação e manutenção dos equipamentos para estes serviços, é necessário uma análise da viabilidade econômica na prestação destes serviços.

Para que a compensação reativa no sistema fotovoltaico proposto seja viável economicamente, a razão entre o preço da potência reativa sintetizada e o custo da potência ativa necessária à compensação das perdas englobadas no processo de sintetização da potência reativa deve ser maior ou igual a 1.

A Figura 4.19 ilustra a relação entre as perdas de potência ativa total, que se relacionam às perdas por efeito Joule nos condutores e perdas nos transformadores e inversores, com a potência reativa sintetizada pelo sistema fotovoltaico para a

variação da magnitude da carga em função de uma rampa. Para um ponto de operação, conforme mostrado na Figura 4.19, pode-se analisar a relação entre as perdas e a potência reativa para a situação em estudo.

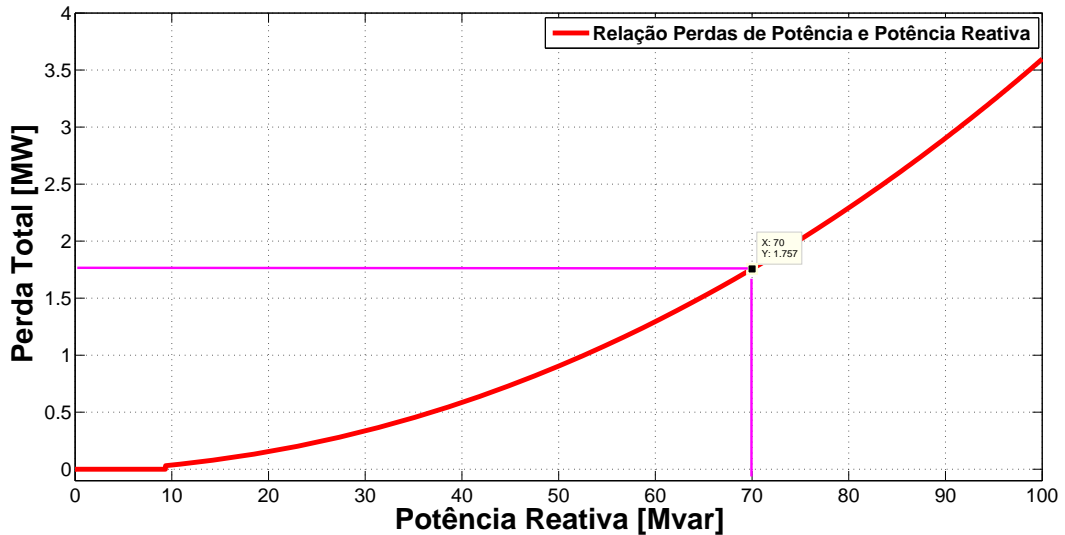


Figura 4.19: Comportamento das perdas totais englobadas no sistema fotovoltaico e da potência reativa sintetizada com variação da carga em rampa.

Neste ponto de operação, o valor da perda de potência ativa é de aproximadamente 1,75 MW enquanto que o valor de potência reativa sintetizada pelo sistema fotovoltaico é de 70 Mvar. Portanto, a relação entre estas duas variáveis é de aproximadamente 40 Mvar para cada MW de perda. Essa relação representa que para sintetizar este nível de potência reativa, o sistema fotovoltaico possui 2,5% de perdas. Estas perdas se relacionam às perdas por efeito Joule nos condutores das linhas e nos transformadores e inversores.

A Figura 4.19 ilustra o comportamento da potência reativa sintetizada pelo sistema fotovoltaico, com variação de 0 até seu valor nominal de 200 Mvar, em função das perdas totais de potência ativa deste sistema para esta variação de potência reativa.

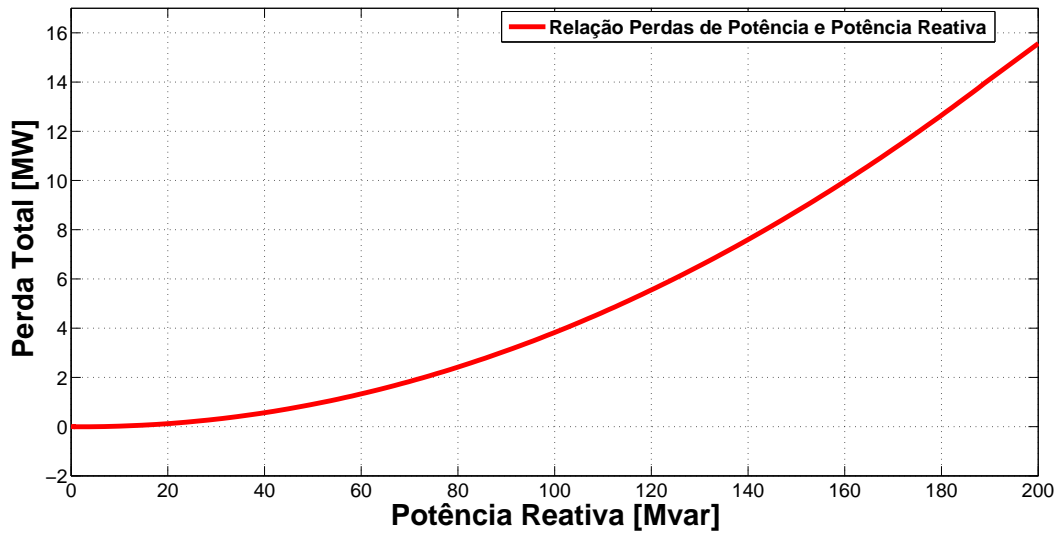


Figura 4.20: Comportamento das perdas totais englobadas no sistema fotovoltaico e da potência reativa com variação de 0 até a potência nominal.

Para o ponto de operação nominal do sistema fotovoltaico em estudo, as perdas estariam em seu valor nominal e portanto a relação entre cada Mvar sintetizado e cada MW de perdas estariam em seu valor máximo. Neste caso, com o sistema fotovoltaico realizando compensação de potência reativa em seu valor nominal de 200 Mvar, a perda de potência ativa total tem valor de aproximadamente 14 MW, conforme mostrado na Figura 4.20. Neste ponto de operação nominal, as perdas envolvidas tem valor próximo a 7%.

Em [58], [59] e [60] são apresentadas as performances dos VSCs utilizados em uma linha HVDC de elevada potência na Austrália, denominada Murraylink. Para diferentes níveis de potência de entrada, foram medidas as perdas nos VSCs deste sistema, onde o resultado está apresentado na Figura 4.21.

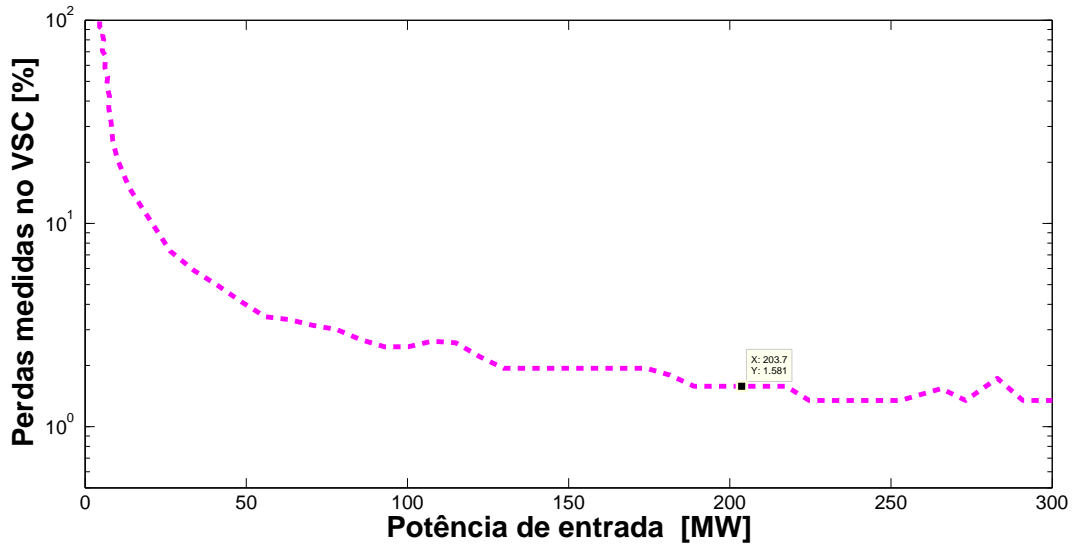


Figura 4.21: Perdas medidas no VSC em função do nível de potência.

Para um potência de 200 MW, a perda apresentada pelo VSC é de aproximadamente 1,6%. Esta perda é referente à perda de condução e chaveamento, não englobando as demais perdas no transformador e filtros.

Em [61] a empresa fabricante ABB afirma que a eficiência do STATCOM por ela fabricada é maior que 98% na corrente nominal. Assim, caso fosse utilizado um único STATCOM de grande porte para compensação de potência reativa, e considerando a perda no conversor de 1,6%, conforme apresentado acima, assim como uma perda de 1,4% para o transformador de acoplamento o STATCOM teria uma perda total de aproximadamente 3%.

Neste sentido, a eficiência do STATCOM de grande porte seria maior em relação ao sistema proposto pelo presente trabalho, que é composto por inversores de 1,125 MVA e demais transformadores para adequação da tensão, além das linhas de transmissão. Para potência nominal, as perdas no sistema proposto para compensação de potência reativa seriam próximas à 7%, conforme mostrado na Figura 4.20.

Portanto, ao se comparar o sistema fotovoltaico com função auxiliar de compensador de potência reativa proposto e o STATCOM de grande porte em termos de perdas o mais eficiente é o STATCOM de grande porte. No entanto, ele não apresentaria a vantagem de geração de potência ativa durante períodos de insolação realizado pelo sistema fotovoltaico proposto.

Ao considerar um estado de carga leve, de 70% da carga nominal, foi analisada a perda total do sistema fotovoltaico com geração de potência ativa pelos painéis fotovoltaicos e compensação de potência reativa em um dia com condição ideal de insolação. Com o sistema controlando a tensão no PCC na referência de 500 kV,

assim como com geração de potência ativa pelos painéis fotovoltaicos, a perda total está mostrada na Figura 4.22.

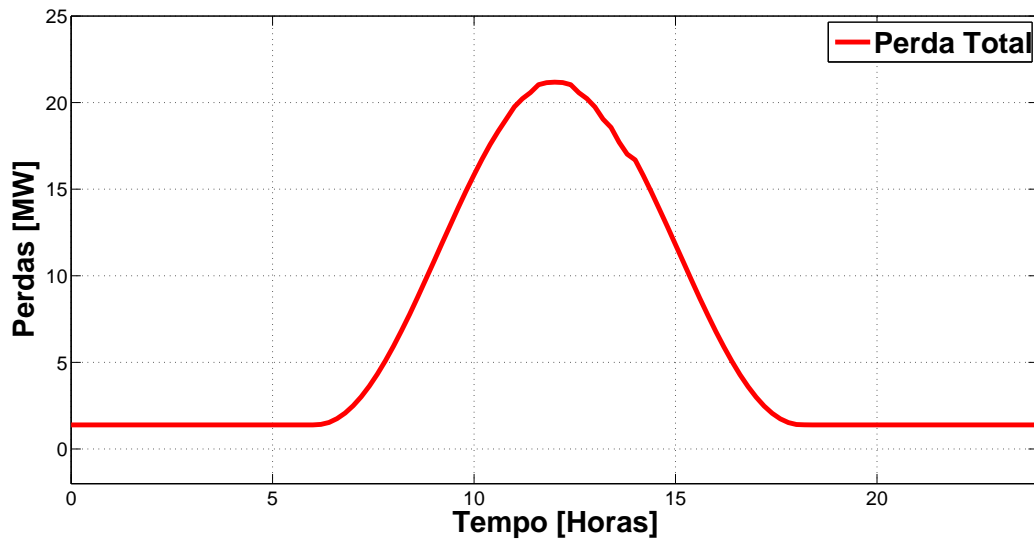


Figura 4.22: Comportamento das perdas totais englobadas no sistema fotovoltaico para carga leve (70% da carga nominal).

Para a carga considerada e dia sem nuvens, nos períodos sem geração de potência ativa pelos painéis fotovoltaicos, a tensão no PCC já se encontra elevada, acima de 500 kV, devido ao estado de carga leve. Dessa forma, o inversor do sistema fotovoltaico realiza síntese de corrente reativa para regular a tensão no PCC, de forma que esta corrente gera perdas de potência ativa, conforme mostrado na Figura 4.22. As perdas se elevam conforme aumenta a corrente no lado CA do inversor.

Para a carga considerada e dia sem nuvens, a energia gerada pelos painéis do sistema fotovoltaico é dada por:

$$Energia = \int_0^T P dt, \quad (4.9)$$

onde, P- Potência ativa, em MW e T= 24 horas.

Em 24 horas a energia gerada pelos painéis do sistema fotovoltaico é de aproximadamente 1528 MWh. As perdas, neste caso, consumiriam uma energia de aproximadamente 151 MWh.

Neste contexto, a energia consumida para suprir as perdas do sistema fotovoltaico para geração de potência ativa e também para compensação de potência reativa para regulação da tensão no PCC seria de aproximadamente 9,8% da energia diária gerada pelo sistema fotovoltaico, considerando condição diária de insolação ideal. Dessa forma, os 90,2% da energia restante está disponível para o consumidor. Ademais, o

sistema proposto foi capaz de compensar potência reativa para regular a tensão no PCC, sendo apto, portanto, a comercializar sua potência reativa e otimizar ainda mais o sistema fotovoltaico em análise.

Considerando condição diária de insolação ideal, a potência média diária gerada pelos painéis fotovoltaicos é de aproximadamente 64 MW. Esta potência média de 64 MW corresponde a 32% da potência nominal instalada do sistema fotovoltaico, que é de 200 MVA. Este valor mostra a ociosidade do conversor na maior parte do dia, já que sua capacidade nominal apenas é aproveitada próximo ao meio dia. Dessa forma, utilizar o conversor como compensador de potência reativa nestes momentos de ociosidade otimiza este tipo de sistema.

Ao considerar que amparados pela Resolução Normativa N^o 265 de 10 de junho de 2003 da ANEEL os proprietários destes sistemas poderão ser remunerados pelo serviço ancilar de compensação de potência reativa ao regular a tensão no ponto de conexão, este tipo de sistema se torna ainda mais vantajoso que os sistemas fotovoltaicos comuns, sem função auxiliar. A Resolução Normativa N^o 265 de 10 de junho de 2003 da ANEEL também prescreve o ressarcimento pela instalação de equipamentos que exerçam serviços ancilares aos proprietários destes sistemas.

A tarifa média de energia para a região nordeste, considerando diferentes classes de consumo e tensão, obtida de [62], é de R\$ 253,74 para cada MWh. Assim, o custo da energia diária consumida pelas perdas deste sistema, cujo valor é de 151 MWh, seria de aproximadamente R\$ 38 mil, considerando que toda a energia para suprir as perdas seriam advindas da rede, e não pelos painéis fotovoltaicos. No entanto, com insolação as perdas podem ser supridas pelo próprio sistema fotovoltaico, o que seria ainda mais vantajoso aos proprietários destes sistemas.

Atualmente não há tarifas normatizadas pela ANEEL para os serviços ancilares. Entretanto, para que este sistema seja viável do ponto de vista econômico a receita do mesmo com a geração de potência ativa e a síntese de potência reativa deve ser positiva ao compensar os custos com as perdas. Do ponto de vista técnico, o sistema proposto se mostra otimizado ao ser capaz de regular a tensão no PCC, aproveitando assim a ociosidade do conversor.

4.3 Conclusões Parciais

Neste capítulo foi analisado um sistema fotovoltaico de grande porte composto de conjuntos de arranjos fotovoltaicos e inversores de tensão conectados à rede elétrica quanto às perdas de potência nos condutores das linhas, transformadores e inversores. Para isso, foi modelado o sistema fotovoltaico com função auxiliar de compensador de potência reativa de potência 200 MVA em 180 arranjos de potência nominal de 1,125 MVA cada, sendo que estes arranjos são compostos de conjunto de painéis

fotovoltaicos conectados ao lado CC do respectivo inversor de frequência.

Para agrupamento destes arranjos e conexão dos mesmos à rede CA, foi proposto que os mesmos fossem agrupados em 4 grupos cuja potência de saída de cada grupo fosse de aproximadamente 50 MVA. Portanto, cada grupo de arranjos possui 45 inversores de 1,125 MVA cada e estão dispostos conforme a Figura 4.3. A disposição mostrada na Figura 4.3 foi adotada via simulação no presente trabalho devido à simetria das dimensões físicas ocupada pelos arranjos que compõem cada grupo. A disposição dos arranjos fotovoltaicos se relaciona com os parâmetros elétricos dos condutores das linhas que os conectam à rede elétrica, e conseqüentemente com as perdas por efeito Joule nos condutores, o que requer atenção quanto ao dimensionamento apropriado dos parâmetros destes condutores.

Através dos resultados mostrados no presente capítulo conclui-se que o sistema fotovoltaico com função auxiliar proposto para realização da compensação de potência reativa e regulação de tensão no PCC envolve perdas, sendo que no ponto de operação nominal estas perdas chegam a aproximadamente a 7%. Assim, para que a compensação reativa para o sistema proposto seja viável economicamente, a razão entre o preço da potência reativa sintetizada e o custo da potência ativa necessária à compensação das perdas englobadas no processo de sintetização da potência reativa deve ser maior ou igual a 1.

Neste contexto, há necessidade de analisar o custo de cada MW de potência ativa que deve ser suprido pela rede elétrica, considerando que o sistema fotovoltaico não possua armazenamento por meio de baterias, e que este custo seja viável em relação ao custo de cada Mvar de potência reativa sintetizado pelos inversores do sistema fotovoltaico.

Dessa forma, um novo negócio de comercialização de potência reativa por parte dos proprietários deste tipo de sistema com função auxiliar pode ganhar visibilidade amparados pela Resolução N° 265 de 10 de junho de 2003 da ANEEL, que dispõe sobre a remuneração de serviços ancilares e ressarcimento dos custos de operação e manutenção dos equipamentos para estes serviços.

Capítulo 5

Conclusões

Este trabalho analisou o funcionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com função auxiliar de compensador de potência reativa para controle de tensão no PCC, bem como dos impactos causados à rede pelo uso deste tipo de sistema e dos sistemas fotovoltaicos tradicionais.

No Capítulo 1 conclui-se que há uma tendência de aumento do uso de sistemas fotovoltaicos devido ao seu custo cada vez mais competitivo se comparado às tarifas de energia empregadas no país e aos elevados níveis de radiação solar no Brasil. Quanto aos sistemas fotovoltaicos com função auxiliar de regulação de tensão, justifica-se um reforço ainda maior à difusão deste tipo de tecnologia em função da Resolução Normativa Nº 265 de 10 de junho de 2003, que estabelece procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e transmissão de energia elétrica, onde estes serviços poderiam ser remunerados.

No Capítulo 2, foram apresentados os principais componentes dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Como visto nesse capítulo, os principais componentes são os painéis fotovoltaicos e os inversores CC-CA, assim como os transformadores.

Com relação aos sistemas fotovoltaicos tradicionais, estes não regulam a tensão CA, simplesmente injetam corrente na rede, podendo ser representados como uma fonte de potência ativa. Portanto, podem elevar a tensão no Ponto de Conexão Comum (PCC) a níveis superiores dos limites estipulados por norma. Neste sentido, foram mostrados os tipos de controle de tensão mais empregados no sistema elétrico, destacando o uso do conceito de STATCOM.

Além disso, foram apresentados os requisitos para a tensão no PCC em que se encontram os sistemas fotovoltaicos. Segundo o Módulo 8 do PRODIST [7] e Procedimentos de Redes da ONS [8], neste ponto o nível de tensão adequado deve estar entre os limites de 5% acima e abaixo da tensão de fornecimento para atender aos índices de qualidade propostos no referido módulo.

No capítulo 3 foi analisado um sistema fotovoltaico de grande porte composto

de conjunto de placas fotovoltaicas e inversores de tensão conectados à rede elétrica realizando suporte de potência ativa e reativa.

Através dos resultados mostrados no presente capítulo conclui-se que o sistema fotovoltaico causa vários impactos no sistema, onde destaca-se o aumento da magnitude da tensão no PCC, quando há geração de potência ativa por parte dos painéis fotovoltaicos. Como solução foi apresentado um controle para os inversores do sistema fotovoltaico atuando com função auxiliar de suporte de reativo quando houvesse disponibilidade de potência. Foi visto que o sistema proposto é capaz de realizar o controle de tensão no PCC, adequando a tensão aos índices de qualidade requeridos pelo Módulo 8 do PRODIST e Procedimentos de Redes da ONS. Neste capítulo, foi apresentado o controle para os inversores, tanto para o modelo dos inversores como fonte de corrente controlada como para os inversores modelados como VSC em ponte completa.

No capítulo 4 a análise de um sistema fotovoltaico de grande porte composto de conjuntos de arranjos fotovoltaicos e inversores de tensão conectados à rede elétrica foi realizada para quantificar as perdas de potência nos condutores das linhas, transformadores e inversores. Através dos resultados mostrados no presente capítulo, conclui-se que o sistema fotovoltaico com função auxiliar proposto para realização da compensação de potência reativa e regulação de tensão no PCC envolve perdas de potência ativa. Essas perdas, no ponto de operação nominal, podem chegar a aproximadamente a 7%. Essas perdas são relacionadas com as perdas nos transformadores, inversores e linhas.

Neste contexto, há necessidade de analisar o custo de cada MW de potência ativa que deve ser suprido pela rede elétrica, considerando que o sistema fotovoltaico não possui armazenamento por meio de baterias, e que este custo seja viável em relação ao custo de cada Mvar de potência reativa sintetizado pelos inversores do sistema fotovoltaico para regulação da tensão no PCC. Porém, a potência ativa gerada durante o dia pelos painéis pode ser utilizada para compensar as perdas durante a noite, no processo de compensação de potência reativa.

Dessa forma, pelos resultados apresentados nos capítulos 3 e 4, é possível concluir que é necessária a análise do comportamento da magnitude da tensão no PCC com presença de sistemas fotovoltaicos, levando em consideração principalmente a curva de carga do consumidor. Essa análise da qualidade da tensão no PCC permite o correto funcionamento do controle dos inversores quanto ao suporte de potência reativa para regulação da tensão. Neste contexto, também é possível quantizar as perdas de potência ativa envolvidas no processo de compensação de potência reativa, ajudando assim a viabilizar este tipo de serviço ancilar fornecido pelos inversores do sistema fotovoltaico proposto.

O sistema fotovoltaico com inversor com função auxiliar de STATCOM se mos-

trou eficiente na regulação da tensão no PCC, regulando esta tensão no nível de referência estipulado na malha de controle. Portanto, o sistema apresentado neste trabalho se mostra menos ocioso do ponto de vista elétrico em comparação aos sistemas fotovoltaicos convencionais, ao realizar regulação da tensão no PCC quando há baixa geração de potência ativa pelos painéis.

O sistema proposto pode ser usado de forma similar ao SVC instalado na barra de Bom Jesus da Lapa-Ba, que além de ser capaz de regular a tensão local também amortece as oscilações de potência na linha de transmissão. Porém, com a vantagem de gerar potência ativa pelos painéis fotovoltaicos nos períodos de insolação, diminuindo assim a dependência do sistema elétrico brasileiro com a geração hidroelétrica ou termoelétrica. Dessa forma, ele pode substituir o SVC que se encontra instalado na barra de Bom Jesus da Lapa, onde pode realizar as funções do compensador estático como também pode gerar potência ativa através dos painéis fotovoltaicos. A utilização do sistema PV+STATCOM para controle do amortecimento de oscilações de potência não foi estudado no presente trabalho, no entanto, não se espera nenhum problema que inviabilize esta possibilidade.

Este sistema pode também deixar de gerar potência ativa por um determinado período de tempo, mesmo havendo insolação. Neste período de tempo com geração desativada, o inversor deste sistema teria disponibilidade de potência reativa máxima para realizar o suporte ao sistema elétrico durante situações críticas, como por exemplo em caso de oscilações de potência. Assim, se necessário, este sistema pode ser capaz de disponibilizar potência reativa em seu valor nominal em detrimento do fornecimento de potência ativa. Porém, é necessário um estudo mais aprofundado quanto aos transientes de potência e se o controle deste sistema será capaz de responder satisfatoriamente de forma rápida e instantânea. Em regime permanente, conforme mostrado no presente trabalho, o sistema proposto foi eficaz na regulação da tensão no PCC onde o controle foi capaz de atuar mesmo com variações de insolação solar devido às nuvens.

5.1 Trabalhos Futuros

Como sugestões de trabalhos futuros para aprimoramento dessa análise podem ser citadas:

- Análise do PV+STATCOM para controle do amortecimento de oscilações de potência no sistema elétrico.
- Modelagem mais precisa dos painéis fotovoltaicos para investigar a interação entre os diversos *arrays* formados na rede CC.

Referências Bibliográficas

- [1] QUERINO, C. A. S., MOURA, M. A. L., QUERINO, J. K. A., V., R. C., FILHO, A. O. M. “Estudo da radiação solar global e do índice de transmissividade (KT), externo e interno, em uma floresta de mangue em Alagoas-Brasil”, *Revista Brasileira de Meteorologia*, v. 26, n. 2, pp. 204 – 294, 2011.
- [2] ANEEL. *Atlas da energia elétrica no Brasil*, 2005.
- [3] SAYIGH, A. “World renewable energy”, *The Third World Conference on Photovoltaic Conversion*, 2003.
- [4] CASTANER, L., SILVESTRE, S. *Modelling Photovoltaic Systems Using PSpice*. Wiley, 2003. ISBN: 9780470855539.
- [5] ROMERO-CADAVAL, E., FRANCOIS, B., MALINOWSKI, M., ZHONG, Q.-C. “Grid-Connected Photovoltaic Plants: An Alternative Energy Source, Replacing Conventional Sources”, *Industrial Electronics Magazine, IEEE*, v. 9, n. 1, pp. 18–32, March 2015. ISSN: 1932-4529. doi: 10.1109/MIE.2014.2362211.
- [6] DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR GTES, G. “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos”. 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 18 de ago. de 2015, 22:00.
- [7] ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. Módulo 8*, 2010.
- [8] ONS. *Submódulo 2.8 do Procedimentos de Redes*, 2011.
- [9] CARVALHO, K. *Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Integrados à Rede Elétrica: Condições de Operação e seus Impactos*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.
- [10] CRESESB. “Atlas Solarimétrico do Brasil”. 2000. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_

Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf>. Acesso em: 01 de set. de 2014, 13:00.

- [11] EPE. “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Energética Brasileira”. 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf>. Acesso em: 01 de set. de 2014, 14:00.
- [12] FAIRLEY, P. “Residential solar power heads toward grid parity”, *Spectrum, IEEE*, v. 50, n. 4, pp. 12–13, April 2013.
- [13] *RESOLUÇÃO ANEEL N^o 265, DE 10 DE JUNHO DE 2003*, 2003.
- [14] BARBOSA, P., ROLIM, L. G. B., WATANABE, E., HANITSCH, R. “Control strategy for grid-connected DC-AC converters with load power factor correction”, *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, v. 145, n. 5, pp. 487–491, Sep 1998. ISSN: 1350-2360. doi: 10.1049/ip-gtd:19982174.
- [15] HINGORANI, N., GYUGYI, L. *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. Wiley, 2000. ISBN: 9780780334557.
- [16] KOKILAVANI, S., JASMINE, S. S. “Regulation of Grid Voltage by the Application of Photovoltaic (PV) Solar Farm as STATCOM”, *International Journal of Engineering Research and Applications*, 2012.
- [17] VARMA, R., KHADKIKAR, V., SEETHAPATHY, R. “Nighttime Application of PV Solar Farm as STATCOM to Regulate Grid Voltage”, *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 24, n. 4, pp. 983–985, Dec 2009. ISSN: 0885-8969. doi: 10.1109/TEC.2009.2031814.
- [18] LACERDA, V. *Sistema Monofásico de Aproveitamento Fotovoltaico Caracterizado por Baixa Distorção Harmônica Injetada na Rede e Rastreamento de Máxima Potência*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2010.
- [19] RODRIGUES, M. D. C. B., TEIXEIRA, E. C., BRAGA, H. A. C. “Uma Visão Topológica sobre Sistemas Fotovoltaicos Monofásicos conectados à Rede de Energia Elétrica”, *Fifth Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission*, 2003.
- [20] CARRASCO, J., FRANQUELO, L., BIALAZIEWICZ, J., E., G., R.C.P., G., PRATS, M., LEON, J., ALFONSO, N. “Power-Electronic Systems for

the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey”, *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 53, n. 4, pp. 1002–1016, May 2006.

- [21] WALKER, G., SERNIA, P. “Cascaded DC-DC converter connection of photovoltaic modules”, *Power Electronics, IEEE Transactions on*, v. 19, n. 4, pp. 1130–1139, July 2004. ISSN: 0885-8993. doi: 10.1109/TPEL.2004.830090.
- [22] CRESESEB. *Energia Solar: Princípios e Aplicações*. CRESESEB, 2006.
- [23] HECKTHEUER, L. *Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos*. Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2001.
- [24] KYOCERA. “Catálogo de Módulos Fotovoltaicos”. 2015. Disponível em: <<http://www.kyocerasolar.com.br/modulos-solares/kd245gh-4fb.html>>. Acesso em: 18 de jul. de 2015, 19:00.
- [25] SOLAR, M. “Como são ligados em série mais painéis solares?” 2015. Disponível em: <<http://www.mpptsolar.com/pt/paineis-solares-em-serie.html>>. Acesso em: 01 de fev. de 2015, 13:20.
- [26] ABERLE, A. G., WENHAM, S. R., GREEN, M. “A new method for accurate measurements of the lumped series resistance of solar cells”. In: *Photovoltaic Specialists Conference, 1993., Conference Record of the Twenty Third IEEE*, pp. 133–139, May 1993. doi: 10.1109/PVSC.1993.347065.
- [27] CASARO, M. M., MARTINS, D. C. “Modelo de Arranjo Fotovoltaico Destinado a Análise em Eletrônica de Potência Via Simulação”, *Revista Eletrônica de Potência*, 2008.
- [28] *BP SX 120 Watt Multicrystalline Photovoltaic Module datasheet*, 2001.
- [29] MATOS, F. *Contribuição ao estudo de um sistema solar fotovoltaico monofásico de único estágio*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2011.
- [30] DAHONO, P., KATAOKA, T., SATO, Y. “Dual relationships between voltage-source and current-source three-phase inverters and its applications”. In: *Power Electronics and Drive Systems, 1997. Proceedings., 1997 International Conference on*, v. 2, pp. 559–565 vol.2, May 1997. doi: 10.1109/PEDS.1997.627422.
- [31] IEEE-SA STANDARDS BOARD. *Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaics Systems-IEEE-STD.929-2000*. IEEE, 2000.

- [32] IEEE-SA STANDARDS BOARD. *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems -IEEE Std 1547TM-2003 (R2008)*. IEEE, 2003.
- [33] HASHIM, T., MOHAMED, A., SHAREEF, H. “A review on voltage control methods for active distribution networks”, *Electrical Review. ISSN 0033-2097.*, 2012.
- [34] SILVA, J., KRUSCHEL, W., ZACHARIAS, P. “Power Electronics for Voltage Control in Distribution Networks”, *16 th Kassel Symposium Energy Systems Technology*, 2011.
- [35] GWUISDORF, T., BOCHARD, T., REHTANZ, C. “Technical and economic evaluation of voltage regulation strategies for distribution grids with a high amount of fluctuating dispersed generation units”, *2010 IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply (CITRES)*,, 2010.
- [36] BECHARA, R. *Análise de Falhas em Transformadores de Potência*. Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, 2010.
- [37] LIANG, Y., NWANKPA, C. “A new type of STATCOM based on cascading voltage-source inverters with phase-shifted unipolar SPWM”, *Industry Applications, IEEE Transactions on*, v. 35, n. 5, pp. 1118–1123, Sep 1999. ISSN: 0093-9994. doi: 10.1109/28.793373.
- [38] BARBOSA, P., MISAKA, I., WATANABE, E. “Advanced Var Compensators using PWM-Voltage Source Inverters”. In: *Anais do II Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência*, pp. 173–178, 1993.
- [39] BARBOSA, P., DE LIMA, A., WATANABE, E. “Modeling of Thyristor and GTO based Shunt Compensators for FACTS Applications”. In: *Anais do IV Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência*, pp. 455–460, 1997.
- [40] ONS. “Mapas do Sistema Interligado Nacional”. 2015. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx>. Acesso em: 19 de jun. de 2015, 13:00.
- [41] WATANABE, E. H., BARBOSA, P. G., ALMEIDA, K. C., TARANTO, G. N. “Tecnologia FACTS: Tutorial”, *Revista Controle & Automação*, v. 9, pp. 39–35, 1998.
- [42] CEPEL. *Software de Análise de Redes Elétricas- ANAREDE. Versão 10.0.1*, 2013.

- [43] INTERNATIONAL, M. H. *Software PSCAD/EMTDC. Versão 4.2.0*, 2014.
- [44] LOPES, L. *Sistema Experimental Fotovoltaico de Geração de Energia Elétrica operando em Paralelo com a Rede Elétrica CA*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2006.
- [45] MOHAN, N., UNDELAND, T., ROBBINS, W. *Power Electronics: Converters, Applications, and Design*. John Wiley and Sons, 2003.
- [46] ZMOOD, D., HOLMES, D. “Stationary frame current regulation of PWM inverters with zero steady-state error”, *Power Electronics, IEEE Transactions on*, v. 18, n. 3, pp. 814–822, May 2003. ISSN: 0885-8993.
- [47] AKAGI, H., WATANABE, E. H., AREDES, M. *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*. New Jersey, Wiley Inter-science, 2007.
- [48] ALBUQUERQUE, F. L., MORAES, A. J., C., G. G., SANHUEZA, S. M., VAZ, A. R. “Sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica operando como gerador de potência ativa e compensador de potência reativa”. In: de Uberlândia, U. F. (Ed.), *Conferência de estudos em engenharia elétrica*, 2009.
- [49] FRANCISQUINI, A. *Estimação de curva de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição*. Tese de Mestrado, Universidade Estadual Paulista, 2006.
- [50] SOUZA, A., COSTA JUNIOR, P., OLIVEIRA, R., ZAGO, M., PAPA, J., GASTALDELLO, D. “Algoritmos para estimar curvas de cargas a partir de padrões de hábitos de consumo”, *Proceedings of the 9th Brazilian Conference on Dynamics Control and their Applications*, 2010.
- [51] FILHO, J. *Instalacoes Elétricas Industriais*. Rio de Janeiro, Livros Técnicos e Científicos, 2007. ISBN: 9788521615200.
- [52] WEG. “SIW- Catálogo de Inversores Solares Fotovoltaicos”. 2013. Disponível em: <<http://www.weg.net/br/Produtos-e-Servicos/Drives/Inversor-Solar-Fotovoltaico/SIW>>. Acesso em: 01 de dez. de 2014, 12:00.
- [53] STEVENSON, W. *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*. Rio de Janeiro, McGraw-Hill do Brasil, 1974.

- [54] WEG. “Catálogo On-line de Transformadores”. 2015. Disponível em: <http://ecatalog.weg.net/tec_cat/tech_transformadores.asp>. Acesso em: 15 de dez. de 2014, 10:15.
- [55] ABNT. *Instalações Elétrica em Média Tensão - NBR 14039*, 2005.
- [56] BRASIL, N. “Alumínio Condutores Nus”. 2011. Disponível em: <http://www.nexans.com.br/eservice/SouthAmericaen/fileLibrary/Download_540134436/SouthAmerica/files/NUS_2011.pdf>. Acesso em: 01 de fev. de 2015, 13:00.
- [57] CARDOSO, B. *Eficiência de Transformadores de Média Tensão*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Itajubá, 2005.
- [58] MATTSSON, I., RAILING, B., WILLIAMS, B., G., M., CLARKE, C. “Muralink, the longest underground HVDC cable in the world”, *Cigré, Seção B4-103*, 2004.
- [59] DODDS, S., RAILING, B., AKMAN, K., JACOBSON, B., WORZYK, T., NILSON, B. “HVDC VSC (HVDC light) transmission – operating experiences”, *Cigré, Seção B4-203*, 2010.
- [60] GONDHALEKAR, N., KOTUR, D., SENGUPTA, A. “VSC-HVDC System for Performance Enhancement”, *International Journal of Engineering Research & Technology*, 2013.
- [61] ABB. “Catálogo técnico de STATCOM. PCS100”. 2015. Disponível em: <<http://www.abb.com/product/seitp322/fcfb1267f06615994825770c0013caf3.aspx>>. Acesso em: 01 de dez. de 2014, 12:15.
- [62] ANEEL. “Tarifas de energia médias por região”. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>>. Acesso em: 01 de nov. de 2014, 10:20.

Apêndice A

Cálculo da Impedância da Linha de Transmissão e Impedância Equivalente da Carga

O circuito equivalente utilizado para o cálculo da impedância da linha de transmissão e impedância equivalente da carga está descrito na Figura A.1.

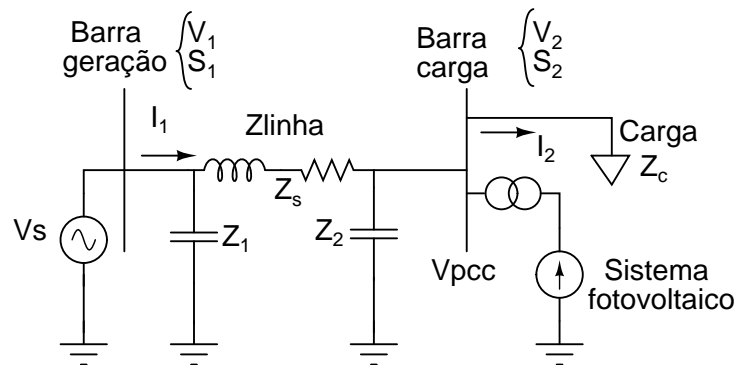


Figura A.1: Circuito equivalente sob estudo.

Dados fornecidos no Programa Anarede

$$V_1 = 527 \angle -31 kV$$

$$S_1 = P + jQ = 554,9 - j14,1 MVA$$

(A.1)

$$V_2 = 524 kV$$

$$S_2 = P + jQ = 543,4 - j15 MVA$$

Cálculo das Correntes

$$\begin{aligned} I_1 &= \left(\frac{S_1}{V_1}\right)^* \\ I_2 &= \left(\frac{S_2}{V_2}\right)^* \end{aligned} \tag{A.2}$$

Cálculo da impedância série

$$Z_s = \frac{V_1 - V_2}{I_1 - \frac{(I_1 + I_2) \cdot V_1}{V_1 + V_2}} \tag{A.3}$$

Cálculo das impedâncias shunt

$$\begin{aligned} Z_1 &= \frac{V_1}{\frac{(I_1 + I_2) \cdot V_1}{V_1 + V_2}} \\ Z_2 &= \frac{V_2}{\frac{(I_1 + I_2) \cdot V_2}{V_1 + V_2}} \end{aligned} \tag{A.4}$$

Cálculo da impedância equivalente da carga

$$Z_c = \frac{-v^2}{i^2} \tag{A.5}$$

Apêndice B

Princípio de Funcionamento do STATCOM

O funcionamento básico do STATCOM [15] é normalmente explicado tomando por base a operação em regime permanente e considerando o conceito de fasores. Desta forma, para ocorrer o controle da potência reativa por um inversor funcionando como STATCOM é necessário que haja uma diferença de amplitude entre os fasores das tensões do PCC e nos terminais do inversor. Naturalmente o inversor está operando exatamente na mesma frequência e fase da tensão no PCC.

O funcionamento do STATCOM é explicado com auxílio do compensador paralelo ideal e através deste é mostrado como são controladas as potências reativa indutiva e capacitiva.

Considerando o equivalente fasorial de Thévenin do sistema elétrico ao qual o STATCOM está conectado e o equivalente de Thévenin do STATCOM, tem-se o esquema mostrado na Figura B.1. As situações entre estas fontes descritas pelos diagramas fasoriais das tensões e correntes estão mostrados na Figura B.2.

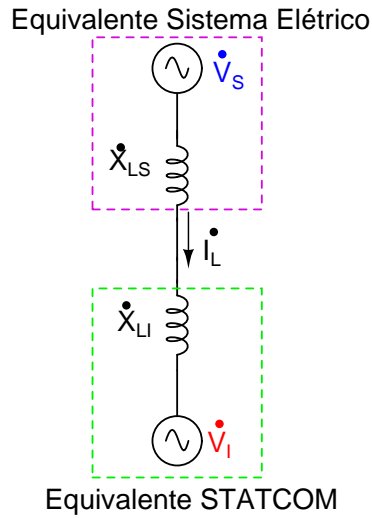


Figura B.1: Diagramas simplificados do STATCOM e sistema equivalente CA.

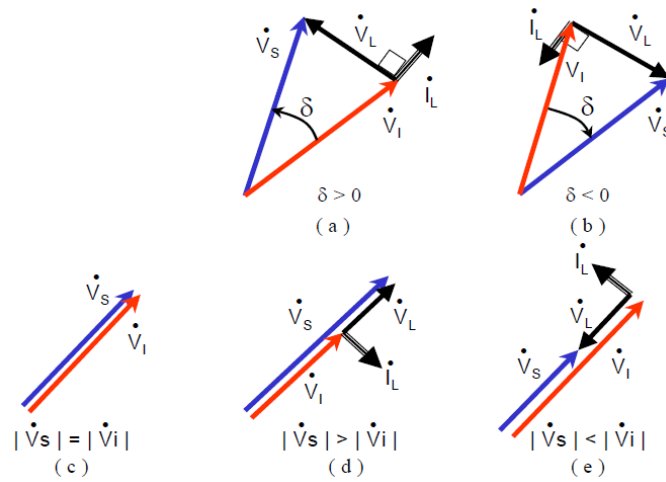


Figura B.2: Diagramas fasoriais de tensões e corrente.

Nos diagramas mostrados na Figura B.2 e nas equações seguintes foi considerado que as resistências são desprezíveis e que o ângulo de defasagem entre as duas tensões é δ . Desenvolvendo as equações de potência entre duas fontes para a situação mostrada no esquema simplificado da Figura B.2, temos:

$$P_S = \frac{V_S V_I}{X_L} \text{sen}(\delta) \tag{B.1}$$

$$Q_S = \frac{V_S^2}{X_L} - \frac{V_S V_I}{X_L} \text{cos}(\delta)$$

Caso o fasor da tensão CA esteja em fase com o fasor da tensão gerada pelo STATCOM, não existirá fluxo de potência ativa entre a rede e o STATCOM. Assim:

- (i) Caso a amplitude da tensão da rede seja maior que a da tensão do STATCOM, este funciona como um banco de indutores equivalente com potência reativa indutiva;
- (ii) Caso a amplitude da tensão da rede seja menor que a da tensão do STATCOM, este funciona como um banco de capacitores equivalente com potência reativa capacitiva.
- (iii) Caso haja defasagem diferente de zero entre as tensões CA e as tensões do STATCOM, existe um fluxo de potência ativa. Deste modo:
- (iv) Se a tensão na rede CA estiver adiantada de $\delta > 0$, com relação à tensão do STATCOM, haverá um fluxo de potência ativa para dentro do compensador estático;
- (v) Se a tensão na rede CA estiver atrasada de $\delta < 0$, com relação à tensão do STATCOM, haverá um fluxo de potência ativa para fora do compensador estático.

Verifica-se assim que uma fonte de tensão com capacidade de controle de fase pode direcionar o fluxo de potência ativa, e com o controle de amplitude, pode-se controlar a potência reativa naquele ponto do circuito.

Os controles de potência reativa, dados em (i) e (ii) são possíveis uma vez que esta potência nos terminais do STATCOM depende do módulo de sua tensão CA. Dessa forma fica claro que controlar a potência reativa nos terminais de um inversor pode ser feito alterando o índice de modulação do PWM, e portanto, regulando a tensão no ponto onde está conectado.

O controle usando fasores foi proposto em uma época em que os conversores de tensão eram chaveados praticamente na frequência da rede. Conversores mais modernos são baseados em controle tipo PWM associados a malhas de controle de corrente. Neste caso, as referências de corrente de um STATCOM podem ser geradas usando, por exemplo, a Teoria da Potência Instantânea [47]. Quando esta teoria é utilizada para gerar a referência de corrente e a ordem é para controle de potência reativa, implicitamente este controle está atuando de forma idêntica ao caso referido em (i) e (ii).