

Isabela Miranda Aronovich

**Controle de geração fotovoltaica de um
autoprodutor inserido no mercado livre
de energia**

Versão Corrigida

Dissertação de mestrado apresentada à
Escola Politécnica para a obtenção do título
de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de
Potência


Orientador: Prof. Dr. Renato M. Monaro


São Paulo
2024

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 02 de Fevereiro de 2024

Assinatura do autor:  ISABELA MIRANDA ARONOVICH
Data: 01/02/2024 20:57:42-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Assinatura do orientador:  RENATO MACHADO MONARO
Data: 02/02/2024 09:32:47-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Catlogação-na-publicação

Aronovich, Isabela

Controle de geração fotovoltaica de um autoprodutor inserido no mercado livre de energia / I. Aronovich -- versão corr. -- São Paulo, 2023.

95 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Mercado livre de energia 2.Autoprodução de energia 3.Sistema fotovoltaico 4.Controle de geração I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Dedico este trabalho ao meu noivo, Rodrigo, aos meus pais, Ana Lucia e Mauricio, e minha irmã, Isadora, que me apoiaram e me incentivaram desde o início e foram compreensíveis nos momentos que exigiram maior concentração e dedicação.

Agradecimentos

Agradeço ao meu orientador, Renato Monaro, que sempre se mostrou bastante paciente em me ensinar e em me orientar no meu trabalho, além de me tranquilizar nos momentos mais desafiadores.

Agradeço à minha amiga e colega de profissão Daniele Freitas, especialista em dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos, que me esclareceu diversas dúvidas que tinha sobre esse assunto.

Agradeço ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo pela oportunidade da realização do mestrado.

Resumo

No Brasil, quando um sistema fotovoltaico está inserido no mercado livre de energia, ele pode se enquadrar como produtor independente de energia ou como autoprodutor de energia. Quando um agente do mercado livre de energia está classificado na categoria de autoprodução, ele pode vender seus excedentes de energia após se cadastrar na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. No entanto, quando o sistema fotovoltaico é dimensionado para seu próprio consumo, este cadastro pode acabar não sendo vantajoso, uma vez que o autoprodutor fica exposto à volatilidade do Preço de Liquidação das Diferenças. Ao tomar a decisão de não vender seus excedentes, o autoprodutor precisa realizar um controle de geração em seu sistema fotovoltaico de forma a evitar que ocorra injeção de potência na rede.

Este trabalho apresenta um contexto sobre a autoprodução de energia fotovoltaica no Brasil e no mundo, sendo verificado em quais países o controle de geração é vantajoso. Em seguida, é feita uma revisão bibliográfica sobre os principais métodos de controle de sistemas fotovoltaicos, sendo selecionado o método Perturba & Observa adaptado para o controle de geração implementado. O estudo de caso é feito em uma unidade de autoprodução de energia localizada na cidade de Sentinela do Sul, Rio Grande do Sul. A modelagem do sistema foi implementada em *Matlab / Simulink*. Após as simulações, foi verificada a eficácia da metodologia de controle aplicada, sendo possível utilizá-la na prática nos locais cuja regulação torna o controle de geração vantajoso para o autoprodutor.

Palavras-chave: Mercado livre de energia, autoprodução de energia, sistema fotovoltaico, controle de geração.

Abstract

In Brazil, when a photovoltaic system is inserted in the free market of energy, it can be classified as independent producer of energy or as self producer of energy. When classified in the second category, it can sell their surplus energy after registering on the Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. However, when the photovoltaic system is designed for self consumption, this registration does not bring advantage for the self producer, since it is exposed to volatility of the price of the differences settlement. When the self producer decides to not sell its energy surplus, he needs to do a generation control in its photovoltaic system to avoid the power injection in the grid.

This work presents a context about the self production of photovoltaic energy in Brazil and in the world, verifying in which countries it is advantageous to do the generation control. Then, it is done a bibliographic revision about the main methods of photovoltaic systems control, being selected the adapted Disturbance & Observer methodology to the implement the generation control in this work. The case study is done in a self producer unity, located at the city Sentinela do Sul, Rio Grande do Sul. The system modeling was implemented in *Matlab / Simulink*. After the simulation, it was verified the efficiency of the applied control methodology. Thus, it is possible to use it in the practice in the place where the generation control is advantageous to the self producer.

Keywords: Free market of energy, self production of energy, photovoltaic system, generation control.

Lista de figuras

Figura 1	Evolução da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no Brasil . . .	26
Figura 2	Curva I x V característica para um módulo fotovoltaico de 310 W da Canadian Solar	53
Figura 3	Topologia de um inversor central	54
Figura 4	Topologia de um inversor <i>string</i> de um único estágio	55
Figura 5	Topologia de um inversor <i>string</i> de múltiplos estágios	55
Figura 6	Topologia de um micro inversor	56
Figura 7	Fluxograma do método Perturba & Observa para incremento de tensão	58
Figura 8	Alteração do ponto de máxima potência devido alterações nas condições atmosféricas	58
Figura 9	Curva P x V de um arranjo fotovoltaico	59
Figura 10	Fluxograma do método condutância incremental	60
Figura 11	Exemplo de configuração Volt-Var	62
Figura 12	Exemplo de configuração Volt-Watt	63
Figura 13	Curva P x V com o controle deloading	64
Figura 14	Diagrama esquemático da metodologia deloading para controle de geração	64
Figura 15	Diagrama de blocos do controle deloading para equilíbrio de frequência	65
Figura 16	Fluxograma da metodologia Perturba & Observa adaptado	68
Figura 17	Circuito simplificado do sistema fotovoltaico	68
Figura 18	Circuito para controle de corrente	70
Figura 19	Circuito ente inversor e arranjo fotovoltaico	72
Figura 20	Circuito para controle de tensão	74
Figura 21	Comportamento da irradiância ao longo da simulação	77
Figura 22	Corrente no eixo d após o controle de corrente	77
Figura 23	Corrente no eixo q após o controle de corrente	78
Figura 24	Potência ativa após o controle de corrente	78
Figura 25	Potência reativa após o controle de corrente	79

Figura 26	Tensão no lado CC	79
Figura 27	Corrente no eixo d após o controle de tensão	80
Figura 28	Corrente no eixo q após o controle de tensão	80
Figura 29	Potência ativa versus potência limite após o controle de tensão	81
Figura 30	Potência reativa após o controle de tensão	81
Figura 31	Tensão no lado CC após o controle de geração	82
Figura 32	Potência ativa gerada versus potência limite e consumo do autoprodutor	83
Figura 33	Corrente no eixo d após o controle de geração	83
Figura 34	Corrente no eixo q após o controle de geração	84
Figura 35	Potência reativa após o controle de geração	84
Figura 36	Potência ativa sem o controle de geração	85

Lista de tabelas

Tabela 1	Padrão de consumo da unidade consumidora analisada	43
Tabela 2	Tarifas de aplicação para o grupo A4 verde	44
Tabela 3	Encargos e tributos da fatura de energia	44
Tabela 4	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) Ambiente de Con- tratação Livre (ACL) para o grupo A4 verde	45
Tabela 5	Custo de energia da unidade consumidora no mercado cativo e no mer- cado livre	46
Tabela 6	Características dos inversores simulados	46
Tabela 7	Características dos módulos simulados	47
Tabela 8	Demais parâmetros considerados na simulação	47
Tabela 9	Radiação solar mensal - Base Solargis	48
Tabela 10	Geração diária do sistema fotovoltaico projetada para cada mês	49
Tabela 11	Histórico do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) [R\$/MWh] no submercado Sul para três dias de cada mês do ano de 2021	50
Tabela 12	Histórico do PLD [R\$/MWh] no submercado Sul para três dias de cada mês do ano de 2022	50
Tabela 13	Histórico do PLD [R\$/MWh] no submercado Sul para três dias de cada mês do ano de 2023	51
Tabela 14	Lucro diário [R\$] do autoprodutor com a venda de excedentes - ano 2021	51
Tabela 15	Lucro diário [R\$] do autoprodutor com a venda de excedentes - ano 2022	52
Tabela 16	Lucro diário [R\$] do autoprodutor com a venda de excedentes - ano 2023	52
Tabela 17	Comparação entre os principais requisitos das distribuidoras brasileiras para operação em paralelismo momentâneo	66
Tabela 18	Parâmetros utilizados no circuito simulado	75
Tabela 19	Parâmetros utilizados para controle de corrente	76
Tabela 20	Parâmetros utilizados para controle de tensão	76

Lista de siglas

CA Corrente Alternada

ACL Ambiente de Contratação Livre

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

APE Autoprodutor de Energia

BNDES Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEEE Companhia Estadual de Energia Elétrica

CEMAR Companhia Energética do Maranhão

CEMIG Companhia Energética de Minas Gerais

CMVM Comissão do Mercado de Valores Mobiliários

CNMC *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*

CNMV *Comisión Nacional del Mercado de Valores*

CNPJ Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica

COELBA Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia

COFINS Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

COPEL Companhia Paranaense de Energia

CPFL Companhia Paulista de Força e Luz

CC Corrente Contínua

DR Decreto Real

EEG *Erneuerbare-Energien-Gesetz*

ENEL Entidade Nacional de Eletricidade

ERSE Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

GSE *Gestore dei Servizi Energetico*

ICMS Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação

IGBT *Insulated Gate Bipolar Transistor*

MAE Mercado Atacadista de Energia

MIBEL Mercado Elétrico de Eletricidade

MPP *Maximum Power Point*

MPPT *Maximum Power Point tracker*

OMIE Operador do Mercado Ibérico de Energia

ORD Operador da Rede de Distribuição

PCH Pequenas Centrais Hidroelétricas

PI Proporcional Integral

PIE Produtor Independente de Energia

PIS Programa de Integração Social

PLD Preço de Liquidação das Diferenças

PLL *Phase Locked Loop*

pu Por Unidade

PV Fotovoltaico (*photovoltaic* em inglês)

PWM *Pulse Width Modulation*

RECs *Renewable Energy Community*

RED *Renewable Energy Directive*

RESP Rede Elétrica de Serviço Público

SERUP Sistema Eletrônico do Registro da Unidade de Produção

STATCOM *Static Synchronous Compensator*

TE Tarifa de Energia

TUSD Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

UPACs Unidades de Produção para Autoconsumo

VSC *Voltage Source Converter*

Sumário

1	Introdução	25
1.1	Objetivos	28
1.2	Organização do trabalho	29
2	Regulação para geração de energia fotovoltaica focada na autoprodução de energia no Brasil e no mundo	31
2.1	Brasil	31
2.2	Argentina	34
2.3	Califórnia - Estados Unidos	35
2.4	Reino Unido	36
2.5	Alemanha	36
2.6	Itália	37
2.7	Portugal e Espanha	38
2.8	Austrália	40
2.9	Considerações	40
3	Análise de viabilidade da migração para o mercado livre e para injeção de potência na rede	43
3.1	Viabilidade de migração para o mercado livre	43
3.2	Viabilidade de injeção de potência na rede	46
4	Sistemas fotovoltaicos	53
4.1	Metodologias de controle <i>Maximum Power Point tracker</i> (MPPT)	57
4.1.1	Método Perturba & Observa	57
4.1.2	Condutância Incremental	59
4.1.3	Tensão Constante	60
4.1.4	Lógica <i>Fuzzy</i>	61
4.2	Controle de potência ativa e reativa	61

4.2.1	Controle Volt-VAr	62
4.2.2	Controle Volt-Watt	63
4.2.3	Controle <i>deloading</i>	64
4.3	Controle de geração	65
4.3.1	Método Perturba & Observa adaptado	67
4.4	Implementação do controle fotovoltaico	68
4.5	Controle de corrente	69
4.6	Controle de tensão	72
5	Implementação do controle de geração	75
5.1	Resultados controle de corrente	77
5.2	Resultados controle de tensão	79
5.3	Resultados controle de geração	81
6	Conclusão	87
	Referências	89

Introdução

A energia solar foi descoberta em 1839, quando o físico francês Edmond Becquerel observou a produção de energia por duas placas de latão imersas em um eletrólito líquido ao serem expostas à luz solar, tal fenômeno foi denominado como efeito fotovoltaico [1].

A primeira grande aplicação das células solares foi na fabricação de um satélite, que foi lançado ao espaço no final da década de 1960 [2]. Após esse significativo acontecimento, em 1973, pesquisadores da Exxon anunciaram a comercialização de módulos fotovoltaicos através da filial Solar Power Corporation para competir com as demais fontes de energia. A partir de então, a empresa passou a buscar alternativas para a redução do custo de fabricação das células fotovoltaicas. O primeiro passo foi a utilização de silício rejeitado pela indústria em vez de silício cristalino puro [2]. Desde então, inúmeras têm sido as aplicações da energia fotovoltaica [2].

Atualmente, o Brasil está entre os dez países do mundo com maior aproveitamento da energia fotovoltaica juntamente com China, Estados Unidos, Japão, Índia, Alemanha, Austrália, Espanha, Itália e Coreia do Sul. A soma da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos nestes países ultrapassou 900 GW em 2022 [3].

A capacidade instalada do sistema fotovoltaico no Brasil tem crescido de forma significativa desde 2012, quando foi criada a resolução normativa número 482 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), na qual passou a ser regulamentado o sistema de compensação de energia[4]. A partir de então, usinas fotovoltaicas de micro e minigeração, passaram a pagar para a distribuidora apenas a diferença entre seu consumo e a energia injetada na rede [5].

Além dessa resolução, outros fatores contribuíram para o aumento da participação dessa energia na matriz energética brasileira, como os descontos diferenciados na TUSD às instalações fotovoltaicas com potência instalada de até 30 MW, isenção de Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) para alguns equipamentos dos sistemas fotovoltaicos e condições diferenciadas de financiamento concedidas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) às usinas de ener-

gia solar [6]. A Fig. 1 apresenta a evolução da capacidade instalada da energia fotovoltaica no Brasil até novembro de 2023 [7]. Para 2025, estima-se que o Brasil terá 75,6 GW de capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos [8].

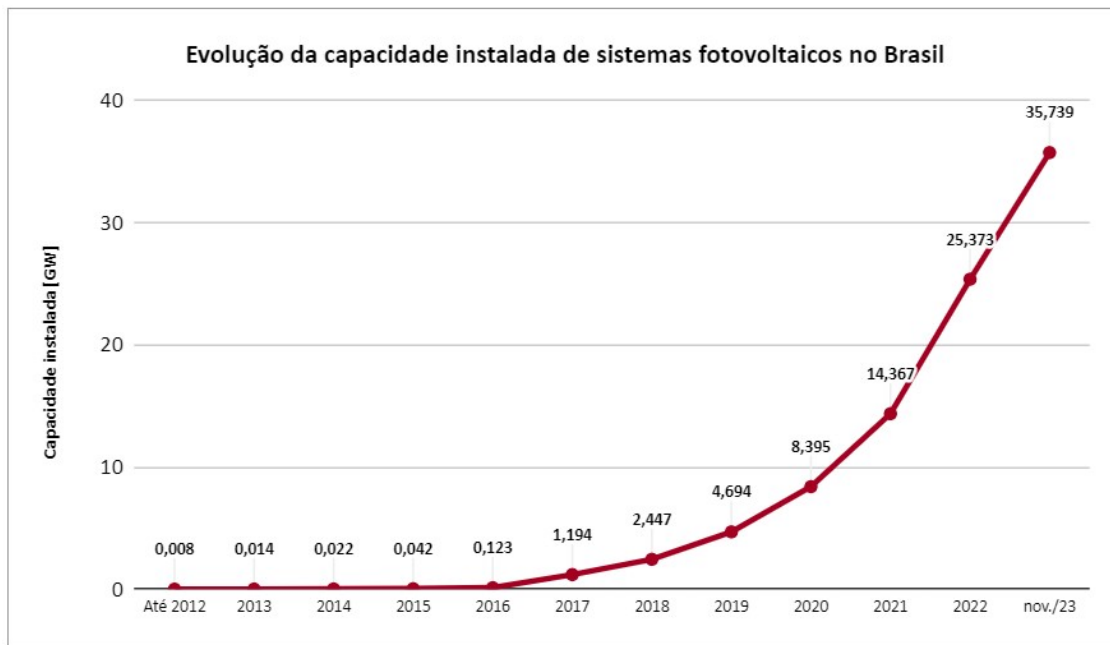


Figura 1 – Evolução da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no Brasil

Os sistemas fotovoltaicos brasileiros podem ser instalados em duas modalidades: geração distribuída e geração centralizada [9].

No caso da geração distribuída, a energia ativa injetada na rede de distribuição é compensada através de um crédito em quantidade de energia ativa concedido à unidade consumidora, o qual pode ser utilizado em um prazo de até 60 (sessenta) meses[10]. A central geradora pode ser classificada em mini ou microgeração distribuída, dependendo da sua potência instalada. Em ambos os casos, é necessária a utilização de cogeração qualificada ou de fontes renováveis de energia. Quando a potência instalada é de até 75 kW, a central geradora é classificada como microgeração distribuída. Já as centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW são classificadas como minigeração distribuída [10].

Na geração centralizada, as usinas fotovoltaicas podem vender a energia gerada tanto no mercado cativo como no mercado livre [9]. Para que a unidade geradora fotovoltaica tenha a permissão de vender sua energia no mercado livre, sua demanda contratada precisa ser de, no mínimo, 500 kW. Quando a produção de energia é destinada ao uso exclusivo da unidade geradora, o agente é classificado como Autoprodutor de Energia (APE), que é definido como pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo [11], podendo comercializar seus excedentes de energia mediante a autorização da ANEEL [12].

A escolha da modalidade de energia na qual a usina fotovoltaica será cadastrada depende de sua capacidade instalada, da geração de energia prevista, do consumo previsto considerando todas as unidades consumidoras de mesmo Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica (CNPJ) localizadas na mesma área de concessão e da demanda contratada. Tais características impactam diretamente os tributos a serem pagos pela central geradora e as tarifas da energia consumida e da tarifa injetada na rede.

Ao realizar a migração do mercado cativo para o mercado livre, a unidade geradora deve analisar suas condições de demanda contratada e de geração prevista para avaliar se, de fato, é vantajoso injetar seu excedente na rede da distribuidora, uma vez que as tarifas referentes a impostos são maiores nessa condição. Além disso, ao realizar o cadastro na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para a comercialização de seus excedentes, o gerador fica sujeito à volatilidade do PLD. Este valor é determinado pela CCEE através de modelos computacionais como o *New Wave*, utilizado para planejamentos de operações dos sistemas hidrotérmicos a longo prazo, o *Decomp*, utilizado para planejamentos de operações dos sistemas hidrotérmicos a curto prazo e o *Dessem*, utilizado para planejamentos de operações dos sistemas hidrotérmicos a curtíssimo prazo.

Sempre que a geração de um determinado período for inferior ao valor contratual da energia a ser injetada, o autoprodutor tem a obrigação de comprar o montante restante no valor do PLD vigente. Com isso, devido à volatilidade do PLD, o autoprodutor fica sujeito ao risco de o lucro com a venda da energia injetada na rede ser inferior ao valor pago com a compra da energia restante para atingir o montante contratual. Nestes cenários, o autoprodutor teria prejuízo ao comercializar sua energia.

Diante deste contexto, quando os autoprodutores dimensionam seu sistema fotovoltaico para seu próprio consumo, podem acabar optando por não realizar o cadastro para a venda de seus excedentes. Neste cenário, ele ainda possui a vantagem de ter um processo simplificado na homologação de seu sistema, sendo necessário apenas o preenchimento de um formulário on-line na página da ANEEL.

No entanto, uma vez homologado como autoprodutor sem venda de excedentes, este agente deverá realizar um controle de geração em seu sistema de modo a impedir a injeção de potência na rede. Uma vez registrado que a energia será apenas para seu próprio consumo, o sistema de proteção da rede da distribuidora apenas considera um fluxo de potência unilateral: da distribuidora para o consumidor. Caso a distribuidora identifique um fluxo reverso de potência, ela poderá suspender o fornecimento de energia. De acordo com a ANEEL :

A DISTRIBUIDORA pode suspender o fornecimento de energia elétrica, sem aviso prévio ao CONSUMIDOR, quando for constatado deficiência técnica ou de segurança em instalações da unidade consumidora, que causem risco iminente de danos a pessoas, bens ou ao sistema elétrico [13];

Para a regulação de autoprodução de energia sem injeção na rede, as distribuidoras

utilizam como referência suas normas aplicadas ao paralelismo momentâneo, que pode ser definido da seguinte maneira: situação na qual o gerador do autoprodutor de energia sincroniza suas grandezas elétricas com as da rede da distribuidora para operar em paralelo com a mesma durante o tempo necessário para assumir a carga alimentada pela rede, sem ocorrência de interrupção de energia elétrica em sua unidade geradora [14], [15], [16] e [17].

Na Europa, a autoprodução de energia, denominada como autoconsumo de energia, tem sido desenvolvida a partir da *Renewable Energy Directive* (RED) 2018/2001/EU, também denominada RED II. O autoconsumo de energia na Europa é dividido em três modalidades: autoconsumo individual, autoconsumo coletivo e *Renewable Energy Community* (RECs), em tradução livre corresponde à Comunidades de Energia Renovável. O autoconsumidor individual consiste no consumidor que produz energia para o seu próprio consumo, dentro de sua própria instalação. Já o autoconsumidor coletivo é composto por uma instalação ou por uma soma de instalações de energia e a geração produzida é destinada aos membros deste conjunto. Em ambas as modalidades, é possível a venda dos excedentes de energia. Já as RECs consistem em entidades nas quais a energia produzida a partir de fontes renováveis de energia é destinada para o consumo de seus membros. Os RECs, promovem benefícios sociais, ambientais e econômicos aos seus membros e ao local onde está instalado[18].

As regulações voltadas ao autoconsumo de energia atingiu seu objetivo, aumentando de forma significativa o número de instalações fotovoltaicas conectadas no sistema elétrico. No entanto, esse cenário tem levado a um maior desequilíbrio de potência nas redes das distribuidoras, levando a impactos na frequência e tensão de operação. Como forma de minimizar esses impactos, os países têm incentivado o autoconsumo direto, que consiste nos autoconsumidores que não têm permissão de injetar potência na rede. Para este tipo de autoconsumo, não são exigidas autorizações prévias para energização e os regulamentos para sua operação são mais simplificados [19].

Neste trabalho, é feita uma contextualização do histórico e das regulações para autoprodução de energia fotovoltaica no Brasil e no mundo, analisando em quais países é vantajoso o autoprodutor realizar o controle de geração. Também é feita uma revisão bibliográfica sobre sistemas fotovoltaicos e suas principais metodologias de controle e por fim, é feito um estudo de caso de autoprodução de energia na cidade de Sentinela do Sul, Rio Grande do Sul, desenvolvendo uma metodologia de controle de geração para esta unidade.

1.1 Objetivos

Este trabalho tem como principais objetivos:

- ❑ Estudo sobre a regulação para autoprodução de energia fotovoltaica no Brasil e no mundo;
- ❑ Estudo sobre os principais componentes e funcionamento dos sistemas fotovoltaicos, assim como seus principais métodos de controle;
- ❑ Análise da viabilidade de migração para o mercado livre de energia e da viabilidade de o produtor de energia injetar seus excedentes na rede;
- ❑ Desenvolvimento de um controle de geração de um produtor de energia fotovoltaica sem venda de excedentes de forma a garantir que ele atenda às normas desta distribuidora e, ao mesmo tempo, possua o máximo de eficiência possível em seu sistema de geração.

1.2 Organização do trabalho

Este trabalho foi apresentado da seguinte maneira: No capítulo 2 foi feita uma contextualização da autoprodução de energia fotovoltaica no Brasil e no mundo, sendo analisado em quais países o controle de geração também é vantajoso para o produtor. O terceiro capítulo apresenta a análise de viabilidade da migração para o mercado livre e para a injeção de potência na rede de um produtor localizado na cidade de Sentinela do Sul, Rio Grande do Sul. O capítulo 4 descreve a composição e operação de um sistema fotovoltaico, assim como seus principais métodos para controle de seus parâmetros elétricos. O quinto capítulo apresenta a metodologia utilizada para simulação das malhas de controle aplicadas no sistema fotovoltaico estudado neste trabalho e os resultados obtidos após as simulações. Por fim, no sexto capítulo são feitas as conclusões deste trabalho.

Regulação para geração de energia fotovoltaica focada na autoprodução de energia no Brasil e no mundo

Diversas regulações têm sido criadas pelo mundo com a finalidade de incentivar a produção de energia fotovoltaica para o próprio consumo da unidade geradora.

No entanto, com a alta penetração da energia fotovoltaica na rede de energia das distribuidoras, passaram a ser criadas novas regulações com o objetivo de limitar a potência que os autoprodutores de energia podem injetar na rede, havendo a necessidade de um controle de geração nos sistemas fotovoltaicos.

Este capítulo apresenta as principais regulações para a autoprodução de energia fotovoltaica no Brasil e no mundo, sendo analisado em quais países o controle de geração pode ser vantajoso para o autoprodutor.

2.1 Brasil

Conforme mencionado na introdução, a energia fotovoltaica no Brasil pode ser inserida no mercado cativo ou na geração distribuída. Em 17 de abril de 2012 foi criada a Resolução Normativa nº 482, na qual foi estabelecido o sistema de compensação de créditos de energia elétrica. Este sistema não permite a comercialização da energia elétrica, apenas permite redução na tarifa de energia a partir do crédito gerado, cuja validade é de 60 meses.

A regulação para o sistema de compensação passou por alterações a partir da Lei de número 14.300 de 06 de janeiro de 2022, na qual foi estabelecido um percentual a ser descontado dos créditos de energia. Com essa regulação, a geração distribuída passou a ser menos atrativa às unidades geradoras [20].

A modalidade de geração distribuída está inserida no mercado cativo. Caso o produtor de energia deseje realizar compra e venda de energia, será necessário migrar para o mercado livre de energia.

O mercado livre de energia foi regulamentado em 1995, quando foi criada a lei de número 9.074, a qual foi responsável por diversas mudanças estruturais no setor elétrico, além de reconhecer o papel do Produtor Independente de Energia (PIE) com o objetivo de a geração e a comercialização da energia elétrica passarem a ser desempenhadas por um agente econômico competitivo, produzindo e comercializando energia por sua própria conta e risco. Inicialmente, foi estabelecido que os produtores independentes poderiam vender sua energia apenas para consumidores com carga igual ou superior a 10.000 kW, atendidos com uma tensão a partir de 69 kV. Estes eram os requisitos para os consumidores serem classificados como livres. Tais consumidores poderiam optar por contratar sua energia diretamente com os produtores independentes de energia de forma total ou parcial [21]. Esta lei também determinou que os autoprodutores e produtores independentes poderiam optar pela redução da demanda e da energia contratada ou pela substituição dos contratos de fornecimento pelos contratos de uso do sistema elétrico, mediante notificação à concessionária com antecedência mínima de 180 dias [22].

Em 1996, através da lei federal de número 9.427, o governo criou a ANEEL, responsável pela regularização e fiscalização dos sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com as políticas e diretrizes estabelecidas pelo governo Federal [21]. Nesta lei, foi estabelecido que a responsabilidade da autorização da compra e venda de energia elétrica por agente comercializador, assim como da importação e exportação de energia elétrica, seria do poder concedente, diretamente ou mediante à autorização da ANEEL. Posteriormente, em 1998, a lei de número 9.648 incluiu a responsabilidade do poder concedente, nestas mesmas condições, a autorizar a comercialização, eventual e temporária, pelos autoprodutores, de seus excedentes de energia elétrica [23].

Esta lei foi responsável pela introdução da competição nos setores de geração e de fornecimento de energia [21]. As disposições da lei de número 9074 passaram por algumas alterações em 1998, através da lei de número 9646. Esta lei determinou que consumidores livres tivessem a opção de comprar energia de qualquer empresa de distribuição, geração ou comercializadora de energia. Além disso, ela permitiu que consumidores com carga igual ou superior a 500 kW comprassem energia gerada a partir de usinas eólicas, pequenas usinas hidrelétricas, solares e de biomassa com uma potência instalada superior a 30 kW [21].

A lei de número 9646 também foi responsável pela criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), responsável pelas transações de compra e venda de energia em cada um dos sistemas de energia interconectados [24]. Em 2005, o MAE foi substituído pela CCEE, com a implementação de uma nova estrutura para o setor elétrico brasileiro [21].

Esta lei também criou o ONS (Operador Nacional do Sistema), responsável pela coordenação e operação da rede básica de transmissão do país [24]. Este processo de desregulação do mercado de energia trouxe alguns desafios para o setor elétrico brasileiro, como

o aumento das tarifas de energia e maior volatilidade do mercado de energia [25].

Para que esses desafios fossem solucionados, o governo determinou algumas mudanças no mercado de fornecimento de energia do país com o objetivo de manter as tarifas de energia reduzidas, conectar as residências que estavam sem abastecimento de energia devido à crise energética e incentivar o investimento no mercado de energia, oferecendo uma taxa de retorno justa.

Diante desta mudança de cenário, houve a migração das empresas industriais para o mercado livre de energia, com a expectativa de uma redução significativa em suas tarifas de energia [26], além de uma maior qualidade dos serviços oferecidos pelas empresas de geração [21].

Ainda neste contexto, em 2004, através da Lei de nº 10.848, foram criados os dois modelos atuais de contratação: o ACR (Ambiente de Contratação Regulada) ou mercado cativo, e o ACL (Ambiente de Contratação Livre) [21].

No ACL, todos os agentes de energia, com exceção das distribuidoras, têm o direito de negociar livremente os acordos de compra de energia. Já no ACR, as concessionárias compram, através de leilões públicos mediados pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), toda a energia necessária para abastecer seus consumidores [21].

Em relação aos consumidores livres, a lei 10.848 determinou que os consumidores inseridos no mercado livre de energia deveriam informar sua demanda de potência ao Governo Federal e contratar um montante de energia suficiente para atender esta demanda. Caso ocorra desvios do valor informado, a lei determinou que os consumidores estariam sujeitos à penalidades [21].

No ambiente de contratação livre, os consumidores são divididos em duas categorias: convencional e especial. O consumidor livre convencional consiste na unidade consumidora que possui, no mínimo, 3.000 kW de demanda contratada. Esta modalidade tem a permissão de adquirir energia de qualquer fonte de geração.

Já o consumidor livre especial consiste na unidade consumidora ou conjunto de consumidores de mesmo CNPJ ou em uma área contígua que possui demanda contratada igual ou superior a 500 kW e inferior a 3.000 kW. A energia contratada deverá ser gerada por fontes incentivadas como Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH), usinas fotovoltaicas, eólicas e de biomassa [27].

Para ambas as categorias, a compra de energia deverá ser feita através de contratos. No caso da energia incentivada, os consumidores têm direito a um desconto de 50% a 100% das TUSD e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), dependendo da data do registro do empreendimento de geração na ANEEL e o tipo de energia gerada [27]. Os contratos de compra e venda de energia são negociados livremente entre os dois agentes do mercado, sem intermédio da CCEE. Os contratos cujo prazo de fornecimento de energia é superior a seis meses, são classificados como de longo prazo, já aqueles com prazo inferior a este período são classificados como contratos de curto prazo [28].

No mercado a curto prazo, a diferença entre o montante de energia acordado em contrato para compra ou venda e o montante que de fato foi gerado ou consumido é liquidada com o PLD vigente. No caso dos autoprodutores, eles precisam pagar um valor adicional à distribuidora sempre que a produção de energia fica abaixo da meta acordada em contrato. Considerando que os produtores precisam pagar uma tarifa pelo uso do sistema de distribuição sempre que injetarem potência na rede, para alguns cenários, a venda de excedentes pode acabar levando o autoprodutor a ter custos maiores que o previsto.

Em relação à potência instalada, na geração distribuída ela é limitada pela demanda contratada ou pelo disjuntor de entrada da unidade consumidora. Já no mercado livre, não há limite para a potência instalada, porém o consumidor paga pela diferença entre a demanda de geração e a demanda contratada [20].

Em relação à fatura de energia, o consumidor inserido no ambiente de contratação livre tem desconto de 50% na sua demanda de consumo, conforme estabelecido pela lei de número 9.427, além do desconto na TUSD ponta [20].

2.2 Argentina

O primeiro grande marco da Argentina em relação ao incentivo para desenvolvimento de sistemas de energia renovável foi a criação da lei de número 25.019, a qual declarou interesse nacional em relação à geração de energia eólica e fotovoltaica em todo o território nacional [29].

Porém, a expansão dos sistemas fotovoltaicos no país passou a ser mais concretizada a partir de 2015, quando foi criada a lei de número 27.191, a qual estabeleceu benefícios fiscais e tributários aos produtores de energia renovável, além da garantia de que toda a energia limpa gerada seria comprada pelo governo. Porém, tais benefícios estavam limitados aos grandes produtores de energia inseridos no mercado livre.

Em 2017, o governo estabeleceu a lei de número 27.424, referente ao regime de fomento de geração distribuída de energia renovável integrada a rede pública, a partir da qual foram estabelecidos que os consumidores que não pertenciam ao mercado livre de energia poderiam gerar energia para seu próprio consumo, com eventuais vendas de excedentes para a rede. Esta lei ainda estabelece a obrigatoriedade de as distribuidoras fornecerem livre acesso aos autoconsumidores de energia para a rede de energia, facilitando a injeção de potência [30].

Em relação à potência instalada, a lei declara que esta é limitada à demanda contratada do consumidor [29].

A energia injetada na rede pelo autoconsumidor de energia gera créditos na fatura de energia, podendo ser utilizado nos próximos 6 meses. Caso este crédito não seja utilizado,

o consumidor poderá solicitar à distribuidora uma remuneração monetária pela energia injetada [30].

Comparado com o cenário mundial, a quantidade de produtores de energia fotovoltaica no país é baixa. Em 2016, a energia fotovoltaica representava apenas 2 % da geração total do país. Neste contexto, o governo argentino tem focado em políticas para estimular o aumento da penetração fotovoltaica em suas redes de distribuição. Ainda não houve a necessidade de se criar no país regulações voltadas ao limite da potência a ser injetada na rede [31].

2.3 Califórnia - Estados Unidos

No estado da Califórnia, a compensação pela energia fotovoltaica injetada na rede é regulada desde 1995, através do esquema de medição de energia líquida, na qual o prosumidor recebe um crédito de energia proporcional à tarifa total da energia no mercado atadista sempre que injeta potência na rede, sendo este crédito válido por um período de 2 anos [32].

Como forma de incentivar a instalação de sistemas fotovoltaicos, a Califórnia criou um sistema que define o percentual de energia renovável que deve compor a matriz energética do estado. Em 2016, por exemplo, a meta era de 25%. Para possibilitar o atendimento dessas metas, foram criados os leilões competitivos para a contratação de geradores de grande porte pelos pequenos e grandes geradores. Na Califórnia, existe também o esquema tarifário *feed-in Tariff*, em livre tradução: tarifa de alimentação, que consiste na remuneração pelo excedente injetado na rede, para pequenos geradores de até 3 MW [33].

Com esses incentivos, o número de sistemas fotovoltaicos conectados na rede das concessionárias passou a aumentar de forma significativa, levando as distribuidoras a criarem políticas para controlar a qualidade de energia de seu sistema de distribuição. Neste contexto, foi estabelecido que os prosumidores deveriam pagar uma tarifa de conexão de acordo com a taxa de uso da rede, que é proporcional ao tempo de consumo da energia fornecida pela concessionária e ao tempo de injeção de potência na rede [34].

Além disso, foi estabelecido que todos os componentes fotovoltaicos precisariam cumprir com os requisitos de qualidade de energia e de interconexão da rede para operarem [34].

Diante do cenário relatado, os prosumidores passaram a ter a necessidade de avaliar a viabilidade financeira de injetar seus excedentes na rede e de realizar um controle de geração em seu sistema para garantir o cumprimento dos requisitos exigidos pela concessionária.

2.4 Reino Unido

No Reino Unido, a remuneração pela energia fotovoltaica injetada na rede começou a ser regulada em 2002, com o esquema de certificação renovável, sendo considerada bastante complexa para os autoconsumidores. Diante disso, foram feitas diversas solicitações para a introdução do esquema *Feed-in-Tariff* para pequenas instalações. Embora essa exigência não tenha sido atendida, o governo britânico criou diversos esquemas de incentivos às pequenas instalações. No entanto, como os prossumidores não eram remunerados pela energia injetada na rede, as estratégias do governo não eram suficientes para atrair os potenciais autoconsumidores. Neste contexto, em 2010 foi introduzido o esquema *Feed-in-tariff* visando instalações de baixa emissão de carbono, incluindo as fotovoltaicas, com potência instalada de até 5 MW. As instalações com maiores suportes em relação a esse esquema tarifário eram as de potência instalada inferior a 4 kWp. Diante disso, o número de autoconsumidores cresceu de forma significativa entre 2010 e 2015 [35].

Em relação às condições de operação, o Reino Unido limitou em 5 MWh a potência máxima que os autoconsumidores podem injetar na rede e em 2,5 MW a potência máxima que pode ser vendida aos consumidores domésticos. Caso as regulações impostas pela distribuidora sejam desrespeitadas, os autoconsumidores podem levar à danificação da rede elétrica, ficando sujeitos ao pagamento de multas [36].

No entanto, o esquema *Feed-in-Tariff* passou por uma contínua redução até ser encerrado em março de 2019. Porém, como o custo dos equipamentos e da implantação dos sistemas de geração também foram reduzidos, os prossumidores continuaram sendo incentivados a produzirem energia [37].

Além disso, há também no Reino Unido um esquema de certificação de micro geração, que fornecem uma garantia aos prossumidores de que suas instalações atendem os padrões de qualidade e de segurança, além da garantia de que eles terão a remuneração planejada [35].

As políticas de incentivo aos prossumidores no Reino Unido levaram a uma operação em larga escala e em um sistema de energia centralizado [37].

2.5 Alemanha

Desde o início da década de 1990, a lei alemã de energias renováveis introduziu o autoconsumo de energia no país. No entanto, a energia consumida não poderia fluir para a rede, mesmo que ela não fosse consumida.

Em 2000, a *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG), em português correspondendo a Lei de Energia Renovável, foi aprovada, garantindo incentivos tarifários por 20 anos para qualquer produtor de energia renovável, incentivando as residências a produzirem energia tanto para seu autoconsumo como para injetar potência na rede [18].

Em 2011, o autoconsumo passou a ser incentivado através de um esquema tarifário premium. No entanto, o governo alemão acabou encerrando este esquema tarifário pelo fato de o custo da energia fotovoltaica produzida para o autoconsumo ser inferior à comercializada no mercado atacadista [38].

Em 2012, foi feita uma revisão da EEG, beneficiando os autoconsumidores que não injetavam potência na rede, incentivando o autoconsumo direto. Portanto, para obter este benefício, o autoconsumidor deveria realizar um controle de geração em sua unidade geradora [39].

Em 2017, foi criada uma regulação específica aos autoconsumidores que desejassem injetar seus excedentes na rede, recebendo uma remuneração por isso. O custo da energia vendida variava de acordo com a capacidade instalada do autoconsumidor. Desde então, diversas regulações têm sido criadas para os autoconsumidores que geram energia tanto para o seu próprio consumo como para a injeção de potência na rede, os denominados prosumidores. No entanto, as regras para este tipo de comercialização são complexas, podendo levar a despesas não previstas [37].

A regulação atual da Alemanha limita os sistemas fotovoltaicos com potência nominal de até 300 kW a injetarem na rede uma potência máxima referente a 70% de sua capacidade nominal. Essa política é feita com o objetivo de incentivar os prosumidores a dimensionarem o sistema fotovoltaico para atender o seu próprio consumo [34].

2.6 Itália

Antes da diretiva RED II, algumas distribuidoras de energia na Itália, como a Energia Positiva e Forgreen desenvolveram projetos de energia considerando o conceito de RECs desde o início dos anos 2000.

Entre os países europeus, a Itália é um dos que mais promoveu a instalação de sistemas de energia renovável na última década, com grande foco no autoconsumidor. A quinta revisão do esquema tarifário *feed in* incluiu uma remuneração mais vantajosa aos autoconsumidores, denominado como *feed in premium*, e possuía um custo de energia garantido aos autoconsumidores por um prazo de 20 anos.

Este esquema foi criado para incentivar o desenvolvimento de novos métodos de autoconsumo no país e, progressivamente, substituir o sistema de compensação pela energia injetada na rede.

Além do esquema tarifário mencionado, foi criado também um incentivo aos autoconsumidores e RECs que precisavam realizar reformas complexas em suas unidades consumidoras para se adequarem aos requisitos de suas respectivas categorias de autoconsumo. Estes agentes obtiveram o direito de reduções de tarifas fiscais em 50% por um período de 10 anos, desde que renunciassem o esquema tarifário *feed in premium*. Para receber esta redução de encargos, no entanto, toda a energia excedente deveria ser cedida à *Gestore*

dei Servizi Energetico (GSE), instituição italiana que gerencia o setor elétrico do país [18]. O benefício de redução fiscal se torna ainda maior para os autoconsumidores que possuem sistemas de armazenamento de energia ou possuem medidas de automação em seu sistema fotovoltaico de forma a controlar sua geração. Para estes casos, a redução de tarifas é de 65 % [34].

Os autoconsumidores podem também garantir que possuem medidas de automação para controle de geração ou sistemas de armazenamento de energia conseguem

Cada região da Itália promove e desenvolve o autoconsumo de uma maneira diferente, existindo no país as três modalidades existentes na União Europeia: autoconsumo individual, autoconsumo coletivo e RECs, sendo esta última a mais desenvolvida no país [18].

2.7 Portugal e Espanha

Em 1998, o governo da Espanha e de Portugal iniciaram um processo cooperativo com o objetivo de integrarem o sistema elétrico de seus países, sendo criado o Mercado Elétrico de Eletricidade (MIBEL). Em 2007, foi concretizada a homogeneidade das condições de operação entre os dois sistemas ibéricos.

As agências supervisoras deste mercado por parte da Espanha são a *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC) e *Comisión Nacional del Mercado de Valores* (CNMV) e por parte de Portugal, a Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

O mercado de geração de energia na Península Ibérica é dividido em mercado diário, intradiário, a prazo e de serviço de ajustes. O custo da energia comercializada nos mercados diário e intradiário são determinados pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) [40].

Na Espanha, foi criado em 2015 o Decreto Real (DR) 900/2015 que dividiu o autoconsumo em duas modalidades, sendo a primeira correspondente ao autoconsumidor individual com potência pequena que gera energia para o seu próprio consumo e a segunda correspondente ao autoconsumidor coletivo, composto por uma instalação de energia ou por uma soma de instalações e a geração produzida destina aos membros deste conjunto. A primeira modalidade não prevê injeção de potência na rede, já a segunda modalidade prevê a injeção de excedentes de energia na rede, os quais podem ser vendidos no mercado elétrico, porém os autoconsumidores enquadrados nesta modalidade possuem a restrição de a soma das potências instaladas ser inferior à demanda contratada.

No entanto, esta regulação trouxe também diversas barreiras legais, econômicas e administrativas em relação à forma de operação dos autoconsumidores, desestimulando o desenvolvimento desta modalidade de produção.

Diante disso, em 2018 foi criado o DR 15/2018 estabelecendo medidas para voltar ao incentivo da autoprodução de energia, como o direito de consumir energia sem encargos, a simplificação das regulações voltadas à operação da autoprodução e a autorização para o autoconsumo coletivo. Neste decreto, a classificação das modalidades de autoconsumo deixou de ser dependente da potência de instalação, a diferença entre as modalidades passou a ser em relação à injeção ou não excedentes na rede.

O autoconsumidor classificado na modalidade de não injeção de potência na rede possui a vantagem de operar com menos barreiras administrativas e legais, porém para que ele tenha este benefício e esteja em conformidade com a regulação, precisa realizar um controle de geração em seu sistema para que não ocorra um fluxo reverso de potência [41]

Em Portugal, o autoconsumo de energia passou a ser regulamentado em 2002, focando nas instalações conectadas em baixa tensão. No entanto, esta regulação não era atrativa o suficiente para incentivar o autoconsumo no país.

Em 2007, através do Decreto Lei 363/2007, foram simplificados os procedimentos de operação para a microprodução de energia voltada para a autoprodução. Também foram criados esquemas de remuneração pela energia injetada na rede, sendo que os autoconsumidores com produção de energia renovável seriam os mais beneficiados [38].

Em 2014, foi aplicado o Decreto Lei 153/2014, destinado às Unidades de Produção para Autoconsumo (UPACs), as quais foram divididas nas seguintes modalidades:

- ❑ Sistemas de geração com potência instalada inferior a 200 W. Nesta modalidade, não era necessária autorização para energização da unidade geradora e produtor não é remunerado pelo excedente injetado na rede.
- ❑ Sistemas de geração com potência entre 200 e 1500 W. Nesta modalidade, também não era necessária autorização para energização, porém era exigido o cadastro no Sistema Eletrônico do Registro da Unidade de Produção (SERUP) para que a energia injetasse na rede fosse contabilizada na geração de energia do país, porém ela também não gerava remuneração ao produtor.
- ❑ Sistemas de geração com potência superior a 1500 W e inferior a 1 MW. Nesta modalidade, era exigido uma licença prévia para a energização e o produtor podia vender seus excedentes, cujo valor correspondia a 90 % do preço de energia comercializado no MIBEL.

Portanto, poucos autoconsumidores eram remunerados com a injeção de energia na rede, sendo que o preço o qual ela era vendida não era atrativo às UPACs, não sendo vantajoso dimensionar o sistema com uma capacidade acima da sua demanda [42].

Em 2019, o Decreto Lei 153/2014 sofreu revisão, sendo estabelecido que as UPACs com potência entre 30 kW e 1 MW que previssem injeção de potência na rede deveria ter uma

autorização prévia do Operador da Rede de Distribuição (ORD) para a energização. No caso das UPACs cuja potência é superior a 1 MW, a permissão de energização do sistema de energia é dependente de uma análise da reserva de capacidade da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) [40].

2.8 Austrália

A remuneração pela injeção de energia fotovoltaica injetada na rede foi regulada na Austrália em 2008, quando o conselho do governo australiano publicou o documento de Princípios Nacionais para Esquemas Tarifários *feed in*, garantindo a exportação de energia para a rede de distribuição dos geradores fotovoltaicos de microgeração e o pagamento por essa energia. Em 2013, o documento passou a incluir todas as fontes de energia renováveis [43]. Esta diretriz foi dividida em dois tipos, o esquema de compensação bruto e o líquido. No esquema de compensação bruto, 100% da energia gerada a partir das fontes renováveis é compensada, independente do tempo de uso. Já na compensação líquida, só é compensada a energia consumida [44].

A maioria dos esquemas tarifários *feed in* estatais da Austrália começaram com uma taxa muito superior ao valor da energia no varejo [44]. No entanto, em 2013, foi determinado que todos esses esquemas tarifários passassem a ter um valor coerente, sendo de responsabilidade de cada estado determinar o preço que se enquadre nesse critério. Atualmente, os valores das tarifas *feed in* possuem um valor reduzido, sendo inferior à tarifa cobrada referente ao consumo [43].

Com o aumento da penetração dos sistemas fotovoltaicos nas redes das distribuidoras, o governo australiano passou a implementar uma política para a melhoria da qualidade de energia do país. Os consumidores que realizam um controle de geração adequado, limitando a injeção de potência na rede nos momentos de alta penetração, recebem uma bonificação em sua tarifa de energia [45].

2.9 Considerações

A partir da revisão bibliográfica feita neste capítulo, foi verificado que, com exceção da Argentina, para os países analisados, há políticas e regulações que tornam o controle de geração vantajoso em determinadas situações para o autoprodutor de energia. A Argentina ainda não possui políticas e regulações dedicadas ao controle de geração fotovoltaica uma vez que a penetração de sistemas fotovoltaicos na rede é baixa.

No Brasil, o autoprodutor vende seus excedentes de energia de acordo com o PLD vigente, sendo este com alta volatilidade. Considerando que a injeção de potência na rede leva o produtor a pagar tarifas adicionais pelo uso do sistema de distribuição, para

alguns cenários, a venda de excedentes pode acabar não sendo vantajosa ao autoprodutor, justificando a necessidade de se realizar controle de geração em seu sistema.

Na Califórnia, Estados Unidos, além de os prossumidores estarem sujeitos a tarifas adicionais pelo uso da rede ao injetarem potência, há uma regulação focada na fiscalização da qualidade de energia dos componentes fotovoltaicos, exigindo que eles cumpram com os requisitos de qualidade de energia da rede.

No Reino Unido, os autoconsumidores precisam controlar sua geração para evitar que a potência injetada na rede ultrapasse o limite estabelecido.

Na Alemanha, os prossumidores com capacidade instalada de até 300 kW são limitados a injetar na rede apenas 70 % de sua capacidade nominal. Diante disso, se torna obrigatório os prossumidores realizarem controle de geração em seu sistema.

Na Itália, os autoconsumidores que realizam controle de geração, garante um benefício maior em relação às reduções das tarifas fiscais.

Em Portugal e na Espanha, o autoconsumidor que não injeta potência na rede não precisa de autorização para instalar e energizar seu sistema de geração e tem menos burocracias para a sua operação.

Na Austrália, os autoconsumidores que realizam controle de geração em seu sistema fotovoltaico, limitando a injeção de potência nos momentos de alta penetração de energia na rede, recebem uma bonificação em sua tarifa de energia.

Análise de viabilidade da migração para o mercado livre e para injeção de potência na rede

3.1 Viabilidade de migração para o mercado livre

Neste trabalho, foi considerada uma unidade consumidora localizada na cidade de Sentinela do Sul, cuja distribuidora é a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE). A Tab. 1 apresenta as características de consumo desta unidade. Pode-se assumir um consumo homogêneo ao longo do ano, uma vez que foi considerada uma indústria com o mesmo padrão de funcionamento todos os dias.

Tabela 1 – Padrão de consumo da unidade consumidora analisada

Consumo mensal fora ponta [kWh]	118.405
Consumo mensal ponta [kWh]	2.432
Demanda Contratada [kW]	850
Subgrupo	A4
Modalidade	verde

Através dos valores fornecidos pela resolução homologatória da ANEEL [46], foi possível calcular o custo de energia deste consumidor quando inserido no mercado cativo. A Tab. 2 apresenta a TUSD e Tarifa de Energia (TE) para o grupo A4 verde.

O custo de energia deste consumidor inserido no mercado cativo é calculado da seguinte maneira:

$$\text{Custo TUSD demanda} = TUSD \times \text{demanda} \quad (1)$$

$$\text{Custo TUSD demanda} = 23,45 \times 850 \quad (2)$$

Tabela 2 – Tarifas de aplicação para o grupo A4 verde

Modalidade	Posto	TUSD		TE
		R\$/KW	R\$/MWh	R\$/MWh
verde	NA	23,45	0,00	0,00
	P	0,00	1.270,05	468,64
	FP	0,00	104,45	292,68
verde APE	NA	23,45	0,00	0,00
	P	0,00	1.195,07	0,00
	FP	0,00	29,47	0,00

$$Custo\ TUSD\ ponta = Consumo\ Ponta \times TUSD \quad (3)$$

$$Custo\ TUSD\ ponta = 2.432 \times 1.270,05/1000 \quad (4)$$

$$Custo\ TE\ ponta = Consumo\ Ponta \times TE \quad (5)$$

$$Custo\ TUSD\ ponta = 2.432 \times 468,64/1000 \quad (6)$$

$$Custo\ TUSD\ Fora\ ponta = Consumo\ Fora\ Ponta \times TUSD \quad (7)$$

$$Custo\ TUSD\ Fora\ ponta = 118.405 \times 104,45/1000 \quad (8)$$

$$Custo\ TE\ Fora\ ponta = Consumo\ Fora\ Ponta \times TE \quad (9)$$

$$Custo\ TE\ Fora\ ponta = 118.405 \times 292,68/1000 \quad (10)$$

Para o cálculo da fatura de energia deste consumidor, é necessário levar em consideração os encargos e tributos da fatura, que correspondem ao Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e ICMS. A Tab. 3 apresenta estes valores.

Tabela 3 – Encargos e tributos da fatura de energia

PIS/COFINS	5%
ICMS	30%

$$Custo\ com\ imposto = \frac{Custo\ sem\ imposto}{1 - (PIS/COFINS + ICMS)} \quad (11)$$

O custo sem imposto corresponde à soma dos custos calculados nas equações 1 a 10.

$$Custo\ com\ imposto = \frac{71.183,17}{1 - (5\% + 30\%)} \quad (12)$$

Uma vez que esta unidade consumidora atende todos os requisitos para a migração para o mercado livre, é válido verificar o seu custo de energia quando feita esta transição. A Tab. 4 apresenta os valores de TUSD no ACL.

Tabela 4 – TUSD ACL para o grupo A4 verde

Modalidade	Posto	TUSD	
		R\$/KW	R\$/MWh
verde	NA	11,73	0,00
	P	0,00	687,25
	FP	0,00	104,45
verde APE	NA	11,73	0,00
	P	0,00	612,27
	FP	0,00	29,47

Utilizando os valores da Tab. 4 e considerando TE do ACL de R\$ 230,00 R\$/MWh é possível calcular o custo do consumidor em análise quando migrado para o Mercado livre de energia:

$$Custo\ demanda = 11,73 \times 850 \quad (13)$$

$$Custo\ TUSD\ ponta = 2.432 \times 687,25/1000 \quad (14)$$

$$Custo\ TE\ ponta = 2.432 \times 230/1000 \quad (15)$$

$$Custo\ TUSD\ Fora\ ponta = 118.405 \times 104,45/1000 \quad (16)$$

$$Custo\ TE\ Fora\ ponta = 118.405 \times 230/1000 \quad (17)$$

$$Custo\ sem\ imposto = 9.966,25 + 1.671,39 + 559,36 + 12.367,40 + 27.233,15 \quad (18)$$

$$Custo\ com\ imposto = \frac{Custo\ TUSD}{1 - (PIS/COFINS + ICMS)} + \frac{Custo\ TE}{1 - ICMS} \quad (19)$$

$$Custo\ com\ imposto = \frac{9.966,25 + 1.671,39 + 12.367,40}{1 - (5\% + 30\%)} + \frac{559,36 + 27.233,15}{1 - 30\%} \quad (20)$$

A Tab. 5 apresenta a comparação dos custos de energia do consumidor analisado neste trabalho quando inserido no mercado cativo e quando inserido no mercado livre de energia.

Tabela 5 – Custo de energia da unidade consumidora no mercado cativo e no mercado livre

	Mercado Cativo	Mercado livre
Custo com TUSD [R\$]	35.388,66	24.005,04
Custo com TE [R\$]	35.794,51	27.792,51
Custo total sem impostos [R\$]	71.183,17	51.797,55
Custo total com impostos [R\$]	109.512,57	76.634,42

Portanto, ao migrar para o mercado livre, a unidade consumidora em questão apresenta uma economia mensal de R\$ 32.878,15 em sua fatura de energia.

Ao migrar para o mercado livre de energia, o consumidor não pode ter compensação de créditos, mas sua fatura pode ser reduzida caso ele gere energia para o seu próprio consumo, tornando, portanto, um autoprodutor de energia. Caso a energia gerada seja superior ao seu consumo, o autoprodutor pode avaliar a viabilidade de se cadastrar na CCEE para a injeção de seus excedentes de energia na rede da distribuidora. Na seção abaixo será analisada a viabilidade do autoprodutor estudado neste trabalho vender seus excedentes.

3.2 Viabilidade de injeção de potência na rede

Conforme indicado no Capítulo 2, o autoprodutor precisa levar em consideração seu consumo de energia e sua capacidade de geração para avaliar os riscos envolvidos em se cadastrar na CCEE para vender seus excedentes de energia, portanto, inicialmente será avaliada a previsão de geração anual e o padrão de consumo de energia do autoprodutor analisado neste trabalho.

As Tabs. 6 e 7 apresentam as características dos inversores e dos módulos utilizados na simulação, respectivamente.

Tabela 6 – Características dos inversores simulados

Potência nominal[kW]	50
Potência máxima [kW]	55
Quantidade	17
Fabricante	Huawei
Modelo	SUN2000 - 50 KTL - M0
Topologia	String de um único estágio
Quantidade string por inversor	12
Tensão de operação [V]	200-1000

Tabela 7 – Características dos módulos simulados

Potência (Wp)	325
Quantidade	3.240
Fabricante	Canadian
Modelo	CS6U-325 P- AG 1500 V
Associação	Mista
Quantidade módulos em série	28

A Tab. 8 apresenta os demais parâmetros levados em consideração para a simulação energética através do software *PVSYST* do sistema fotovoltaico dimensionado .

Tabela 8 – Demais parâmetros considerados na simulação

Parâmetro	Valor[%]
Fator de capacidade [21]	19,14
Fator de sobredimensionamento do inversor [22]	118,5
Perda por sujeira	3
Fator IAM [*]	1,75
Perda por sombreamento	6,87
Perda fotovoltaica por temperatura	5,30
Perda fotovoltaica pelo nível de irradiância	0,73
Degradação induzida pela luz	2
Perda ôhmica de enrolamento	0,93
Indisponibilidade de O&M [**]	1

Seguem as definições para os parâmetros apresentados na Tab. 8

- * Fator IAM: Fator modificador de ângulo de incidência no plano global - Corresponde à perda de irradiância absorvida pelo módulo devido ao reflexo desta irradiância ao atingir o vidro das células fotovoltaicas.
- *** A indisponibilidade de Operação & Manutenção ocorre quando um inversor ou todo o sistema fotovoltaico fica desligado, seja para uma manutenção ou por falha.

As equações 21 e 21 correspondem às fórmulas utilizadas para o cálculo do fator de capacidade e fator de dimensionamento do inversor, respectivamente.

$$FC = \frac{E_{anual}}{P_{nom} * 8760} \quad (21)$$

Sendo:

- FC= Fator de Capacidade;
- E anual= Geração anual do sistema fotovoltaico;
- P nom= Potência nominal do sistema fotovoltaico (em AC);

□ 8.760= Número de horas no ano

$$FSI = \frac{P_{inst}}{P_{nominal}} \quad (22)$$

Sendo:

□ FDI= Fator de Dimensionamento do Inversor;

□ P inst= Potência instalada do sistema fotovoltaico (em DC);

□ P nom= Potência nominal do sistema fotovoltaico (em AC);

Para a projeção da radiação solar no local onde está sendo considerada a usina, na cidade de Sentinela do Sul, Rio Grande do Sul, foi utilizada a base fornecida pela Solargis, cujos valores estão sendo apresentados na Tab. 9.

Tabela 9 – Radiação solar mensal - Base Solargis

Mês	Irradiação Global horizontal [kWh/m ²]	Irradiação Difusa horizontal[kWh/m ²]
Janeiro	199,5	77,60
Fevereiro	162,7	63,70
Março	154,2	60,80
Abril	115,6	44,90
Maio	92,1	38,70
Junho	75,2	32,00
Julho	85,1	32,60
Agosto	106,5	43,30
Setembro	119,9	53,00
Outubro	153,5	67,30
Novembro	185,8	68,00
Dezembro	201,8	76,40
Anual	1.651,9	658,30

Com base nos parâmetros apresentados nas Tabs. 6, 7, 8 e 9 , foi feita uma simulação energética no software *PVSYST* para obter a geração diária da usina fotovoltaica. A Tab. 10 apresenta o valor da geração diária projetada para cada mês.

Uma vez obtida a geração da usina fotovoltaica, é possível calcular a fatura de energia mensal da unidade consumidora considerada neste trabalho ao ser registrada como auto-produtor de energia. Para este cálculo, também foi considerada a tarifa de TUSD para autoprodutor de energia, conforme apresentado na Tab. 4. As equações para este cálculo são as mesmas utilizadas para uma unidade consumidora inserida no mercado livre de energia.

Uma vez que foi considerada uma indústria com um mesmo padrão de funcionamento ao longo do ano, foi considerado o mesmo consumo de energia em todos os meses. Para

Tabela 10 – Geração diária do sistema fotovoltaico projetada para cada mês

Mês	Geração mensal [MWh]
Geração diária [MWh]	
Janeiro	4.64
Fevereiro	4.56
Março	4.38
Abril	3.81
Maio	3.01
Junho	2.61
Julho	2.87
Agosto	3.51
Setembro	3.75
Outubro	4.10
Novembro	4.56
Dezembro	149,69
Anual	1.494,01

análise da viabilidade de injeção de potência na rede ou necessidade do controle de potência, foi levado em consideração apenas o consumo fora ponta, período no qual ocorre geração fotovoltaica.

O custo do autoprodutor no período ponta independe de seu cadastro para injeção de potência na rede, pois não há geração de energia fotovoltaica neste período. Para o cálculo do lucro do autoprodutor foi feita a seguinte análise:

- Diferença média entre a geração e o consumo diário do autoprodutor no período fora ponta. Este valor foi considerado como o montante acordado em contrato da energia a ser injetada na rede. A geração diária prevista para o autoprodutor está apresentada na tabela 10 e o consumo diário fora ponta foi obtido a partir da tabela 1. Uma vez que o sistema foi dimensionado para o próprio consumo, o montante de energia injetado na rede a ser considerado é baixo. Portanto, se nessa condição o autoprodutor já tiver prejuízo por ter que compensar a energia restante para completar o valor contratual, pode-se considerar que ele também teria prejuízo para os demais casos analisados.
- Tarifa que o autoprodutor pode vender o montante de energia acordado em contrato. Foi consultada uma empresa especialista na comercialização de energia e foi verificada uma TE de 230,00 R\$/MWh para o ano de 2023.
- PLD diário. É por este valor que o autoprodutor irá vender ou comprar o montante de energia resultante da diferença entre a energia injetada na rede e o valor acordado em contrato.

Desde janeiro de 2021, o PLD passou a ter discretização horária. No entanto, para simplificação da análise, de forma que pudesse analisar um período histórico mais amplo, foi verificada a o o histórico do PLD diário. Esta análise desconsidera efeito da variação do preço ao longo de um dia, porém, conforme pode ser verificado pela página da CCEE [47], a variação desse valor é menos significativa quando comparada à variação do PLD mensal ou anual. Portanto, de maneira genérica, pode-se assumir que a conclusão obtida com a análise do lucro do autoprodutor a partir do PLD diário é parecida com a conclusão que seria obtida caso fosse analisado o PLD horário.

A tabelas 11 a 13 [47] apresentam o histórico do PLD diário no submercado sul para três dias de cada mês dos anos de 2021, 2022 e 2023, respectivamente, seguindo o seguinte critério: menor valor do PLD, maior valor do PLD e valor mais próximo da média. Em alguns meses, o PLD diário foi o mesmo todos os dias.

Tabela 11 – Histórico do PLD [R\$/MWh] no submercado Sul para três dias de cada mês do ano de 2021

Mês	menor valor	maior valor	valor mais próx. da média
Janeiro	141,63	328,37	225,93
Fevereiro	71,48	197,43	165,28
Março	57,09	140,00	107,19
Abril	73,05	171,28	133,94
Mai	86,58	260,96	217,60
Junho	248,93	583,88	336,14
Julho	583,88	583,88	583,88
Agosto	583,88	583,88	583,88
Setembro	524,88	583,88	583,88
Outubro	95,87	535,06	213,50
Novembro	49,78	118,30	91,36
Dezembro	50,26	85,31	66,71

Tabela 12 – Histórico do PLD [R\$/MWh] no submercado Sul para três dias de cada mês do ano de 2022

Mês	menor valor	maior valor	valor mais próx. da média
Janeiro	55,70	91,35	62,93
Fevereiro	55,70	55,70	55,70
Março	55,70	55,70	55,70
Abril	55,70	55,70	55,70
Mai	55,70	55,70	55,70
Junho	55,70	55,70	55,70
Julho	55,70	104,15	66,59
Agosto	55,92	120,88	71,63
Setembro	55,70	61,39	55,72
Outubro	55,70	55,70	55,70
Novembro	55,70	55,70	55,70
Dezembro	55,70	55,70	55,70

Tabela 13 – Histórico do PLD [R\$/MWh] no submercado Sul para três dias de cada mês do ano de 2023

Mês	menor valor	maior valor	valor mais próx. da média
Janeiro	69,04	69,04	69,04
Fevereiro	69,04	69,04	69,04
Março	69,04	69,04	69,04
Abril	69,04	69,04	69,04
Maio	69,04	69,04	69,04
Junho	69,04	69,04	69,04
Julho	69,04	69,04	69,04
Agosto	69,04	69,04	69,04
Setembro	69,04	259,11	102,71
Outubro	69,04	154,17	69,04
Novembro	69,04	182,05	78,06
Dezembro	69,04	190,69	75,19

Através dos valores de PLD apresentados, foi calculado o lucro diário que o autoprodutor teria com a venda de excedente para cada condição analisada. As Tabs.14 a 16 apresentam os resultados obtidos. A ordem de grandeza do lucro é baixa por ser tratar de um valor diário. O resultado é potencializado quando considerado o lucro mensal ou anual.

Tabela 14 – Lucro diário [R\$] do autoprodutor com a venda de excedentes - ano 2021

mês	menor valor	maior valor	valor mais próx. da média
Janeiro	116,36	197	152,76
Fevereiro	80,32	124,59	113,29
Março	65,22	79,76	74,01
Abril	-29,32	-68,76	-53,77
Maio	-103,63	-312,34	-260,44
Junho	-398,62	-935,00	-538,28
Julho	-779,85	-779,85	-779,85
Agosto	-408,26	-408,26	-408,26
Setembro	-241,79	-268,96	-268,96
Outubro	-10,36	-57,82	-23,07
Novembro	75,56	103,57	92,56
Dezembro	72,81	85,09	78,57
Média diária	-130,13	-186,75	-151,79

Diante dos resultados obtidos, pode-se verificar que, os melhores cenários para a venda de excedentes foram para o menor valor de PLD e para o valor mais próximo da média no ano de 2022. Nestas condições, o valores de PLD apresentaram menor volatilidade, além de estarem a todo momento inferior à tarifa de energia do mercado livre (230,00 R\$/MWh). Com isso, em relação à energia injetada na rede, sempre que este valor alcança o montante acordado, o autoprodutor consegue vendê-la por um preço superior ao que venderia os excedentes deste montante. Além disso, uma vez que o valor acor-

Tabela 15 – Lucro diário [R\$] do autoprodutor com a venda de excedentes - ano 2022

mês	menor valor	maior valor	valor mais próx. da média
Janeiro	79,25	94,65	82,37
Fevereiro	74,78	74,78	74,78
Março	64,97	64,97	64,97
Abril	-22,36	-22,36	-22,36
Mai	-66,67	-66,67	-66,67
Junho	-89,20	-89,20	-89,20
Julho	-74,39	-139,11	-88,94
Agosto	-39,10	-84,52	-50,09
Setembro	-25,66	-28,28	-25,67
Outubro	-6,02	-6,02	-6,02
Novembro	77,98	77,98	77,98
Dezembro	74,72	74,72	74,72
Média diária	4,02	-4,09	2,16

Tabela 16 – Lucro diário [R\$] do autoprodutor com a venda de excedentes - ano 2023

mês	menor valor	maior valor	valor mais próx. da média
Janeiro	85,01	85,01	85,01
Fevereiro	79,47	79,47	79,47
Março	67,31	67,31	67,31
Abril	-27,71	-27,71	-27,71
Mai	-82,63	-82,63	-82,63
Junho	-110,56	-110,56	-110,56
Julho	-92,21	-92,21	-92,21
Agosto	-48,27	-48,27	-48,27
Setembro	-31,80	-119,36	-47,31
Outubro	-7,46	-16,66	-7,46
Novembro	83,43	129,64	87,12
Dezembro	79,39	122,02	81,55
Média diária	-0,50	-1,16	-1,31

dados são a média de energia que sobra de seu consumo, apesar de o autoprodutor ter que, em alguns meses, comprar energia para completar o montante acordado, tendo o PLD pouca variação, esta compra é compensada pela venda dos excedentes em meses de maior geração.

No entanto, pode-se verificar que, para a maior parte das condições analisadas, o autoprodutor teve prejuízo ao acordar a venda de seus excedentes, não sendo vantajoso se cadastrar na CCEE para comercializar sua geração.

Quando o autoprodutor não está autorizado a injetar seus excedentes na rede, ele precisa realizar um controle de geração em seu sistema. Caso este controle não seja realizado, ele fica exposto ao risco de suspensão de fornecimento de energia à unidade consumidora devido ao descumprimento das normas da distribuidora,

Sistemas fotovoltaicos

De maneira geral, um sistema fotovoltaico é constituído por módulos fotovoltaicos, inversores além de outros componentes como cabos elétricos e estruturas de fixação [48].

Os módulos fotovoltaicos são compostos por células fotovoltaicas, que podem ser representadas por uma fonte de corrente, um diodo de grande área e resistências em série e em paralelo [48]. Os módulos fotovoltaicos convertem a energia solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico.

A principal característica de um módulo fotovoltaico, além da sua potência nominal e da sua eficiência, é a sua curva I-V, que representa o comportamento da sua corrente em função da sua tensão. Os principais pontos desta curva são o ponto de curto-circuito ($V=0$ e $I=I_{SC}$, sendo I_{SC} a corrente de curto-circuito), o ponto de circuito aberto ($I=0$ e $V=V_{OC}$, sendo V_{OC} a tensão de circuito aberto) e ponto de potência máxima, MPP ($I=I_{mpp}$ e $V=V_{mpp}$, sendo I_{mpp} a corrente de máxima potência e V_{mpp} a tensão de máxima potência). A Fig. 2 Apresenta a curva I-V característica para um módulo fotovoltaico da Canadian Solar, com potência pico de 310 W [49].

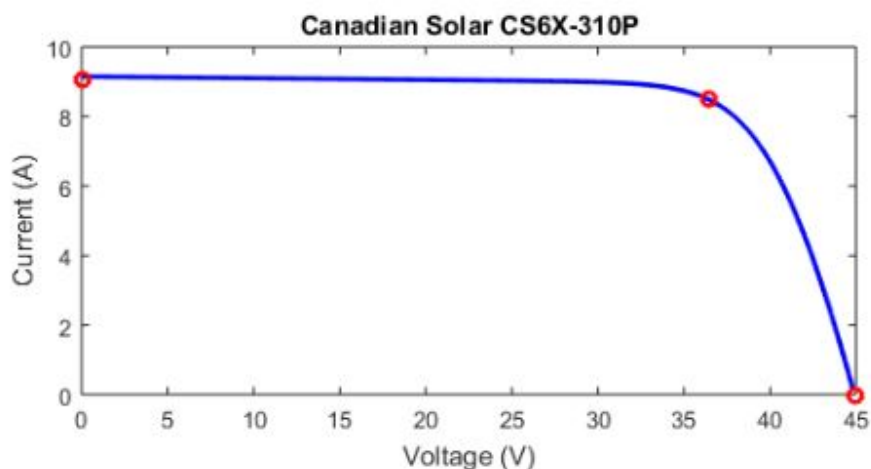


Figura 2 – Curva I x V característica para um módulo fotovoltaico de 310 W da Canadian Solar

Os módulos fotovoltaicos devem ser interligados a fim de se conseguir aumentar a

potência máxima, P_{max} de um arranjo fotovoltaico. O inversor solar é o dispositivo responsável pela conversão da corrente Corrente Contínua (CC) em Corrente Alternada (CA) e pela geração de energia elétrica a partir da energia fotovoltaica [50]. Este equipamento pode ser dividido em diversas topologias:

- Inversor central: Os módulos fotovoltaicos são conectados em série-paralelo, sendo este arranjo conectado em um único inversor ou em um MPPT de um inversor [51]. A Fig. 3 ilustra a topologia de um inversor central [51].

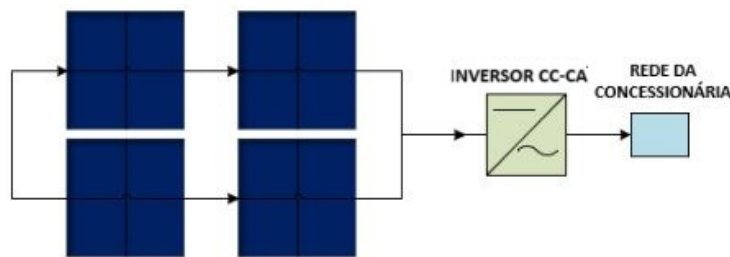


Figura 3 – Topologia de um inversor central

- Inversor *string*: Cada grupo de strings é conectado em um diferente MPPT [49]. Nesta topologia, pode haver um único estágio, no qual as strings são conectadas diretamente ao inversor, ou dois estágios, onde as *strings* são conectadas a um conversor CC-CC e todos estes conversores são conectados a um inversor central [52]. Nesta associação, o rastreamento do ponto de máxima potência ocorre em cada string, aumentando a precisão do MPPT. Portanto, o sombreamento parcial tem um impacto menor. Além disso, o capacitor eletrolítico possui um volume menor que o do inversor centralizado, aumentando a vida útil do inversor [51]. As Figs. 4 e 5 apresentam uma topologia de inversor string de um único estágio e de múltiplos estágios, respectivamente [51].
- Micro inversor: A topologia do microinversor foi criada com o objetivo de reduzir as perdas de potência encontradas nas topologias de inversor central e inversor string [51]. Nesta estrutura, cada módulo fotovoltaico é conectado em um inversor ou em um MPPT de um inversor [49]. Com isso, há uma maior eficiência no rastreamento do ponto de máxima potência. Outras vantagens da topologia do micro inversor é a eliminação do uso do cabo CC, facilitando sua instalação [51]. A Fig 6 apresenta uma topologia de micro inversor.

Os inversores fotovoltaicos mais utilizados são os conversores que atuam como fonte de tensão do lado CA, denominados *Voltage Source Converter* (VSC), em português: Conversor de Fonte de Tensão. Para o funcionamento do VSC, é necessário utilizar chaves semicondutoras do tipo transistor com a capacidade de controlar tanto a condução como o bloqueio de corrente através de pulsos de disparo no *gate* externo. O *Insulated Gate*

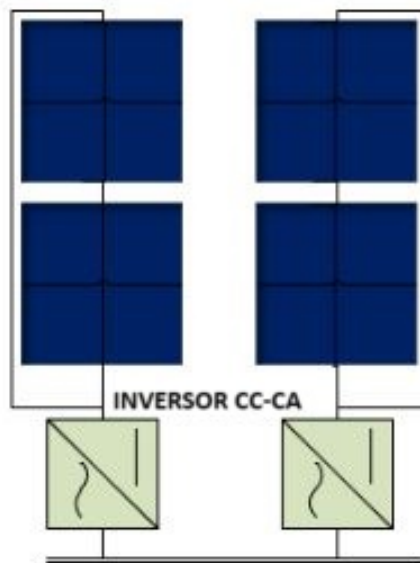


Figura 4 – Topologia de um inversor *string* de um único estágio

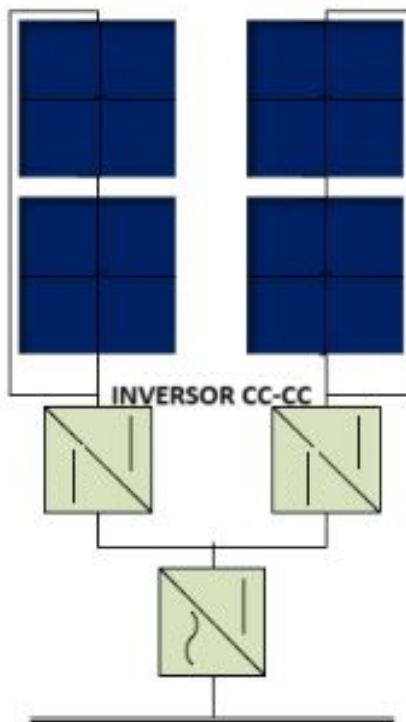


Figura 5 – Topologia de um inversor *string* de múltiplos estágios

Bipolar Transistor (IGBT), em tradução livre: Transistor Bipolar de Portão Isolado, é a chave semicondutora mais utilizada na prática [53].

Os pulsos para o comando de abertura e fechamento do IGBT são gerados pelo *Pulse Width Modulation* (PWM), em tradução livre: Modulação de Largura de Pulso.

Através do VSC, o sistema fotovoltaico pode operar como um Compensador Síncrono Estático, ou *Static Synchronous Compensator* (STATCOM), sendo capaz de gerar e de

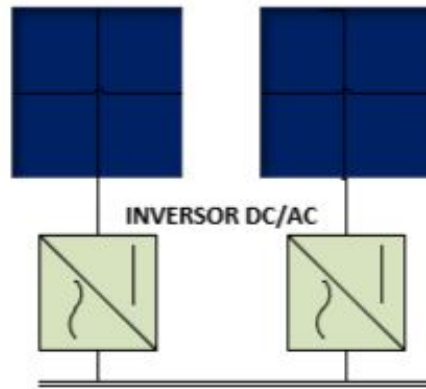


Figura 6 – Topologia de um micro inversor

absorver potência reativa, controlando a tensão no barramento CA.

Um VSC é bastante sensível aos distúrbios de tensão, podendo perder seu controle de potência em condições de distorção de tensão do sistema fotovoltaico. Para impedir que ocorra essa perda de controle de potência, é utilizado em sistemas fotovoltaicos uma malha de sincronização, a *Phase Locked Loop* (PLL), que rastreia a frequência da rede, medindo o ângulo de fase.

Em sistemas trifásicos, a sincronização é feita a partir de estruturas síncronas de rotação do PLL [54]. Para simplificar o processamento de sinais durante a sincronização dos parâmetros, as tensões e correntes do sistema, que estão no plano abc, são convertidas em componentes do plano DQ (eixo direto e em quadratura), a partir da transformada de Park. Essa transformada permite que as variáveis de controle se tornem constantes [55]. As equações 23 e 24 apresentam a relação das componentes no eixo DQ0, com as componentes no eixo abc [56].

$$(23) \quad \begin{pmatrix} A_d \\ A_q \\ A_0 \end{pmatrix} = P_{dq0} \times \begin{pmatrix} A_a \\ A_b \\ A_c \end{pmatrix}$$

Sendo A um parâmetro de tensão ou de corrente.

$$P_{dq0} = \sqrt{\frac{2}{3}} \times \begin{pmatrix} \text{sen}(\omega t) & \text{sen}(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & \text{sen}(\omega t + \frac{4\pi}{3}) \\ \text{cos}(\omega t) & \text{cos}(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & \text{cos}(\omega t + \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{pmatrix} \quad (24)$$

Sendo ω a frequência angular do sistema analisado.

Nesta estrutura, a potência ativa é proporcional à corrente no eixo direto e a potência reativa é proporcional à corrente no eixo de quadratura.

Os inversores fotovoltaicos injetam corrente senoidal na rede, controlando o fator de potência. O controle feito pelos inversores é essencial para garantir o bom funcionamento do sistema fotovoltaico. Este controle pode ser dividido em duas categorias [57]:

- Controle MPPT: Seu principal objetivo é garantir que o sistema fotovoltaico está operando em seu máximo ponto de potência, considerando suas condições de temperatura e radiação;
- Controle de potência ativa/reactiva: Seu principal objetivo é garantir a qualidade da energia injetada na rede e garantir a sincronização do sistema fotovoltaico com a rede;
- Controle de geração: Seu principal objetivo é evitar a injeção de potência na rede;

4.1 Metodologias de controle MPPT

A potência de um sistema fotovoltaico é influenciada pela irradiância solar e pela temperatura e tensão dos módulos Fotovoltaico (*photovoltaic* em inglês) (PV). Existe um ponto de operação onde todo o sistema PV opera com a máxima eficiência e produz sua máxima potência de saída. Este ponto pode ser alcançado através de um controle de MPPT. Existem muitas técnicas de MPPT propostas na literatura, sendo as principais delas os seguintes métodos: Perturba & Observa, Tensão Constante, Algoritmo de Condutância Incremental e Lógica *Fuzzy*.

4.1.1 Método Perturba & Observa

O método Perturba & Observa consiste em perturbar a tensão ou a corrente terminal do arranjo e observar a potência de saída do sistema fotovoltaico. Para calcular tal potência, torna-se necessário medir a tensão e a corrente do arranjo fotovoltaico [58]

Se esta potência aumentar, o incremento da tensão ou da corrente continuará sendo feito no mesmo sentido, até o sistema atingir sua máxima potência. Caso contrário, o incremento deverá ocorrer na direção oposta [59]. A Fig. 7 apresenta o fluxograma do método Perturba & Observa para incremento de tensão.

Para a implementação desse método, é necessário que o sistema fotovoltaico possua algum dispositivo capaz de medir a tensão e a corrente de saída do arranjo fotovoltaico. Para cada período estabelecido, o sistema compara os valores atuais com os valores anteriores e, através de controladores, é feito o incremento na tensão ou na corrente de saída do arranjo, de acordo com os valores calculados.

Como o arranjo fotovoltaico é perturbado em cada ciclo do MPPT, é comum ocorrer desvios do ponto máximo de operação, ocorrendo perdas no sistema e a energia fotovoltaica pode acabar não sendo totalmente aproveitada. Outra desvantagem deste mé-

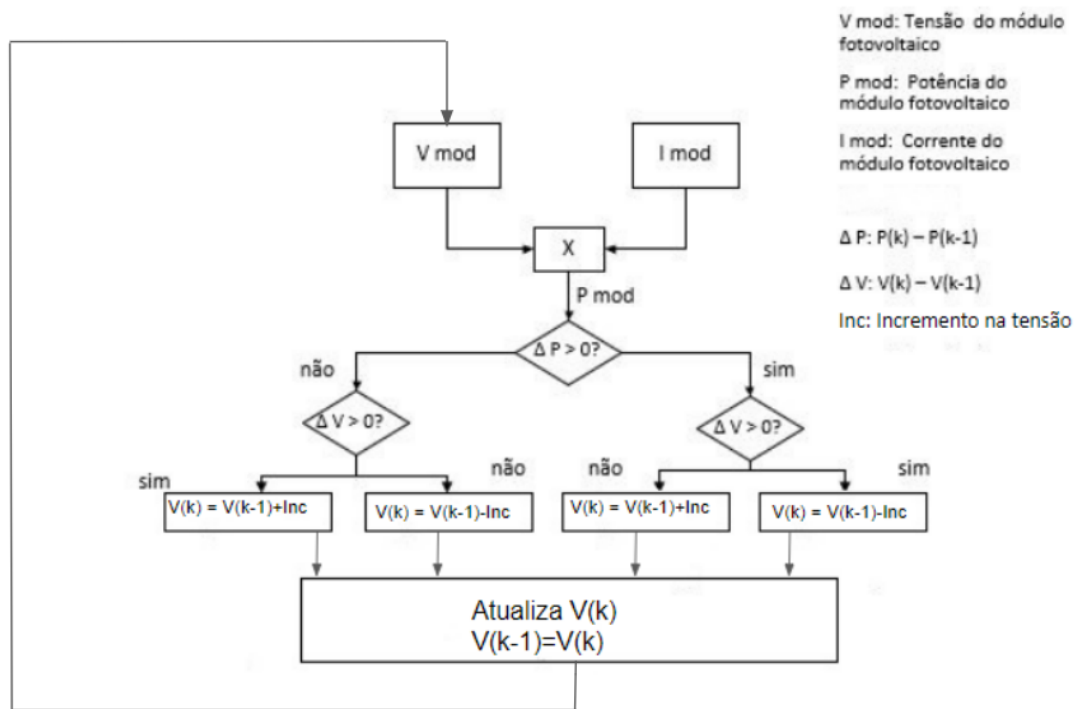


Figura 7 – Fluxograma do método Perturba & Observa para incremento de tensão

todo é a sua grande dependência das condições atmosféricas. Qualquer pequena variação da irradiância solar ou da temperatura leva à oscilação do ponto de *Maximum Power Point* (MPP), dificultando o rastreamento deste ponto [60].

Através da Fig. 8 é possível entender melhor este desvio. Considerando a condição A, seria necessário diminuir a tensão atual (V_0) para alcançar o ponto de máxima potência. Porém, assumindo um aumento de irradiância, o MPP passaria a ser o ponto B, e nesse caso, o incremento de tensão deveria ocorrer na direção oposta da anterior [61].

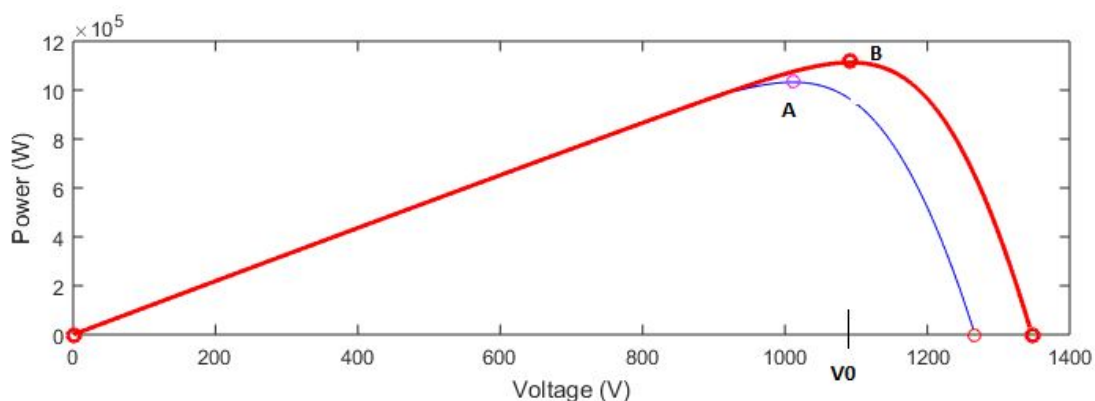


Figura 8 – Alteração do ponto de máxima potência devido alterações nas condições atmosféricas

Uma vez que o valor do incremento é fixo, é necessário que sua ordem de grandeza seja coerente com a incrementação da tensão. Caso a tensão atual do arranjo fotovoltaico esteja muito distante da tensão do MPP, um incremento muito pequeno pode deixar o

processo de rastreamento lento, demorando para o ponto de máxima potência ser alcançado. Porém, se o incremento for elevado, o número de oscilações em torno do MPP é maior. Para solucionar este problema, pode-se utilizar o método Perturba & Observa modificado, no qual o incremento de tensão ou de corrente é variável [60].

4.1.2 Condutância Incremental

O método Condutância Incremental se baseia no princípio de que o sistema pode alcançar seu MPP a partir da comparação entre a condutância instantânea e incremental do arranjo fotovoltaico [62]. Este método consiste em encontrar a derivada da potência de saída do sistema fotovoltaico, conforme equação 25

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = V_{PV} \times \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} + I_{PV} \quad (25)$$

Sendo P_{PV} , V_{PV} e I_{PV} a potência, tensão e corrente do sistema fotovoltaico, respectivamente. A potência máxima de saída do arranjo fotovoltaico corresponde ao ponto cuja derivada $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}}$ se aproxima de 0 [61].

A Fig.9 ilustra uma curva P x V de um arranjo fotovoltaico. No ponto A, o valor da derivada é próximo de 0.

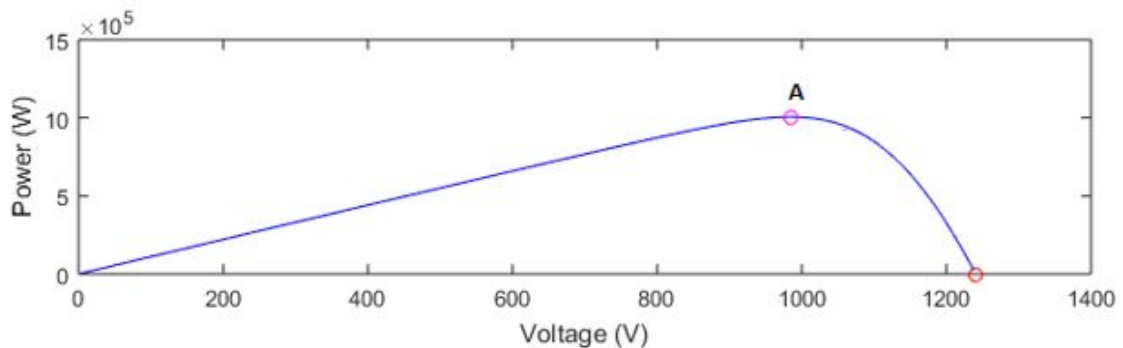


Figura 9 – Curva P x V de um arranjo fotovoltaico

Através da equação 25, é possível determinar o valor do incremento da tensão CC para o sistema fotovoltaico atingir sua máxima potência. Além disso, com a análise do sinal da derivada $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}}$, é possível verificar que lado da curva P x V o sistema está operando e, portanto, determinar a direção correta da perturbação [61]. A Fig. 10 apresenta o fluxograma do método Condutância Incremental [63].

A implementação deste método pode ser feita de forma parecida com a da metodologia Perturba & Observa. O sistema também precisa ser capaz de medir os parâmetros elétricos na saída do arranjo fotovoltaico e, através de controladores, é feita a perturbação na tensão.

Na teoria, este método permite que o sistema fotovoltaico realmente opere em seu ponto de máxima potência. No entanto, dificilmente a derivada $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}}$ será exatamente

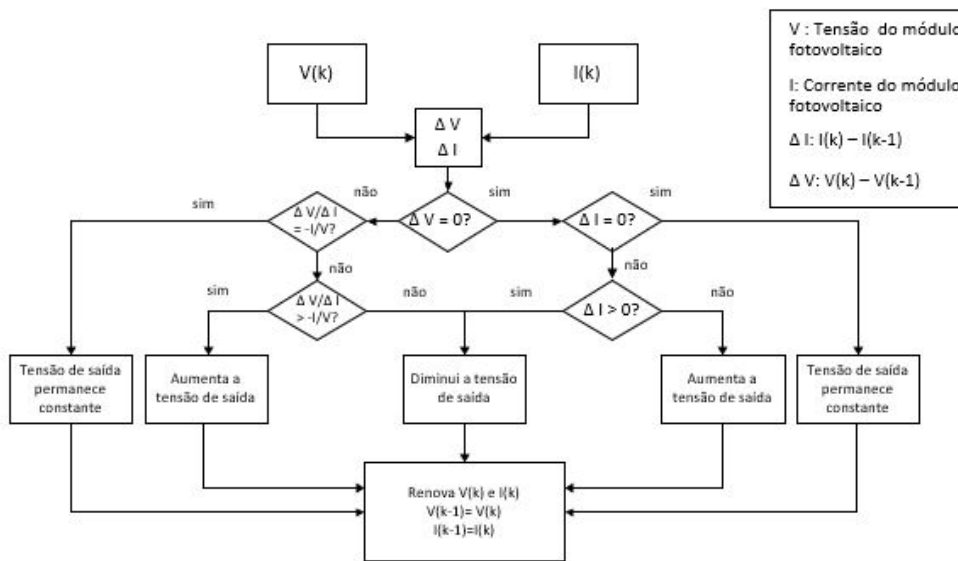


Figura 10 – Fluxograma do método condutância incremental

zero. Portanto, pode ser assumido um pequeno intervalo no qual pode-se considerar que o MPP foi atingido. No entanto, isso leva a uma instabilidade em torno do ponto de máxima potência, produzindo erros no regime permanente [59].

As principais vantagens desse método são sua rápida convergência e seu ótimo desempenho.

4.1.3 Tensão Constante

Este método também pode ser denominado como tensão em aberto. Ele consiste em aplicar um ganho constante na tensão de saída dos módulos. A metodologia tensão constante considera que uma variação individual na irradiância ou na temperatura de um arranjo fotovoltaico é insignificante e, portanto, assume que a relação entre a tensão de circuito aberto e o ponto de máxima potência é constante. Tal relação é descrita na equação 26 [61].

$$V_{MPPT} = K_{FT} \times V_{OC} \quad (26)$$

Sendo:

- V_{MPPT} = Tensão no ponto de máxima potência;
- K_{FT} = Constante entre a tensão no ponto de máxima potência e a tensão em aberto. Este valor é fornecido pelo fabricante do módulo;
- V_{OC} = Tensão em aberto do módulo;

Portanto, para se determinar a tensão no ponto de máxima potência, apenas é necessário medir a tensão em circuito aberto do módulo, considerando as condições de irradiância

e temperatura. o método de tensão constante é a forma de controle de MPPT mais simples. Para realizá-lo, basta avaliar se a tensão de saída do arranjo fotovoltaico é maior ou menor que a tensão calculada e incrementá-la de forma a garantir que ela alcance a tensão desejada [63]. No entanto, uma vez que o ponto de máxima potência é dependente das condições atmosféricas, ele pode ser alterado frequentemente. Portanto, este método não é preciso no rastreamento do MPP.

4.1.4 Lógica *Fuzzy*

A metodologia de controle MPPT *Fuzzy* é dividida em três etapas [64].

- Fuzzificação: Nesta fase, os parâmetros elétricos medidos na saída do arranjo fotovoltaico são transformados em variáveis *fuzzy*. Os erros entre a tensão CC e a corrente CC medidas e seus valores de referência são classificados qualitativamente de acordo com alguma das variáveis *fuzzy*: grande negativo, médio negativo, pequeno negativo, zero, pequeno positivo, médio positivo e grande positivo [64].
- Sistema de interface: Nesta etapa, é feita a associação entre a classificação do erro e a taxa de variação desse erro, também transformada em variável *fuzzy*. A associação é feita através de uma regra *fuzzy* que utiliza uma tabela com códigos já conhecidos, combinando as variáveis de acordo com o seu nível de semelhança. A partir de então, obtém-se os parâmetros de entrada necessários para o controlador *fuzzy* garantir que o sistema fotovoltaico opere em seu ponto de máxima potência [65].
- Defuzzificação: Esta é a última etapa da lógica *Fuzzy*. Ela consiste em transformar o resultado obtido na etapa anterior em variável numérica, podendo ser aplicado diretamente na entrada do controlador. Um exemplo de parâmetro de saída obtido neste processo é o ciclo de chaveamento do conversor.

4.2 Controle de potência ativa e reativa

Quando as instalações se conectam ao sistema de distribuição de média tensão, o acessante deverá garantir que suas cargas estejam corretamente distribuídas entre as fases, impedindo que o desequilíbrio de tensão exceda os valores de tensão permitidos a ele. Além disso, o acessante também deverá implementar ações para garantir que seu sistema atenda os valores de referência da qualidade da energia elétrica fornecida, definidos no Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica [66].

Para garantir que o seu sistema esteja cumprindo com a norma mencionada, os produtores de energia fotovoltaica devem realizar controle da potência ativa e reativa. As metodologias mais encontradas na literatura para este tipo de controle foram a Volt-Var, Volt-Watt e *deloading*.

Assim como nas metodologias de MPPT, os métodos para controle de potência ativa e reativa também tem como princípio controlar parâmetros de tensão e corrente para se alcançar a potência desejada.

4.2.1 Controle Volt-Var

A metodologia de controle Volt-Var é bastante aplicada em casos que a resistência no ponto de acoplamento comum é pequena quando comparado com a reatância [67]. Neste método, a injeção de potência reativa na rede deve ser proporcional a uma determinada porcentagem de tensão de operação do sistema, a qual é determinada pela distribuidora a qual o sistema está conectado. A relação entre as variáveis mencionadas também varia de acordo com o fator de potência do sistema [68]. A Fig. 11 apresenta exemplos de configuração para a relação entre injeção de potência reativa e a tensão do sistema fotovoltaico [67]. A configuração volt-var deve ser a mesma para todos os dispositivos conectados na rede ou pode haver uma configuração unificada para um conjunto de dispositivos.

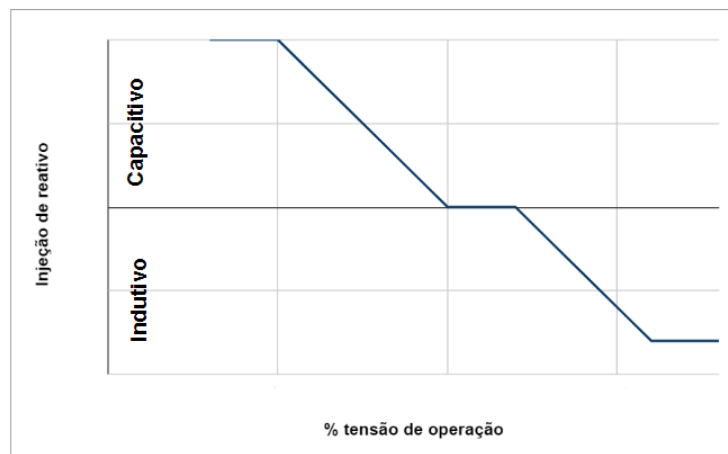


Figura 11 – Exemplo de configuração Volt-Var

Quando há sobretensão no sistema, deve ocorrer absorção da potência reativa, com o sistema operando na configuração indutiva. Já em casos de subtensão, deve ocorrer injeção de reativos na rede, com o sistema operando de forma capacitiva [69].

A implementação dessa metodologia de controle é feita através de softwares de simulação de sistemas elétricos, sendo o *OpenDSS* um dos mais utilizados. Através dele, é definida a saída da potência reativa do sistema fotovoltaico em função da tensão terminal. Também são definidas as condições para o sistema operar de forma capacitiva ou indutiva [69].

Feita a implementação, o controle volt-var irá operar da seguinte maneira: o sistema irá verificar a tensão de saída do sistema fotovoltaico e analisar se está dentro do limite permitido. Quando há violações deste limite, seja por um valor superior ou inferior, o sistema calcula o valor de potência reativa a ser absorvido ou injetado na rede a partir da

diferença entre a capacidade de potência ativa do inversor do sistema e a potência ativa real do arranjo fotovoltaico. Este ciclo é repetido a cada interação [68].

4.2.2 Controle Volt-Watt

A metodologia de controle Volt-Watt é mais efetiva quando o valor da resistência no ponto de acoplamento comum é próximo ao valor da reatância neste ponto. Este método consiste em limitar a potência ativa de saída do inversor para regular a tensão terminal do sistema fotovoltaico [67]. A máxima potência ativa a ser injetada na rede é calculada a partir da tensão terminal do sistema fotovoltaico. A Fig 12 apresenta esta relação. Conforme pode ser observado, quando a tensão do sistema fotovoltaico está dentro do limite permitido, não ocorre variação da potência máxima permitida. No entanto, quando a tensão de operação ultrapassa o limite permitido, deve ser feita uma redução da potência ativa [69].

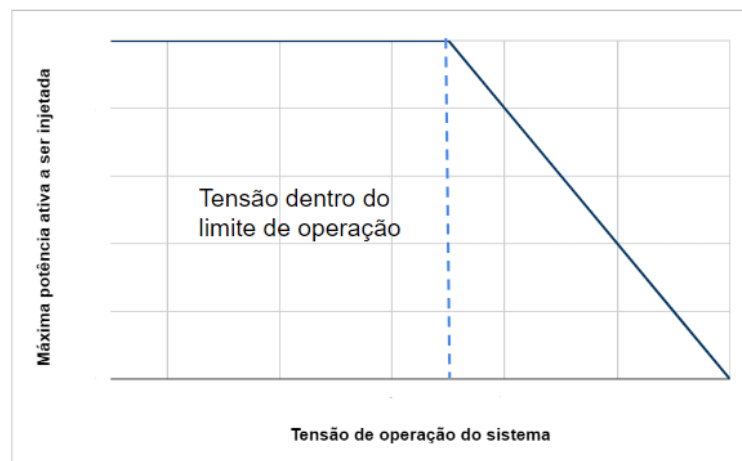


Figura 12 – Exemplo de configuração Volt-Watt

Assim como no controle volt-var, na metodologia volt-watt, é configurada uma curva de operação para um conjunto de dispositivos conectados na rede, e ela também pode ser implementada a partir de softwares de simulação de sistemas elétricos, como o *OpenDSS*. Esse software deve ter a capacidade de avaliar a tensão do sistema, que pode ser determinada a partir da tensão do transformador que realiza a interface entre a rede e o sistema fotovoltaico e a partir da potência ativa do sistema fotovoltaico [69]. Após verificada a tensão, o inversor deverá regular a potência ativa a ser injetada na rede, de acordo com o modo de operação configurado.

Em relação às principais vantagens e desvantagens da implementação do método de controle volt-Watt, pode-se considerar que são muito semelhantes às mencionadas para a metodologia Volt-Var.

4.2.3 Controle *deloading*

A metodologia *deloading* consiste em deslocar a tensão de operação para o lado direito do MPP da curva P x V, de forma a diminuir a potência do arranjo fotovoltaico, conforme pode-se observar pela Fig. 13.

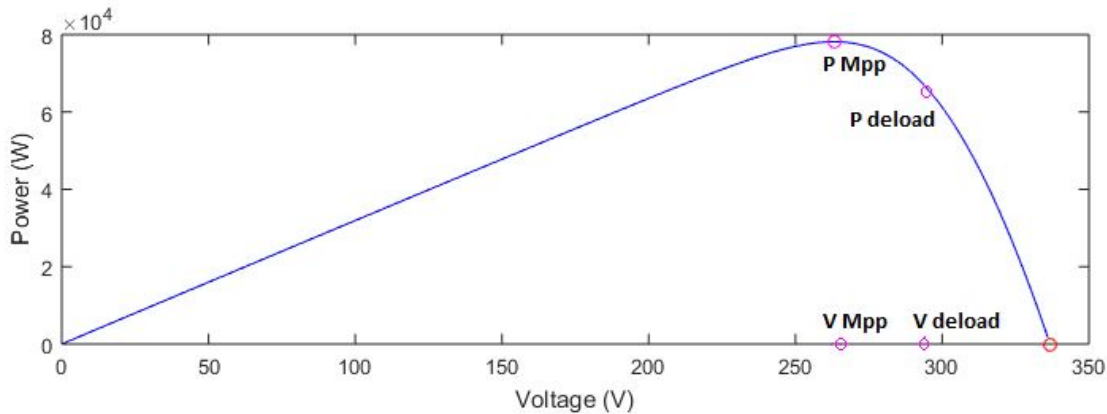


Figura 13 – Curva P x V com o controle *deloading*

Para que seja feito controle de geração, evitando o fluxo reverso da potência, o controle *deloading* é feito da seguinte maneira: Na entrada do bloco Proporcional Integral (PI) é adicionado um sinal correspondente à diferença entre a potência consumida e a potência gerada, tendo como resultado um sinal de saída referente à tensão CC do sistema fotovoltaico, a qual é comparada com a tensão de MPPT. Para limitar a tensão de operação, é colocado um bloco de saturação, permitindo o sistema operar entre a tensão CA pico (VCA PICO) e a tensão em aberto (VOC). Como parâmetro de saída deste bloco, obtém-se a tensão CC de referência (Vdc ref), que através do controlador PI, gera a corrente CC de referência (Id ref), o qual interfere diretamente na potência. A Fig. 14 ilustra esta metodologia.

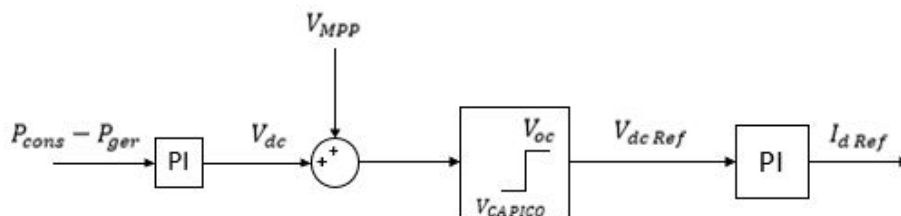


Figura 14 – Diagrama esquemático da metodologia *deloading* para controle de geração

Uma das maiores vantagens deste método de controle é a possibilidade de, quando a tensão de operação é deslocada para um valor superior ao do MPP, o sistema gerar uma potência de reserva, permitindo uma rápida resposta em caso de aumento de demanda do consumidor[70].

No entanto, uma vez que a metodologia *deloading* utiliza como parâmetro de entrada a diferença entre geração e consumo do sistema como um todo, é aplicado um controle unificado para todos os inversores que estão conectados ao sistema fotovoltaico, de forma que todos eles são ajustados para operar a uma mesma tensão. Com isso, não é levado em consideração os parâmetros individuais do arranjo fotovoltaico conectado a cada um dos inversores, como irradiância e temperatura, que interferem diretamente na potência gerada. Neste caso, mesmo que um inversor esteja conectado a um arranjo fotovoltaico com sombreamento e o outro esteja conectado a um arranjo fotovoltaico com máxima irradiância, eles irão operar a uma mesma tensão, dificultando que o sistema opere de fato na máxima potência de operação permitida para aquele momento.

Além do controle de geração, a metodologia *deloading* também pode ser aplicada para controle de frequência na rede. Para isso, é necessário adicionar como parâmetro de entrada a tensão *deload*, a tensão MPP e um sinal proporcional à frequência, o qual é multiplicado pela tensão CC do sistema fotovoltaico. Após o processamento dos sinais de entrada, também é colocado um saturador, no qual a tensão de operação é limitada entre o valor de MPP e o valor *deload*. O parâmetro de saída deste bloco é uma tensão CC referência ($V_{dc Ref}$), a qual é comparada com a tensão do arranjo fotovoltaico, gerando um sinal proporcional. Como resultado de saída deste controle, obtém-se a corrente I CC referência ($I_{dc ref}$). A partir desta corrente, é possível gerar a potência desejada. A Fig. 15 ilustra o diagrama de controle apresentado.

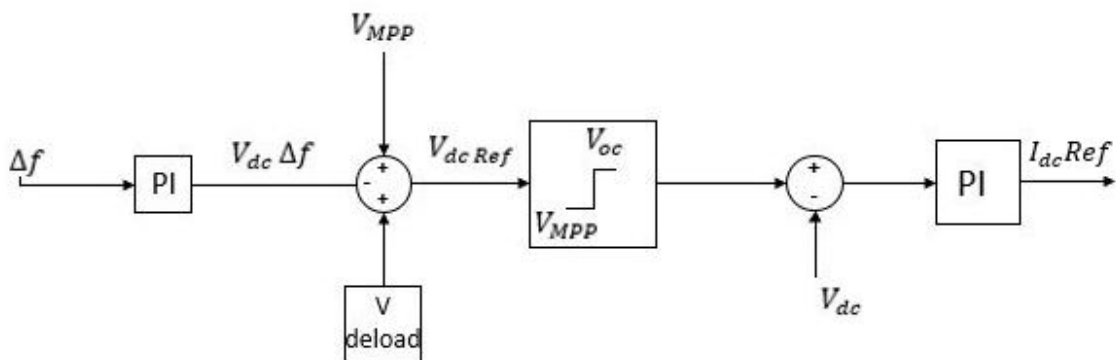


Figura 15 – Diagrama de blocos do controle deloading para equilíbrio de frequência

4.3 Controle de geração

Conforme mencionado nos capítulos anteriores, em determinadas situações, é necessário que o produtor de energia realize um controle de geração em seu sistema de forma que o valor da energia que está sendo gerada não ultrapasse o valor da energia que está sendo consumida, evitando a injeção de potência de rede.

Quando o autoprodutor opta pela não injeção de potência na rede, seu sistema de geração deverá ser projetado de forma a assegurar que a produção de energia nunca supere a demanda da unidade consumidora. Além disso, antes desse sistema entrar em operação, seus equipamentos precisam estar em conformidade com as especificações da distribuidora na qual a unidade consumidora está localizada.

Conforme mencionado no capítulo 1, o autoprodutor de energia que não injeta potência na rede deve seguir as condições de operação indicadas nas normas referentes ao paralelismo momentâneo.

Neste trabalho, foram analisadas as normas para a operação de paralelismo momentâneo nas seguintes distribuidoras: Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), Companhia Paranaense de Energia (COPEL), CEEE, ENERGISA, Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA), Entidade Nacional de Eletricidade (ENEL) São Paulo e Equatorial Maranhão (antiga Companhia Energética do Maranhão (CEMAR)). A Tab. 17 compara os principais requisitos para operação em paralelismo momentâneo exigidos pelas distribuidoras de energia mencionadas no parágrafo anterior.

Tabela 17 – Comparação entre os principais requisitos das distribuidoras brasileiras para operação em paralelismo momentâneo

Distribuidora	tempo máx.	pot. máxima fluxo reverso
CEMIG [14]	15 s	5% da pot. nominal
CEEE [15]	15 s	não especifica
Energisa [17]	0,5 s para fluxo reverso	15 % da pot. nominal, lim. 500 kVA
Equatorial Maranhão[71]	15 s	não especificado
ENEL São Paulo [72]	0,5 s para fluxo reverso	30% da pot. nominal, lim. 500 kVA
CPFL [16]	30 s	limite correlacionado à tensão
COPEL [73]	0,5 s para fluxo reverso	5 % da pot. nominal
COELBA [74]	15 s	não especificado

Em relação ao tempo máximo permitido, pode-se verificar que a CPFL é a distribuidora que permite maior tempo de paralelismo momentâneo: 30 segundos. Quando as distribuidoras especificam o tempo máximo de fluxo reverso, que foi o caso da Energisa, ENEL São Paulo e COPEL, o tempo máximo permitido foi o mesmo: 0,5 segundos. Com exceção da CPFL, as distribuidoras que apenas limitaram o tempo de paralelismo momentâneo do gerador com a rede estabeleceram um limite de 15 segundos para este tipo de operação.

Analisando a potência máxima permitida, verificou-se que, no caso da ENEL São Paulo e da Energisa, que indicaram um valor absoluto, ambas as distribuidoras limitaram o valor em 500 kVA. Considerando a porcentagem em relação à potência nominal, a ENEL São Paulo é a que permite maior valor: 30 %.

Caso a norma de paralelismo momentâneo não seja cumprida, a distribuidora poderá suspender o fornecimento de energia da unidade consumidora, conforme indicado na resolução normativa de número 1000 da ANEEL:

“A distribuidora deve suspender imediatamente o fornecimento no caso de o consumidor gerar energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local, conforme Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica” [13].

Para garantir que a norma de paralelismo momentâneo seja cumprida, o autoproductor deverá realizar um controle de geração em seu sistema fotovoltaico. A metodologia desenvolvida pelo autor para controle de geração foi o Perturba & Observa adaptado.

4.3.1 Método Perturba & Observa adaptado

Na metodologia Perturba & Observa convencional para controle MPPT, o incremento na tensão ou na corrente no terminal do arranjo fotovoltaico é fixo, sendo apenas alterada a direção que este incremento é feito. Também foi brevemente citado o método Perturba & Observa modificado, o qual consiste em variar o valor do incremento a cada iteração, com o objetivo de melhorar o tempo de resposta e diminuir as oscilações da potência em torno do MPP. Ambas as metodologias mencionadas são amplamente encontradas na literatura e têm como objetivo o rastreamento do ponto de máxima potência do sistema fotovoltaico.

Neste trabalho, é proposto uma modificação no algoritmo utilizado nessas metodologias, de forma a se realizar um controle de geração. Para isso, são feitas as seguintes modificações:

- Nos momentos que a potência gerada for inferior à potência limite, é utilizada a mesma estratégia de controle do Perturba & Observa convencional, com um incremento fixo de tensão, cujo valor é estabelecido antes de se iniciar o controle;
- Nos momentos que a potência gerada ultrapassar o limite estabelecido, é verificada a diferença entre a potência limite e a potência que está sendo gerada, para se avaliar o incremento necessário. Quando a diferença é superior a 10% da potência nominal do sistema fotovoltaico, o valor do incremento de tensão é superior ao incremento pré-estabelecido, de forma a acelerar a queda de potência, evitando um fluxo reverso acima do valor permitido. Quando a diferença entre geração e potência limite é inferior a 10% do valor nominal do sistema, o valor do incremento é o mesmo que foi estabelecido na condição inicial. A Fig 16 apresenta o fluxograma da metodologia perturba & observa adaptado.

Assim como no método Perturba & Observa convencional, uma vez que ocorre incremento de tensão a cada iteração, há oscilações da potência em torno de seu valor desejado.

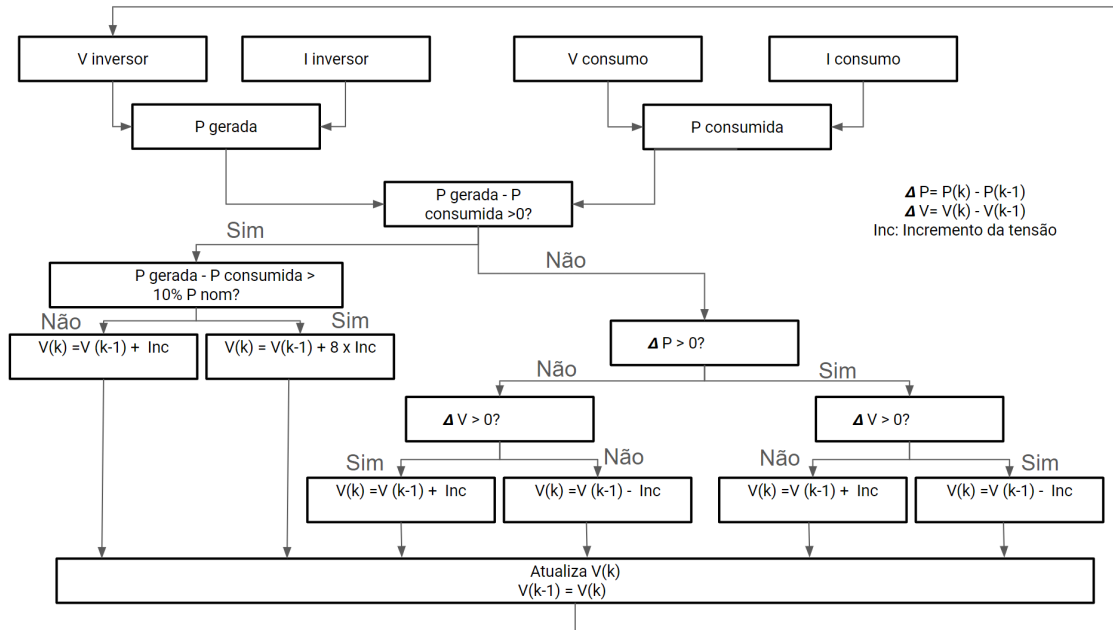


Figura 16 – Fluxograma da metodologia Perturba & Observa adaptado

Independente da diferença entre a potência gerada e a potência limite, sempre que a geração ultrapassa o limite estabelecido, ocorre um incremento positivo de tensão, operando do lado direito do MPP na curva.

4.4 Implementação do controle fotovoltaico

O controle de MPPT ou de geração em um sistema fotovoltaico é feito a partir das malhas de controle de corrente e de tensão do sistema.

A Fig. 17 apresenta de forma simplificada o circuito elétrico do sistema fotovoltaico. Ela será utilizada como base para os equacionamentos elétricos. Neste circuito, R_r e L_r correspondem à resistência e indutância do reator, respectivamente, V_s , tensão CA da rede, V_I , tensão CA de saída do inversor e V_{PV} , tensão CC de saída do arranjo fotovoltaico

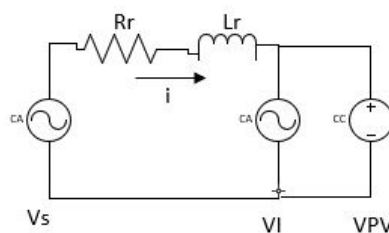


Figura 17 – Circuito simplificado do sistema fotovoltaico

A resistência e a indutância do reator são calculadas, Por Unidade (pu), pelas equações 27 e 28, respectivamente, de acordo com [75].

$$R_r = \frac{0,15}{f} \quad (27)$$

$$L_r = \frac{0,15}{2 \times \pi \times f} \quad (28)$$

Sendo f a frequência nominal da rede.

4.5 Controle de corrente

Levando em consideração a Fig. 17 e utilizando a segunda Lei de Kirchhoff, obtém-se a seguinte equação para o controle de corrente:

$$V_s = R_r \times i + L_r \frac{di}{dt} + V_i \quad (29)$$

Para alterar o referencial abc para dq0, aplica-se a transformada de Park, obtendo-se às equações 30 e 31. Nestas equações, ω corresponde à frequência angular da rede.

$$V_{sd} == R_r \times i_d + L_r \frac{di_d}{dt} + V_{id} + L_r \times \omega \times i_q \quad (30)$$

$$V_{sq} == R_r \times i_q + L_r \frac{di_q}{dt} + V_{iq} + L_r \times \omega \times i_d \quad (31)$$

Reorganizando as equações em forma matricial, para uma melhor visualização, obtém-se a equação indicada em 32.

$$d/dt \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -R_r/L_r & -\omega \\ \omega & -R_r/L_r \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + 1/L_r \begin{pmatrix} v_{cd} - v_{sd} \\ v_{cq} - v_{sq} \end{pmatrix} \quad (32)$$

Através desta matriz, pode-se perceber um acoplamento entre as correntes do eixo d e q. Para facilitar o controle, é necessário desacoplar essas correntes. Após este desacoplamento, pode-se obter a seguinte relação:

$$d/dt \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -R_r/L_r & 0 \\ 0 & -R_r/L_r \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + 1/L_r \begin{pmatrix} \Delta V_d \\ \Delta V_q \end{pmatrix} \quad (33)$$

Com isso, é possível obter a função transferência, em malha aberta, do circuito de controle de corrente, conforme indicado na equação 34.

$$H_{malha\ aberta\ corrente} = \frac{i_d}{\Delta V_d} = \frac{i_q}{\Delta V_q} = \frac{1}{R_r + L_r \times s} \quad (34)$$

Através das equações indicadas nesta seção, é possível elaborar o controle da malha de corrente, conforme ilustrado na Fig. 18

$$I_{base} = \frac{S}{V_s} \quad (35)$$

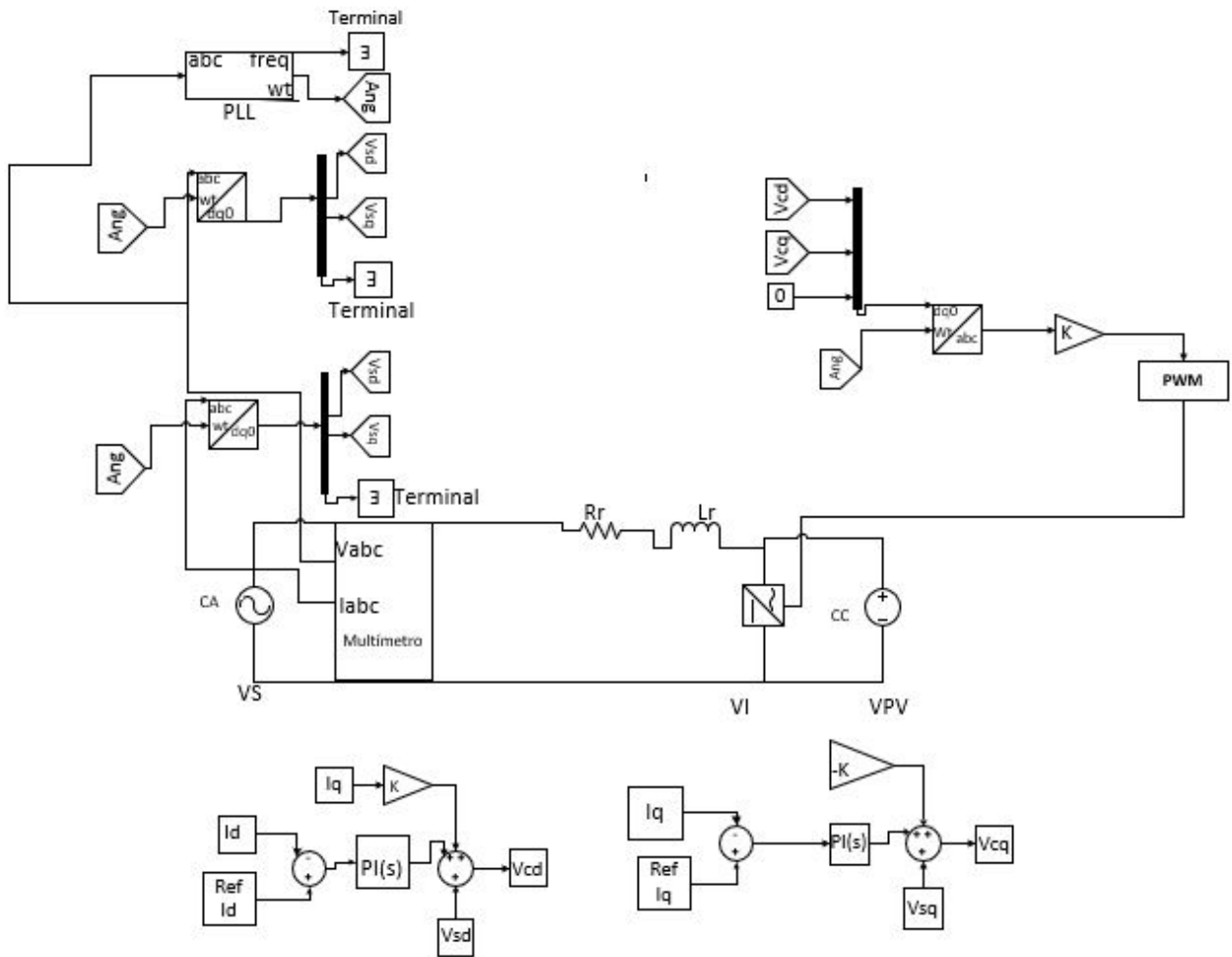


Figura 18 – Circuito para controle de corrente

Sendo S a potência do inversor e V_s a tensão da rede.

O bloco PLL mede a frequência e a fase da rede e sincroniza o sistema com estes parâmetros. Já o bloco PWM é utilizado para controlar os dispositivos de chaveamento [?]. Ele é configurado de forma a gerar um atraso entre o sistema de controle e o chaveamento do inversor. Este atraso está relacionado com a frequência de chaveamento do PWM. Considerando as condições descritas, a função transferência do bloco PWM pode ser descrita de acordo com a equação 36, sendo T_a o tempo de atraso [75].

$$H_{PWM} = \frac{1}{1 + T_a \times s} \quad (36)$$

Para garantir que não ocorra erro em regime permanente, é usado o controlador PI, que tem como entrada o sinal de erro entre a tensão CC e sua referência. Os ganhos proporcionais e integrais do controlador PI estimam o pico da corrente de referência e controlam a tensão do inversor [75].

A equação 37 descreve a função transferência deste bloco.

$$H_{PI} = K_p \times \frac{1 + T_i \times s}{T_i \times s} \quad (37)$$

Sendo K_p o ganho do controlador proporcional e T_i o tempo de resposta do controlador integral.

Já o bloco do conversor corresponde à uma representação da função transferência, descrita na equação 34. A junção do bloco do PWM com o bloco do conversor resulta na função transferência da planta em análise, conforme apresentado na equação 38.

$$H_{malha\ fechada\ corrente} = \frac{1/R_r}{(1 + T_a \times s)(1 + L_r/R_r \times s)} \quad (38)$$

Com o objetivo de simplificar o controle, esta função transferência será aproximada para uma função de dois polos, sendo um na origem. Desta forma, os parâmetros de controle poderão ser calculados através do método ótimo simétrico. Para isto, assume-se que $\frac{L_r}{R_r} \gg T_a$. Portanto, o polo $-\frac{L_r}{R_r}$ fica muito próximo da origem. Desta forma, a função transferência da planta passa a ser a equação descrita em 39.

$$H_{malha\ fechada\ corrente} = \frac{1}{(1 + T_a \times s)L_r \times s} \quad (39)$$

Conforme mencionado no parágrafo anterior, uma vez simplificada a função transferência da planta, seus parâmetros poderão ser obtidos através do método ótimo simétrico. Este método indica a seguinte relação para os parâmetros de controle: para uma função transferência genérica de segunda ordem com um dos polos na origem, conforme apresentado em 40, assume-se a relação de igualdade indicada na equação 41 [75]. Em 40, H corresponde a função e transferência e K ao ganho do controlador.

$$H = \frac{K}{(1 + T_a \times s) \times s} \quad (40)$$

$$(a, T_i, K_p) = \left(\frac{1}{\omega_c T_a}, a^2 T_a, \frac{1}{a T_a K} \right) \quad (41)$$

Sendo a um parâmetro do projeto e ω_c a frequência de cruzamento em malha aberta. O parâmetro a deve sempre assumir um valor entre 2 e 4. Quanto maior o valor de a , melhor o amortecimento, porém menor o tempo de resposta. De acordo com [75] a frequência de cruzamento em malha aberta pode ser calculada da seguinte maneira:

$$\omega_c = \frac{2\pi F_{pwm}}{20} \quad (42)$$

Utilizando, portanto, o método ótimo simétrico é possível obter a seguinte relação para os parâmetros de controle do projeto estudado:

$$(a, T_i, K_p) = \left(\frac{1}{\omega_c T_a}, a^2 T_a, \frac{L_r}{a T_a} \right) \quad (43)$$

4.6 Controle de tensão

A malha de controle de corrente é a mais interna da planta. Feito este controle, é possível realizar o controle de tensão. Para isto, será necessário verificar o circuito entre o inversor e o arranjo fotovoltaico, conforme ilustrado na Fig. 19. Nesta imagem, I_{PV} , I_{cap} e I_{inv} correspondem às correntes no arranjo fotovoltaico, capacitor e inversor, respectivamente.

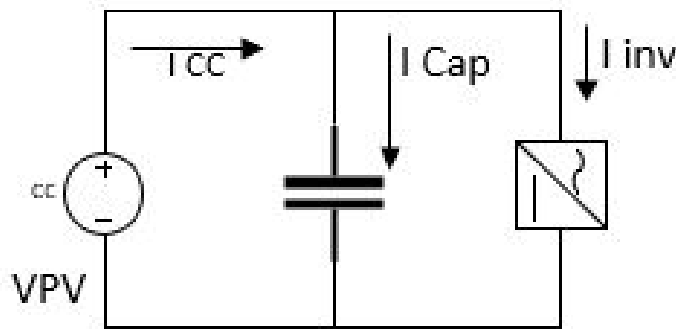


Figura 19 – Circuito ente inversor e arranjo fotovoltaico

Neste circuito, o capacitor pode ser dimensionado de acordo com a equação descrita em 44 [75].

$$C = \frac{S}{4\pi f vdc_{ref} \Delta Vdc} \quad (44)$$

Sendo:

- S: potência do inversor
- f: frequência da rede
- vdc_{ref} : Tensão CC de referência. Ela é calculada da seguinte maneira:

$$vdc_{ref} = x \times \frac{2\sqrt{2}}{\sqrt{3}} V_{LLmáx} \quad (45)$$

Sendo x o fator de sobretensão. Para sistemas de baixa tensão, ele assume um valor de 1,1. Já $V_{LLmáx}$ corresponde à tensão de linha máxima entre a rede e o inversor que, neste caso, é de 591,0725 V.

- ΔVdc : Máxima ondução pico a pico permitida para a tensão Vdc em regime permanente. Geralmente, ΔVdc possui um valor entre 2 a 5 % de vdc_{ref}

Através da Fig. 19 e utilizando a lei de Kirchoff, é obtida a seguinte equação:

$$I_{cap} = IPV - I_{inv} \quad (46)$$

Portanto:

$$C \frac{dV_{cc}}{dt} = IPV - I_{inv} \quad (47)$$

A partir da transformada de Laplace, a equação 47, no domínio s , pode ser descrita como:

$$C \times V_{cc}(s) \times s = IPV - I_{inv} \quad (48)$$

Utilizando como referência o artigo [75], é possível verificar que as potências ativa e reativa em termos de tensão da rede, orientadas no eixo dq, podem ser descritas da seguinte maneira:

$$P_{ac} = \frac{3}{2} V_{sd} \times id \quad (49)$$

$$Q_{ac} = -\frac{3}{2} V_{sd} \times iq \quad (50)$$

Substituindo as equações 49 e 50 em 48, é possível obter a seguinte relação entre a corrente I_d e a tensão V_{cc} :

$$\frac{3}{4} Id(s) = IPV - C \times V_{cc}(s) \times s \quad (51)$$

A corrente do arranjo fotovoltaico (IPV) pode ser considerada como distúrbio. Diante disso, a função transferência do sistema para o controle de tensão é obtida da seguinte maneira:

$$H_{\text{malha aberta tensão}} = \frac{V_{cc}}{id} = -\frac{3}{4Cs} \quad (52)$$

Uma vez obtida esta função transferência, é possível modelar o controle de tensão conforme apresentado no diagrama da Fig. 20. As funções transferência do bloco PI foram apresentadas na seção acima. O bloco que interliga o Controlador PI com o bloco de controle de malha aberta deve possuir um tempo de acomodação semelhante ao do controle em malha fechada de corrente. Para esse cálculo, foi utilizada a função Step.info do matlab, após declarar a função transferência do controle de corrente. Desta forma, a função transferência do bloco mencionado pode ser descrita conforme apresentado na equação 53.

$$H_{\text{acomodação}} = \frac{1}{1 + sT_{a_{tensao}}} \quad (53)$$

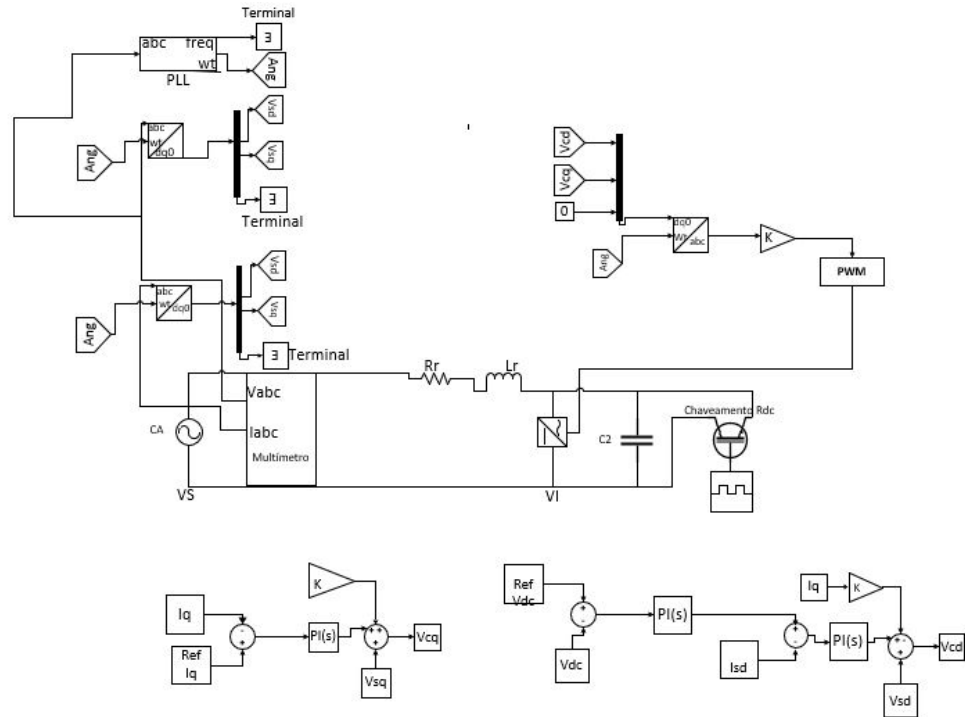


Figura 20 – Circuito para controle de tensão

Portanto, a função transferência em malha fechada do controle de tensão pode ser descrita como:

$$H \text{ malha fechada tensão} = \frac{-3/4C}{s(1 + sT_{a_{tensao}})} \quad (54)$$

Utilizando novamente o método ótimo simétrico para sintonia dos controladores, pode-se obter a seguinte relação entre os parâmetros de controle:

$$(T_i, K_p) = \left(a^2 T_{a_{tensao}}, \frac{-4C}{3aT_{a_{tensao}}} \right) \quad (55)$$

O parâmetro a para a malha de tensão precisa assumir um valor de forma que este controle tenha um tempo de resposta mais lento em relação à malha de corrente.

No digrama apresentado na Fig. 20 pode ser observado uma resistência em paralelo ao capacitor. Ela foi adicionada para garantir a potência nominal do inversor. Esta resistência pode ser calculada pela equação 56.

$$R = \frac{V_{CC}^2}{S} \quad (56)$$

Conforme indicado anteriormente, S corresponde à potência nominal do inversor.

Implementação do controle de geração

Neste trabalho, o controle de geração foi feito considerando a unidade consumidora localizada na cidade de Sentinela do Sul, Rio Grande do Sul, cuja distribuidora é a CEEE. A opção por esta distribuidora ocorreu pelo fato do autor ter acesso à base de dados da Solargis para esta região, além do motivo dessa distribuidora possuir uma norma dedicada à conexão de geradores particulares com a rede, com foco na operação em paralelismo momentâneo, homologada em março de 2023.

Embora tenha sido dimensionado 9 inversores de 100 kW para este sistema fotovoltaico, para efeitos de simplificação, para a metodologia de controle foi considerado apenas um inversor de 100 kW, uma vez que o controle aplicado para um inversor pode ser aplicado da mesma forma para os demais inversores. Em relação aos módulos fotovoltaicos, foram simulados um arranjo de 12 strings em paralelo, sendo conectados 30 módulos em série em cada uma das strings, totalizando 360 módulos. O modelo utilizado foi o Canadian Solar Inc. CS6U, 325 Wp.

As tabelas abaixo apresentam os parâmetros utilizados no circuito e na malha de controle de corrente e de tensão.

Tabela 18 – Parâmetros utilizados no circuito simulado

Frequência PWM [Hz]	10.000
Resistência Reator[m Ω]	8,7
Indutância Reator[mH]	1,4
Tensão da rede [V]	591,0725
Potência Inversor [kW]	117
Frequência da rede [Hz]	60
Tensão CC[V]	1.061,7
Capacitor[mF]	43,8
Resistor [Ω]	9,6350
Corrente nominal [A]	114,2837

Para o controle de corrente, as correntes de referência nos eixos d e q possuem o valor negativo da corrente nominal do sistema, calculado pela equação 35. Para a simulação, o

Tabela 19 – Parâmetros utilizados para controle de corrente

Kp	4,3671
Ti	0,001
a	3,183

Tabela 20 – Parâmetros utilizados para controle de tensão

Kp	-19,0944
Ti	0,0122
a	4

período para o pulso das correntes de referência nos eixos d e q foram, respectivamente, de 0,3 e de 0,2 segundos. Para uma melhor visualização dos resultados, em ambos os casos, considerou-se uma largura de pulso foi de 50 % do período.

Para o controle de tensão, foi aplicado na referência iq uma função degrau em 0,1 segundos com um valor referente a - corrente nominal e outra função degrau em 0,3 segundos com um valor correspondente a 2 vezes a corrente nominal.

Em relação à metodologia do controle de geração, foi utilizado o método Perturba & Observa adaptado pelos seguintes motivos: pode ser utilizado em conversores CC - CA, permite a geração de potência de reserva, e maior facilidade de implementação. Para aplicação deste método, a tensão de referência DC, que é um sinal de entrada para o controle Vcd, foi calculada a partir de uma lógica de incremento positivo ou negativo na tensão, de acordo com o valor momentâneo da derivada da potência de saída e da tensão CC. Para analisar a efetividade desta metodologia, a lógica de controle foi habilitada após 0,15 segundos de simulação.

O valor do incremento de tensão nos momentos que a potência de saída ultrapassa a potência limite foi definido levando dois fatores em consideração: rápido tempo de resposta e máxima potência possível.

Para garantir que o sistema não injetasse na rede um valor superior à potência limite estabelecido, foi definido que, nos momentos que a diferença entre a potência gerada e a limite fosse superior a 10 % da capacidade instalada, que é de 117 kW, o incremento de tensão deveria ser 8 vezes maior que o incremento de tensão nas demais situações.

Uma vez que o método do Perturba & Observa adaptado leva a oscilações de potência em torno do valor desejado, a potência limite foi estabelecida como 95 % do consumo do autoprodutor, evitando que essas oscilações levem a uma geração superior ao consumo.

Em relação ao circuito modelado para o controle de tensão, o dispositivo de chaveamento Rdc foi substituído por um arranjo fotovoltaico com as mesmas características utilizadas na simulação PVSYSY em relação ao modelo do módulo utilizado e à configuração do arranjo fotovoltaico. A simulação foi feita considerando que os módulos estão operando em 55 ° Celsius. Para a simulação da irradiância, utilizou-se um histórico re-

gistrado por um medidor da região para um dia que atingiu altos valores de irradiância, mas com grandes oscilações. Para verificar o efeito de queda e aumento brusco de irradiância, os valores obtidos foram distribuídos no período utilizado na simulação, que foi de 2 segundos.

O comportamento desta irradiância simulada está apresentado na Fig. 21.

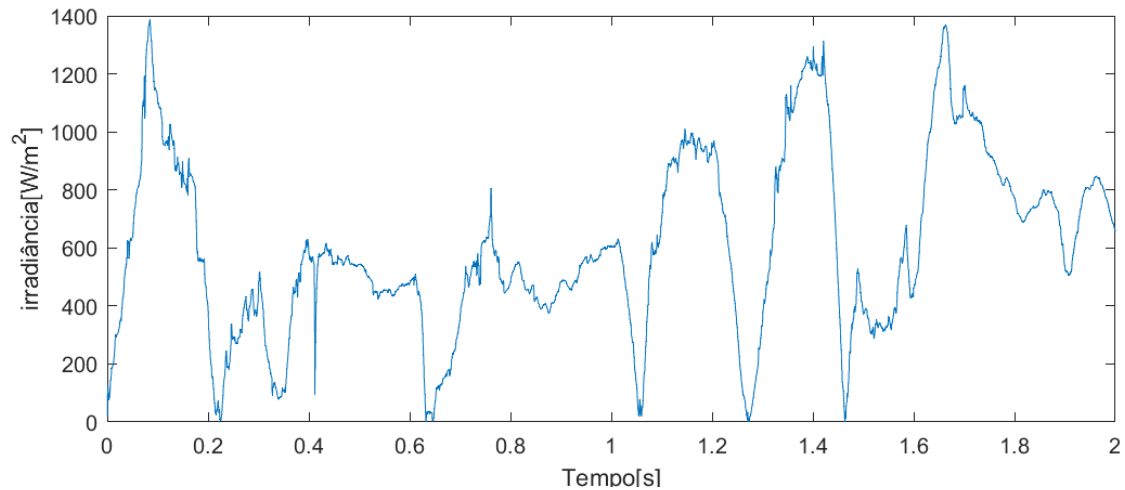


Figura 21 – Comportamento da irradiância ao longo da simulação

5.1 Resultados controle de corrente

Nesta seção, foram apresentados os resultados obtidos após se aplicar o controle de corrente no sistema fotovoltaico simulado.

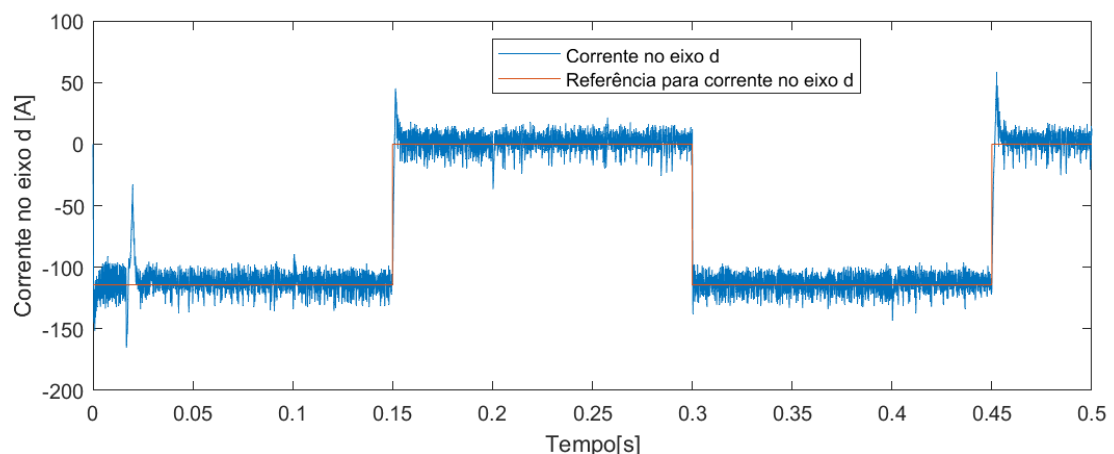


Figura 22 – Corrente no eixo d após o controle de corrente

Através das Figs. 22 e 23, é possível verificar as correntes no eixos d e q, respectivamente. No eixo d, o pulso é de 0,3 segundos e no eixo q, de 0,2 segundos, sendo a largura de pulso 50 % em ambos os eixos. Portanto, pode-se observar que as correntes seguiram

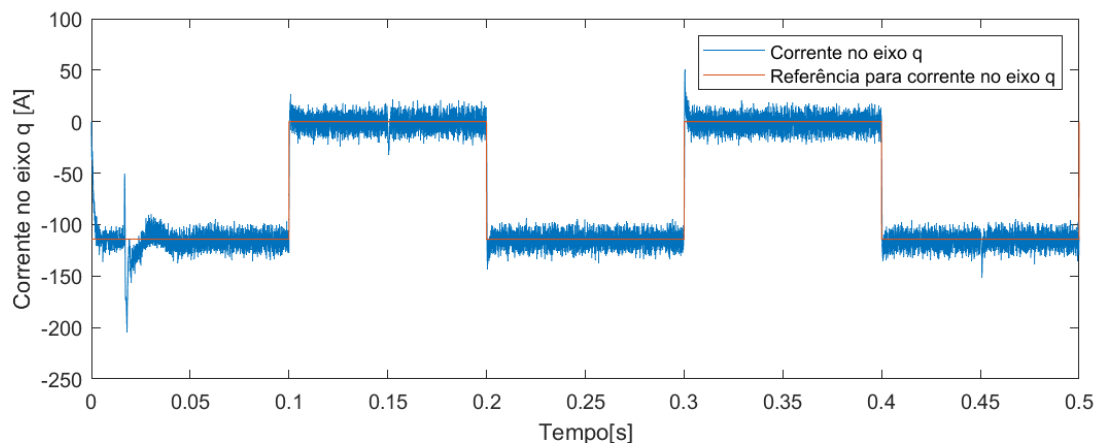


Figura 23 – Corrente no eixo q após o controle de corrente

a sua referência, cujo valor é de $-114,2837$ A na primeira metade de cada pulso. Diante disso, é validada a eficácia do controle de corrente aplicado.

Ainda considerando as Figs. 22 e 23, é verificado que ocorrem sobrecorrente nos momentos que a corrente de referência é alterada. As oscilações da corrente em torno de seu valor de referência ocorre devido ao chaveamento do conversor. No período anterior a 0,06 segundos, os sobrepicos e subpicos ocorreram devido à fase de transição do sistema, antes de ele entrar no regime permanente.

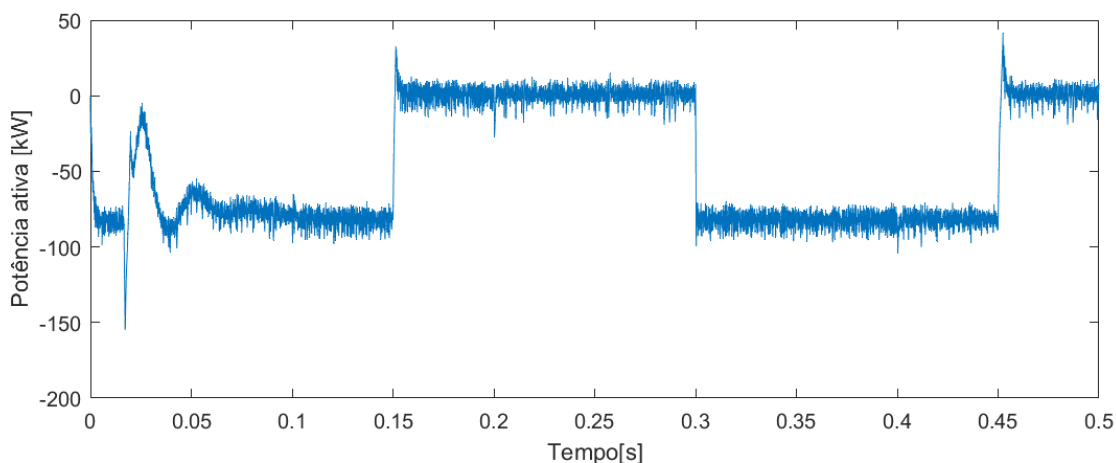


Figura 24 – Potência ativa após o controle de corrente

As Figs. 24 e 25 ilustram as potências ativa e reativa, respectivamente, após o controle de corrente. Conforme o esperado, a potência ativa foi proporcional à corrente no eixo d, seguindo a relação indicada na equação 49 e a potência reativa foi proporcional à potência no eixo q, porém de forma negativa, seguindo a relação indicada na equação 50. Como a simulação foi feita com convenção carga, a potência ativa possui sinal negativo indicando produção de energia. Assim como na forma de onda das correntes, também ocorreram ruídos devido ao chaveamento do conversor. Também pode ser verificado que

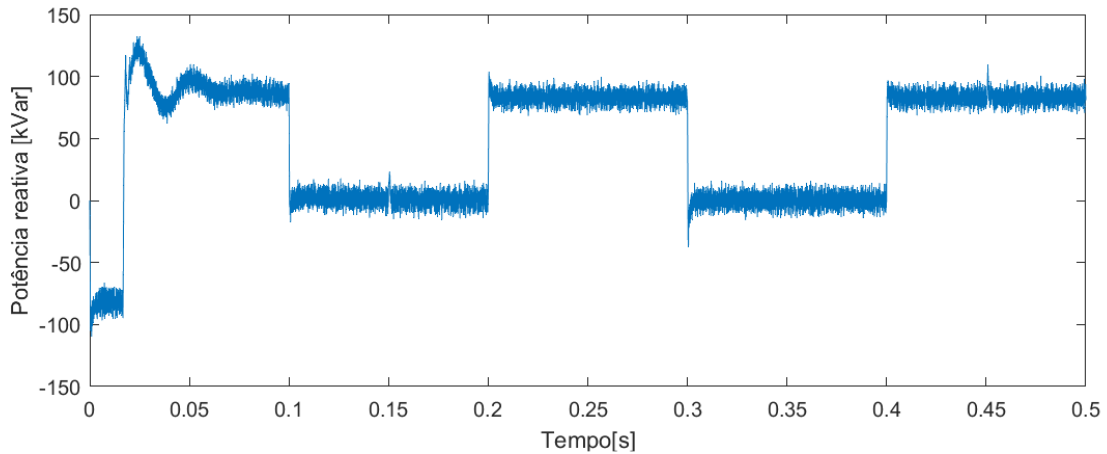


Figura 25 – Potência reativa após o controle de corrente

antes de o sistema entrar em regime permanente, em 0,06 segundos, ocorreram oscilações das potências ativa e reativa em torno de seu valor referência.

5.2 Resultados controle de tensão

Nesta seção, foram apresentados os resultados obtidos após a simulação do controle de tensão no sistema fotovoltaico estudado.

Conforme pode ser observado pela Fig. 26, o controle de tensão foi efetivo, uma vez que o valor de tensão do capacitor se manteve no valor de sua referência, que é de 1062 V. A sobretensão e a subtensão ocorreram nos momentos de chaveamento do resistor. Em 0,2 segundos, houve redução da potência ativa. Com isso, o capacitor precisou absorver uma parte da energia do resistor para que a tensão voltasse em seu valor de referência. Já em 0,4 segundos, houve um aumento da potência ativa, levando o capacitor a descarregar para o resistor uma parte de sua energia até que a tensão CC voltasse em seu valor de referência, que ocorreu em 0,45 segundos.

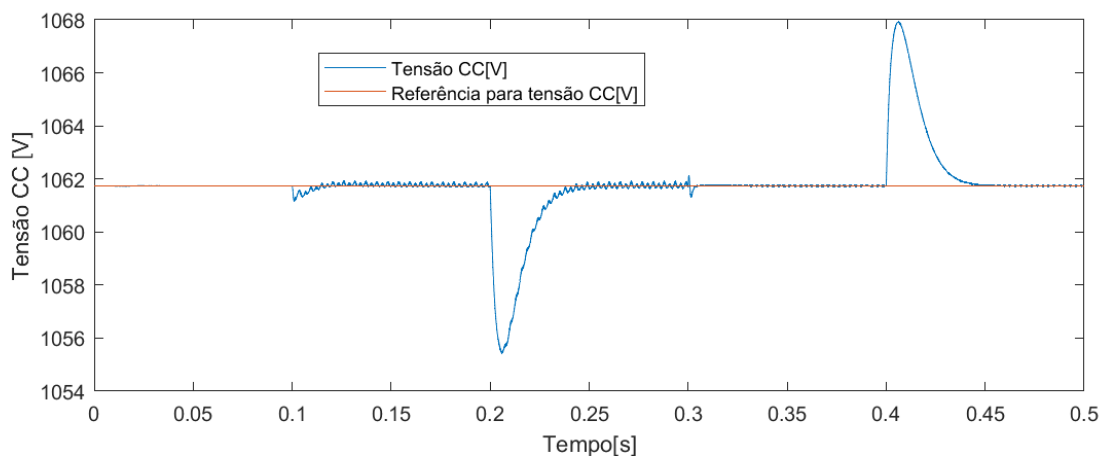


Figura 26 – Tensão no lado CC

As Figs. 27 e 28 ilustram a corrente nos eixos d e q, respectivamente. A corrente no eixo d se comporta de forma a manter a tensão CC na referência. Conforme pode-se observar pela Fig. 27, as oscilações na corrente i_d são proporcionais ao desvio da tensão CC em relação à sua referência: quanto maior o desvio da tensão CC, maior a oscilação da corrente no eixo d. Já a corrente no eixo q seguiu a sua corrente de referência: em 0,1 segundos foi aplicado um degrau no valor de -114,2837 A e, em 0,3 segundos, foi aplicado um degrau de 228,56 A.

Também pode ser analisado que, quando a corrente no eixo q altera sua amplitude, há maiores ruídos na corrente do eixo d. Diante disso, pode-se observar um pequeno acomplamento entre estas correntes. Já os ruídos de menor intensidade ocorrem devido ao chaveamento no resistor.

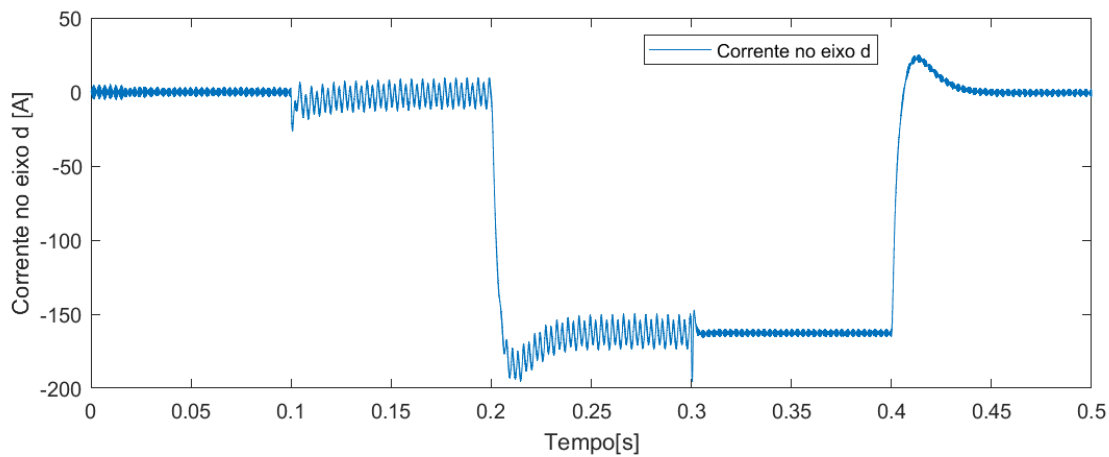


Figura 27 – Corrente no eixo d após o controle de tensão

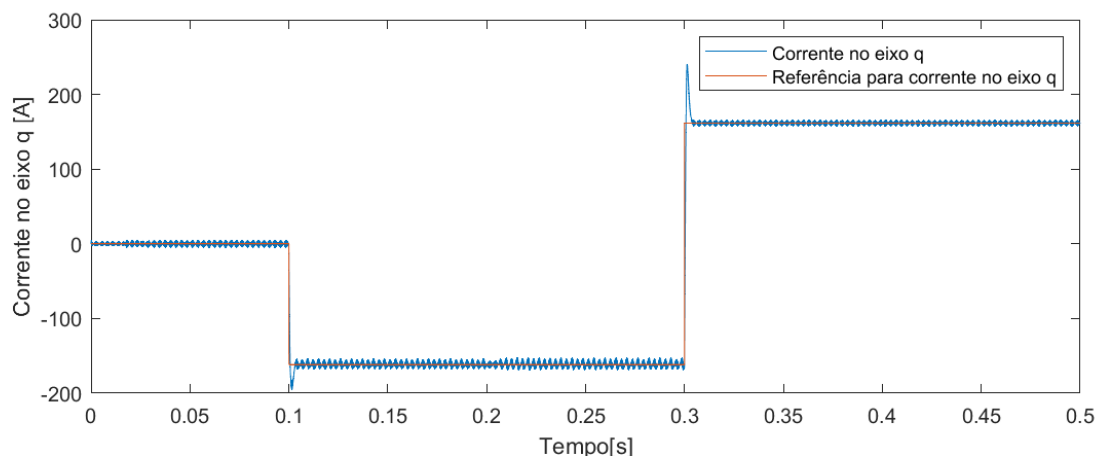


Figura 28 – Corrente no eixo q após o controle de tensão

Através das Figs. 29 e 30, é possível analisar, respectivamente, as potências ativa e reativa após o controle de tensão. Assim como no controle de corrente, a potência ativa é diretamente proporcional à corrente no eixo d e a potência reativa é diretamente

proporcional à corrente no eixo q, porém de forma negativa, conforme indicado na equação 50.

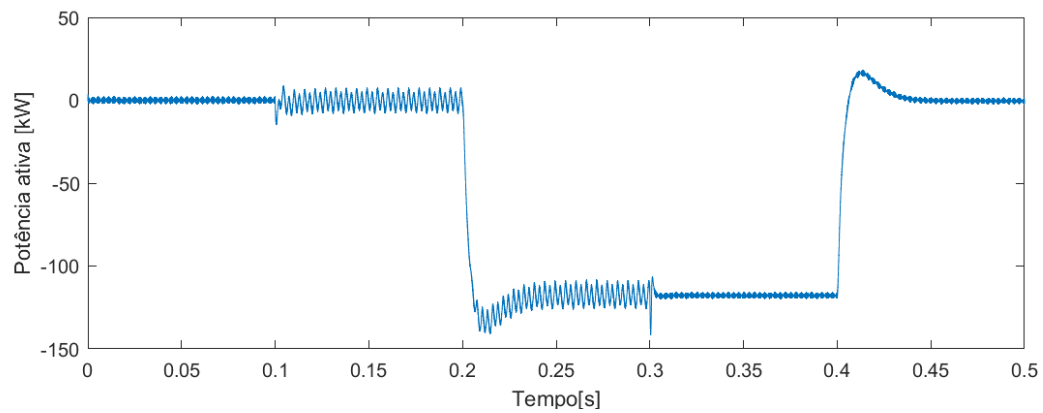


Figura 29 – Potência ativa versus potência limite após o controle de tensão

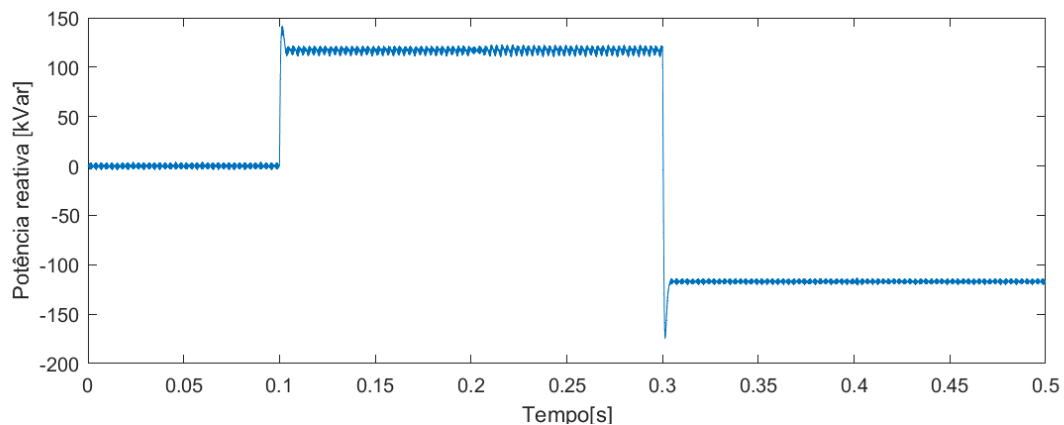


Figura 30 – Potência reativa após o controle de tensão

5.3 Resultados controle de geração

Nesta seção, foram apresentados os resultados obtidos após a implementação do controle de geração na unidade de autoprodução analisada neste trabalho.

A partir das Figs. 31 a 35, pode-se observar que no período inferior a 0,15 segundos, quando o controle de geração estava desligado, os parâmetros de fato não estava seguindo a referência.

Em relação à Fig. 31, pode-se verificar que, no período entre 0,15 e 1,1 segundos, o consumo de potência era superior ao que estava sendo gerado e, portanto, a tensão estava operando de forma a rastrear seu ponto de máxima potência. Em 1,1 segundos, a diferença entre a potência limite e a potência gerada ultrapassou 11,7 kW, que corresponde à 10 % da capacidade instalada do sistema fotovoltaico analisado. Portanto, o incremento de tensão ocorreu de forma acelerada até 1,2 segundos, quando a geração voltou a ser inferior ao

consumo. A partir de então, a tensão foi incrementada no sentido negativo com o objetivo de rastrear o ponto de máxima potência. Entre 1,63 e 1,67 segundos houve um novo pico de potência devido ao aumento da radiação, levando novamente a um incremento acelerado de tensão de forma a diminuir a potência gerada até alcançar a potência limite. Após este período, a radiação diminuiu e a tensão voltou a ser incrementada de forma a rastrear o MPP.

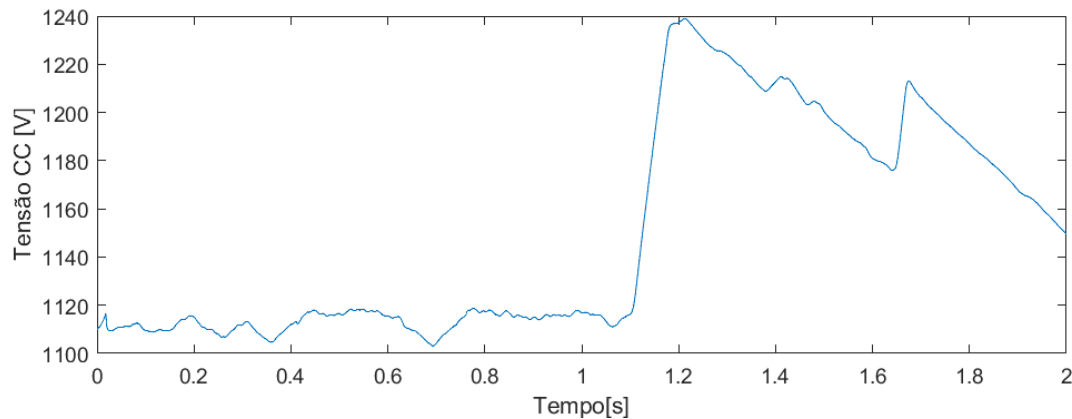


Figura 31 – Tensão no lado CC após o controle de geração

Através da Fig. 32, pode-se verificar que o incremento de tensão ocorreu de forma satisfatória no sentido de impedir um fluxo reverso de potência superior à 10 % da capacidade instalada do sistema.

Após o controle ser habilitado, foi verificado que, nos momentos que a potência gerada ultrapassou a potência consumida, ela diminuiu de forma a atingir a potência limite em um tempo máximo de 0,1 segundo. Além disso, a máxima diferença entre a potência gerada e a consumida foi de 4,9 kW, cuja duração foi de apenas 0,001 segundo. Portanto, pode-se verificar que o controle de geração implementado foi efetivo e pode ser aplicado na prática, uma vez que cumpre com o limite de tempo e de potência exigidos pela CEEE e pelas demais distribuidoras estudadas neste trabalho.

Como a CEEE não limitou a potência a ser injetada na rede quando o sistema está operando em paralelo, na teoria o incremento de tensão não precisaria ser mais acelerado para uma diferença entre geração e consumo superior à 10 % da capacidade instalada. No entanto, ao realizar este tipo de controle, há uma maior garantia de que a tensão na rede sofrerá menores oscilações em caso uma potência gerada maior que a consumida, além de ser mais fácil adequar o sistema em caso de maiores restrições da norma futuramente.

Além disso, uma vez que foi implementado um controle para garantir que não haja injeção de uma potência superior a 10 % da capacidade instalada, ele pode também ser utilizado nas demais distribuidoras estudadas, com exceção da COPEL e da CEMIG, que permitem um fluxo reverso de até 5% da potência nominal. Neste caso, bastaria apenas alterar o controle de forma que o incremento de tensão fosse mais acelerado a

partir deste limite de potência. Em relação à corrente no eixo d, é possível realizar a seguinte análise através da Fig. 33 Após o controle de geração ser habilitado, em 0,15 segundos, ela passou a se comportar de forma a controlar a tensão para que se alcançasse a potência desejada. Os períodos de queda de corrente ocorreram quando nos momentos de absorção de energia pelo capacitor, gerando potência de reserva. Já o aumento de corrente ocorreu nos períodos que o capacitor descarregou sua energia armazenada.

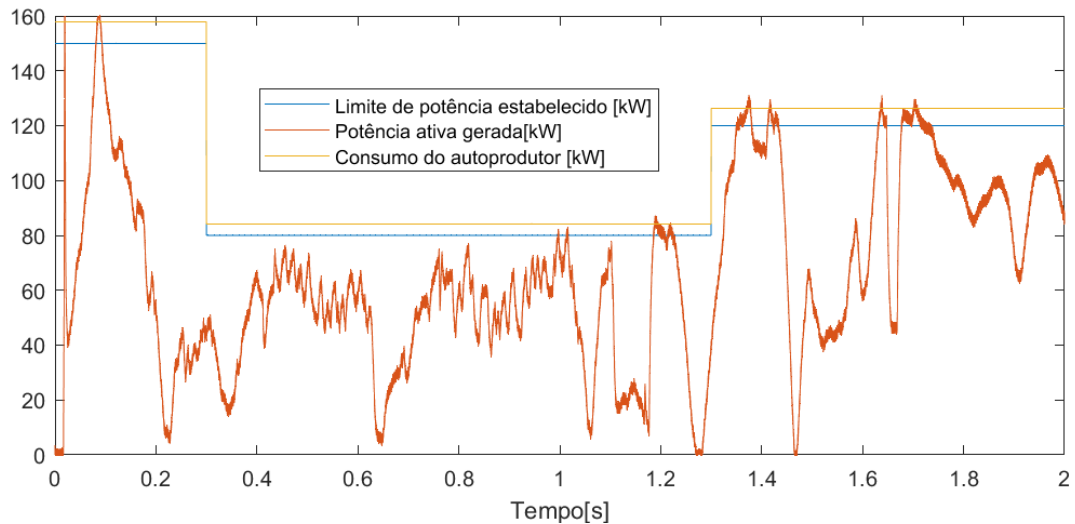


Figura 32 – Potência ativa gerada versus potência limite e consumo do autoprodutor

Em relação à corrente no eixo q, pode-se analisar pela Fig. 34 que ela seguiu sua referência de 0 A após o controle de geração ser habilitado. Conforme esperado, a potência reativa também ficou em torno de 0 após o controle ser habilitado, conforme apresentado na Fig. 35.

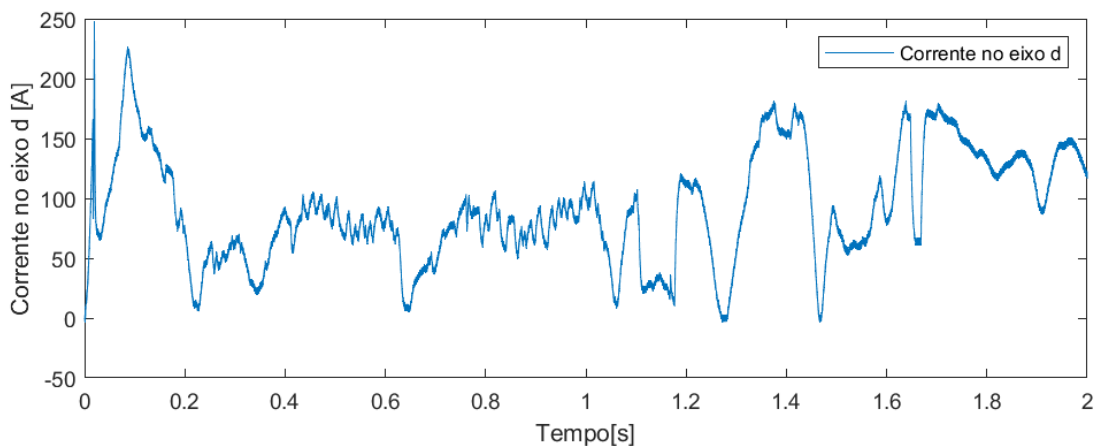


Figura 33 – Corrente no eixo d após o controle de geração

Com o objetivo de verificar o efeito do controle na potência gerada, foi feita uma segunda simulação sem habilitar o controle de geração. A Fig 36 apresenta os resultados obtidos.

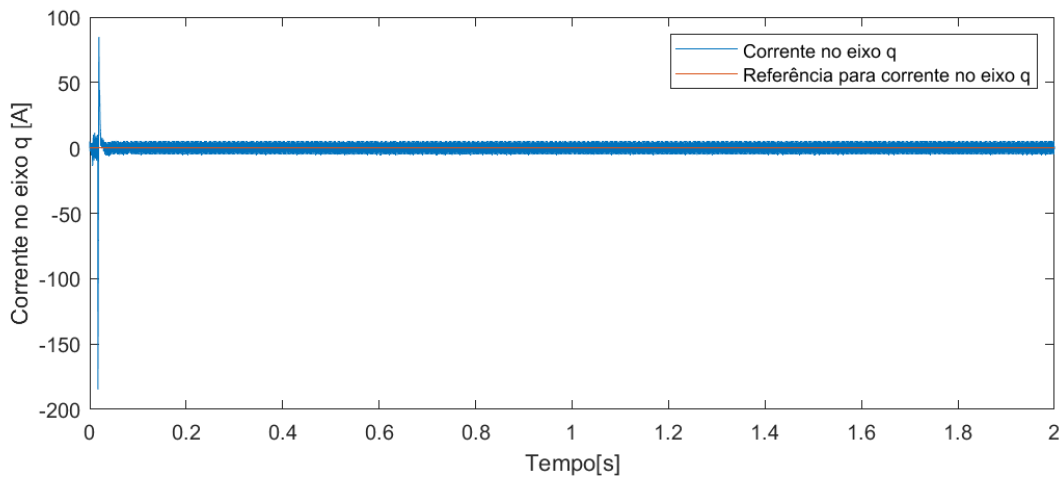


Figura 34 – Corrente no eixo q após o controle de geração

Através dos resultados apresentados na Fig. 36, pode-se observar que, caso não fosse aplicado o controle de geração no sistema fotovoltaico analisado, haveria um fluxo reverso de potência entre 1,1 e 1,22 segundos, com potência máxima injetada de 32,63 kW, entre 1,35 e 1,43 segundos, com, potência máxima injetada de 20,85 kW e entre 1,64 e 1,68 segundos, com potência máxima injetada de 33,3 kW. Nesta condição, seriam desrespeitados os limites de tempo e de potência de fluxo reverso especificados pelas distribuidoras analisadas.

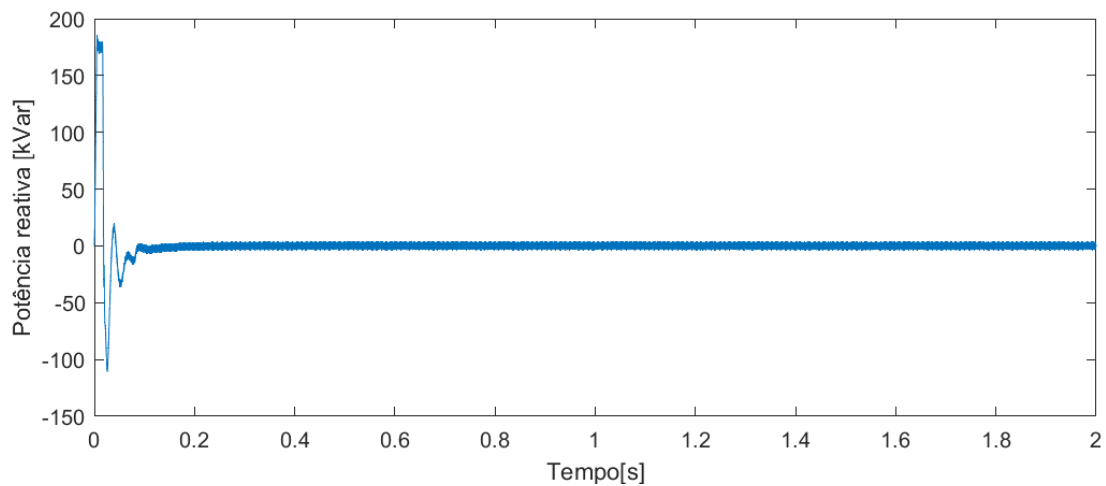


Figura 35 – Potência reativa após o controle de geração

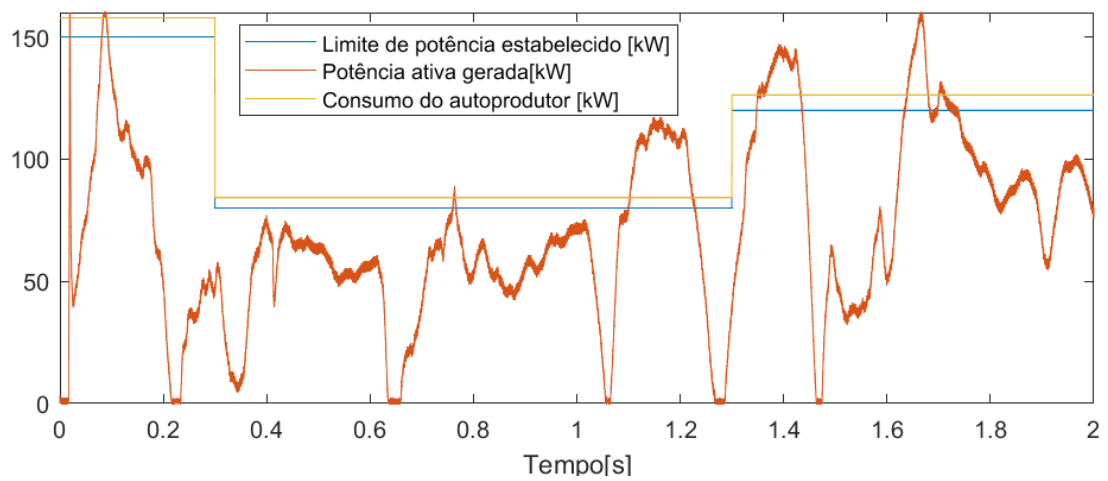


Figura 36 – Potência ativa sem o controle de geração

Conclusão

A partir deste trabalho, foi possível verificar o cenário da comercialização da energia fotovoltaica pelo autoprodutor no Brasil, na Argentina, nos Estados Unidos, na Austrália e nas principais potências da Europa. Foi analisado que, além do Brasil, o controle de geração para autoprodução também é vantajoso para os demais países analisados, com exceção da Argentina que, por ter uma penetração de sistemas fotovoltaicos na rede baixa, ainda não possui políticas e regulações dedicadas ao controle de geração fotovoltaica.

O sistema de geração foi modelado para uma unidade de autoprodução localizada na cidade de Sentinela do Sul, Rio Grande do Sul. Através das simulações, foi verificado que, a migração para o mercado livre de energia de fato é vantajosa em relação aos custos na fatura de energia. Também foi verificado que quando o sistema fotovoltaico é dimensionado para atender apenas o consumo desta unidade consumidora, o controle de geração acaba sendo vantajoso, pois impede que este autoprodutor fique exposto aos riscos relacionados à volatilidade do PLD.

Também foi possível verificar os principais componentes e configurações de um sistema fotovoltaico e as metodologias de controle MPPT e de geração mais encontradas na literatura. Considerando o sistema modelado e o objetivo do controle a ser aplicado, o autor desenvolveu o método Perturba & Observa adaptado para realizar o controle de geração no sistema.

Em relação à metodologia aplicada para controle de geração, foi possível verificar sua eficácia através de simulações. Nos momentos que a potência gerada era inferior à potência limite, o controle foi feito de forma a direcionar o sistema a operar em seu máximo ponto de operação. Nos momentos que a potência gerada ultrapassava o limite estabelecido, a tensão foi incrementada de forma positiva, de forma a operar no lado direito do ponto de MPP na curva $P \times V$, diminuindo a potência gerada até se alcançar o limite.

Além disso, a partir dos resultados das simulações feitas neste trabalho, também foi verificado que o tempo de resposta deste controle e o valor de potência gerado não descumpriram as regras estabelecidas pela CEEE para operação em paralelismo momentâneo com a rede, podendo, portanto, ser aplicado na prática na unidade de autoprodução estu-

dada neste trabalho. A resposta do sistema de controle implementado também cumpriu com a norma de muitas das distribuidoras analisadas neste trabalho. No caso da COPEL e da CEMIG, que são mais restritivas em relação ao limite de potência a ser injetada na rede, bastaria uma simples modificação no algoritmo implementado para garantir que o controle Perturba & Observa adaptado atenda as exigências para operação em paralelismo momentâneo.

Referências

- [1] C. T. Machado and F. S. Miranda, “Energia solar fotovoltaica: Uma breve revisão,” *Revista Virtual de Química*, vol. 7, no. 1, pp. 126–143, 2015.
- [2] P. Puig and M. Jofra, *Energías renovables para todos*. Fundación de la energia de La Comunidad de Madrid.
- [3] M. Schmela, W. Hemetsberger, and T. Cruz-Capellan, “Global market outlook for solar power 2023-2027,” *Solar Power Europe*, 2023.
- [4] D. D. d. S. Carstens and S. K. Da Cunha, “Challenges and opportunities for the growth of solar photovoltaic energy in brazil,” *Energy Policy*, no. 125, pp. 396—404, 2019.
- [5] A. R. O. Da Rosa and F. P. Gasparin, “Panorama da energia solar fotovoltaica no brasil,” *Revista Brasileira de Energia Solar*, vol. 7, no. 2, pp. 140–147, 2016.
- [6] W. P. B. Filho, W. R. Ferreira, A. C. S. De Azevedo, A. L. Costa, and R. B. Pinheiro, “Expansão da energia solar fotovoltaica no brasil: Impactos ambientais e políticas públicas,” *Gestão & Sustentabilidade ambiental*, no. especial, pp. 628–642, 2015.
- [7] “Energia solar fotovoltaica no brasil - infográfico absolar.” ABSOLAR- Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, 2023.
- [8] I. V. URBANETZ, “Panorama atual e cenário 2025 da energia solar fotovoltaica no brasil,” *A aplicação do conhecimento científico na engenharia elétrica*, 2020.
- [9] P. D. Rigo, J. C. M. Siluk, D. P. Lacerda, and J. P. Spellmier, “Competitive business model of photovoltaic solar energy installers in brazil,” *Renewable Energy*, vol. 181, pp. 39–50, 2022.
- [10] “Resolução normativa número 482, de 17 de abril de 2012.” Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012.

- [11] “Decreto número 2.003, de 10 de setembro de 1996.” Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos, 1996.
- [12] “Resolução normativa número 921, de 23 de fevereiro de 2021.” Ministério de Minas e Energia/ Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021.
- [13] “Resolução normativa aneel número 1000, de 7 de dezembro de 2021.” Ministério de Minas e Energia/Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021.
- [14] “Fornecimento de energia elétrica em média tensão rede de distribuição aérea ou subterrânea.” CEMIG, nD 5.3. [Online]. Available: https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/07/nd5_3_000001p.pdf
- [15] “Conexão de geradores particulares ao sistema elétrico da equatorial.” Procedimentos de Distribuição CEEE-D, 2023.
- [16] “Ligação de autoprodutores em paralelo com o sistema de distribuição da cpfl.” Engenharia de Normas e Padrões CPFL Energia, 2021.
- [17] “Exigências mínimas para interligação de gerador de consumidor primário com a rede de distribuição da energisa com paralelismo momentâneo.” Norma de Distribuição Unificada - ENERGISA, 2018.
- [18] E. R. S. G. S. A. V. Maria Luisa Di Silvestre, Mariano Giuseppe Ippolito, “Energy self-consumers and renewable energy communities in italy: New actors of the electric power systems,” *Renewable and Sustainable Energy*, vol. 151, 2021.
- [19] R. A. B. G. Tavares, “Auto-consumo directo: Definição de metodologia e estudo de caso,” 2014, dissertação apresentada para o título de mestre em engenharia eletrotécnica e de computadores.
- [20] C. H. Flesch, C. A. Cambani, P. G. Dallepiane, L. N. Canha, D. C. Heman, E. D. Garcia, J. B. Parizzi, L. Losinskas, and M. d. S. Carvalho, “Análise financeira da energia fotovoltaica no mercado livre de energia,” 2022, iX Congresso Brasileiro de Energia Solar –Florianópolis, 23 a 27 de maio de 2022.
- [21] A. P. Da Nóbrega, “The free consumers in the brazilian electrical energy sector,” 2006.
- [22] “Lei número 9.074, de 7 de julho de 1995.” Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos, 1995.
- [23] “Lei número 9.427, de 26 de dezembro 1996.” Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos, 1996.

- [24] A. B. Borelli, “A perspectiva da inserção do produtor independente de energia elétrica - pie no brasil, à luz da experiência internacional,” 1999, dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da USP (Escola Politécnica/ Instituto de Eletrotécnica e Energia/ Instituto de Física/ Faculdade de Economia e Administração) para obtenção do título de mestre em Energia.
- [25] S. V. Bajay, “Integrating competition and planning: A mixed institutional model of the brazilian electric power sector,” *Energy*, vol. 31, pp. 865–876, 2006.
- [26] G. M. Pereira, M. E. Bubicz, and M. Borchardt, “Ganhos de empresas industriais brasileiras com o mercado livre de energia elétrica,” *GEINTEC*, vol. 4, no. 1, pp. 588–603, 2014.
- [27] M. V. B. Cardoso and J. F. Rocha, “Estudo de viabilidade na migração para o mercado livre de energia,” *Revista Uningá Review*, vol. 29, no. 1, pp. 37–46, 2017.
- [28] A. Caporal and L. E. T. Brandão, “Avaliação de uma unidade de geração de energia através da teoria de opções reais,” *BBR - Brazilian Business Review*, vol. 5, no. 2, pp. 108–127, 2008.
- [29] M. Andersson, L. Arce, A. Bosch, and M. Peirano, “Análisis de las principales barreras para la evolución de la energía sustentable en la argentina y propuestas para el desarrollo,” 2021, trabalho final de engenharia - Universidad Catolica Argentina, Facultad de Ingenieria y Ciencias Agrarias.
- [30] A. N. Martínez and A. M. Porcelli, “Análisis del marco legislativo argentino sobre el regimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red pública,” *Revista Juridica de los derechos sociales*, vol. 8, no. 2, pp. 179–198, 2018.
- [31] G. Coria, F. Penizzotto, and R. Pringles, “Economic analysis of rooftop solar pv systems in argentina,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, no. 01, pp. 32–42, 2020.
- [32] P. P. Da Silva, G. Dantas, G. I. Pereira, L. Câmara, and N. De Castro, “Photovoltaic distributed generation – an international review on diffusion, support policies, and electricity sector regulatory adaptation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 103, pp. 30–39, 2019.
- [33] G. E. Coria, F. Penizzotto, and R. Pringles, “Economic analysis of rooftop solar pv systems in argentina,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, no. 1, pp. 32–42, 2020.

- [34] T. Couture, G. Barbose, D. Jacobs, G. Parkinson, E. Chessin, A. Belden, H. Wilson, H. Barrett, and W. Rickerson, “Residential prosumers: Drivers and policy options (re-prosumers),” 6 2014.
- [35] J. C. L. Pires, “Políticas regulatórias no setor de energia elétrica: A experiência dos estados unidos e da união europeia,” 1999, texto para discussão 73.
- [36] I. Campos, L. G. Pontes, E. Marín-González, S. Gähns, S. Hall, and L. Holstenkamp, “Regulatory challenges and opportunities for collective renewable energy prosumers in the eu,” *Energy Policy*, vol. 138, 2020.
- [37] T. H. Inderberga, K. Tews, and B. Turner, “Is there a prosumer pathway? exploring household solar energy development in germany, norway, and the united kingdom,” *Energy Research & Social Science*, vol. 42, pp. 258–269, 2018.
- [38] A. M. F. Coelho, “Impacto da autoprodução na operação e regulação de redes de distribuição,” 2015, dissertação apresentada para o título de mestre em engenharia eletrotécnica e computadores à Faculdade de Engenharia da Universidade de Porto.
- [39] G. A. Moreira, “Análise econômica de viabilidade de produção em autoconsumo,” 2015, dissertação realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores Major Energia à Faculdade de Engenharia da Universidade de Porto.
- [40] T. O. dos Santos, “Estudo de viabilidade de modelos de negócios inovadores no âmbito do novo decreto-lei sobre o autoconsumo na península ibérica,” 2020, dissertação apresentada para o título de mestre em engenharia eletrotécnica- Sistemas Elétricos de Energia à Faculdade de Engenharia da Universidade de Porto.
- [41] E. C. Laura Presicce, “El régimen jurídico del autoconsumo de energía eléctrica renovable y las políticas de transición energética: del marco europeo a normativa española,” *Aproximaciones comparadas sobre el Sector Eléctrico en Iberoamérica*, 2021.
- [42] F. Peretti, “Otimização da energia produzida por sistemas fotovoltaicos de autoconsumo,” 2020, dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e de Gestão de Bragança para obtenção do grau de mestre em engenharia industrial (ramo engenharia eletrotécnica). no âmbito de acordo de dupla diplomação firmado com a Universidade Tecnológica Federal do Paraná.
- [43] N. de Castro and G. Dantas, *Experiências Internacionais em Geração Distribuída: Motivações, Impactos e Ajustes*. Publit Soluções Editoriais, 2018.

- [44] T. Lowder, E. Zhou, and T. Tian, “Evolving distributed generation support mechanisms: Case studies from united states, germany, united kingdom, and australia,” *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, 2017.
- [45] G. Currie, R. Evans, C. Duffield, and I. Mareels, “Policy options to regulate pv in low voltage grids-australian case with international implications,” *Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy*, vol. 4, 2019.
- [46] “Resolução homologatória número 2.972, de 16 de novembro de 2021.” Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021. [Online]. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc//reh20212972ti.pdf>
- [47] “Histórico do preço de liquidação das diferenças.” *Electra Energy*, 2023. [Online]. Available: <https://electraenergy.com.br/historico-do-preco-de-liquidacao-das-diferencas-pld/>
- [48] A. R. Jordehi, “Parameter estimation of solar photovoltaic (pv) cells: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 61, pp. 354—371, 2016.
- [49] A. C. Rabaça, S, “Comparação técnico-económica entre sistemas com inversores centrais e sistemas com inversores string,” 2014, dissertação de mestrado e estágio profissional.
- [50] M. Reno, R. Broderick, and S. Grijalva, “Smart inverter capabilities for mitigating over-voltage on distribution systems with high penetrations of pv,” *IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 3153—3158, 2013.
- [51] S. Deshpande and D. N. R. Bhasme, *A Review of Topologies of Inverter for Grid Connected PV Systems*, 2017.
- [52] M. Casaro, “Inversor trifásico de dois estágios modificado aplicado no processamento da energia solar fotovoltaica em sistemas conectados à rede elétrica,” 2009, dissertação de PHD.
- [53] W. W. Ping, L. d. O. de Daniel, R. D. Rangel, A. R. Carvalho, and L. P. Almeida, “Aplicação de conversores vsc em sistemas de transmissão de potência.” Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2009.
- [54] A. K, P. Kaliannan, and D. Vijayakumar, “Recent advances and control techniques in grid connected pv system - a review,” vol. 6, pp. 1037–1049, 01 2016.
- [55] G. M. Prado, “Projeto e desenvolvimento de um inversor trifásico bidirecional fonte de tensão com controle por transformada de park,” 2019, dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Uberlândia.

- [56] G. d. M. T. d. Santos, “Estudo da transformada de park para eliminação de harmônicas durante o processo de estimação de fasores em sistemas elétricos de potência,” 2016, trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica)—Universidade de Brasília.
- [57] H. L. O. E, Q. J, and S. V, “Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 796–807, 2014.
- [58] S. Oliveira da Silva, L. Sampaio, F. Oliveira, and F. Durand, “Sistema fotovoltaico com condicionamento ativo de energia usando mppt baseado em pso e malha feed-forward de controle de tensão do barramento cc,” *Brazilian Power Electronics Journal*, vol. 21, pp. 105–116, 05 2016.
- [59] F. Collares, “Comparação quantitativa de métodos de paralelismo de módulos fotovoltaicos coma rede elétrica para a geração distribuída através do controle de conversores de potência,” 2012, dissertação de mestrado acadêmico.
- [60] Y. Jung, J. So, G. Yu, and J. Choi, “Improved perturbation and observation method (ip&o) of mppt control for photovoltaic power systems,” in *Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005.*, 2005, pp. 1788–1791.
- [61] R. Faranda and S. Leva, “Energy comparison of mppt techniques for pv systems,” *J. Electromagn. Anal. Appl.*, vol. 3, 2008.
- [62] P. Pereira, A. Souza, and I. Santos, “Modelagem e avaliação de desempenho das principais técnicas de modelagem e avaliação de desempenho das principais técnicas de controle de mppt empregadas na geração fotovoltaica,” 2016.
- [63] Y. Zhou, F. Liu, J. Yin, and S. Duan, “Study on realizing mppt by improved incremental conductance method with variable step-size,” in *2008 3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, 2008, pp. 547–550.
- [64] K. P. and K. MAHAPATRA, “Pi, pid and fuzzy logic controlled cascaded voltage source inverter based active filter for power line conditioners,” vol. 6, 2011, pp. 100–109.
- [65] B. Bendib, F. Krim, H. Belmili, M. Almi, and S. Boulouma, “Advanced fuzzy mppt controller for a stand-alone pv system,” vol. 50, 2014, pp. 383–392.
- [66] “Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – prodist, módulo 8- qualidade de fornecimento de energia elétrica.” Agência Nacional de Energia Elétrica.

- [67] H. V. Padullaparti, Q. Nguyen, and S. Santoso, “Advances in volt-var control approaches in utility distribution systems,” in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016, pp. 1–5.
- [68] J. W. Smith, W. Sunderman, R. Dugan, and B. Seal, “Smart inverter volt/var control functions for high penetration of pv on distribution systems,” in *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2011, pp. 1–6.
- [69] T. M. Wanzeler, “Avaliação do desempenho das funções de controle volt-watt e volt-var em inversores fotovoltaicos integrados nas redes de distribuição,” 2018, dissertação submetida à Banca Examinadora do Programa de PósGraduação em Engenharia Elétrica da UFPA para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia Elétrica.
- [70] S. M. Mohammad Dreidy, H. Mokhlis, “Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, pp. 144–155, 2017, dissertação apresentada para o título de mestre em engenharia eletrotécnica e de computadores.
- [71] “Conexão de geradores particulares ao sistema elétrico.” Equatorial Energia Maranhão e Pará, 2014.
- [72] “Nota técnica 6.005- requisitos mínimos para interligação de gerador de consumidor primário com a rede de distribuição da enel distribuição são paulo com paralelismo momentâneo.” Diretoria de Engenharia/ Gerência de Planejamento do Sistema e Atendimento Técnico/ Gerência de Padrões e P&D - ENEL SP, 2019.
- [73] “Geração própria - operação e paralelismo momentâneo.” COPEL - Companhia Paranaense de Energia, 2011.
- [74] “Paralelismo momentâneo de gerador com o sistema de distribuição com operação em rampa.” COELBA - Grupo Neoenergia, 2010.
- [75] L. Quéval and H. Ohsaki, “Back-to-back converter design and control for synchronous generator-based wind turbines,” in *2012 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 2012, pp. 1–6.