



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAIBA
CENTRO DE ENERGIA ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Dissertação de Mestrado

Correção do Fator de Potência do Serviço Auxiliar de
Média Tensão da Hidrelétrica de Sobradinho/Chesf por
meio da Planta Fotovoltaica Flutuante

Wellington Ferreira Felipe

João Pessoa, PB
Setembro 2023

Wellington Ferreira Felipe

**CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA DO SERVIÇO AUXILIAR DE
MÉDIA TENSÃO DA HIDRELÉTRICA DE SOBRADINHO/CHESF POR
MEIO DA PLANTA FOTOVOLTAICA FLUTUANTE**

Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Paraíba, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Darlan Alexandria Fernandes, Dr.

Coorientador: Prof. Rogério Gaspar de Almeida, Dr.

João Pessoa, PB

Setembro 2023

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

F315c Felipe, Wellington Ferreira.

Correção do fator de potência do serviço auxiliar de média tensão da hidrelétrica de Sobradinho/Chesf por meio da planta fotovoltaica flutuante / Wellington Ferreira Felipe. - João Pessoa, 2023.

63 f. : il.

Orientação: Darlan Alexandria Fernandes.

Coorientação: Rogério Gaspar de Almeida.

Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR.

1. Sistemas fotovoltaicos flutuantes. 2. Controle dq. 3. Correção de fator de potência. 4. Geração distribuída. I. Fernandes, Darlan Alexandria. II. Almeida, Rogério Gaspar de. III. Título.

UFPB/BC

CDU 621.311(043)

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – UFPB
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS – CEAR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA – PPGEE

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação
**CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA DO SERVIÇO AUXILIAR DE MÉDIA
TENSÃO DA HIDROELÉTRICA DE SOBRADINHO/CHESF POR MEIO DA
PLANTA FOTOVOLTAICA FLUTUANTE**

Elaborada por

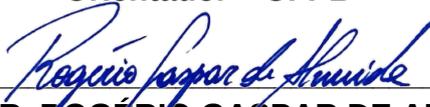
WELLINGTON FERREIRA FELIPE

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.

COMISSÃO EXAMINADORA



PROF. DR. DARLAN ALEXANDRIA FERNANDES
Orientador – UFPB



PROF. DR. ROGÉRIO GASPAS DE ALMEIDA
Coorientador – UFPB



PROF. DR. ISAAC SOARES DE FREITAS
Examinador Interno – UFPB



PROF. DR. KLÉBER CARNEIRO DE OLIVEIRA
Examinador Externo – UFPB



PROF. DR. FABIANO FRAGOSO COSTA
Examinador Externo – UFBA

*Dedico esse trabalho à minha mãe, Luzia, a meu Pai, José Felipe (in memoriam), a
minha esposa Juciére e a meus filhos Maria Clara e José Felipe.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente, a Deus pelo dom da vida, saúde, e força para superar todas as dificuldades e conseguir alcançar meus objetivos.

Aos meus pais, em especial a minha mãe Luzia que dedicou sua vida para me criar e educar, sendo meu exemplo de resiliência e honestidade.

A minha esposa e companheira Juciere que com muito amor e carinho cuidou do nosso lar para que eu pudesse concluir essa missão.

Aos meus filhos Maria Clara e José Felipe pelos momentos em que papai se ausentou das bricadeiras para se dedicar ao trabalho acadêmico.

Aos professores Darlan e Rogério, por se dedicarem integralmente na orientação do trabalho e pela paciência e motivação que passaram durante a jornada do mestrado.

Aos professores Isaac, Fabiano e Kleber, por aceitarem o convite para fazer parte da banca examinadora e por contribuírem de forma significativa para a melhoria deste trabalho através de suas sugestões.

A Jefferson e Maurício pelo apoio fundamental durante a elaboração da dissertação.

Ao meu amigo Juan, pelas horas de discussão durante o mestrado.

Ao meu amigo Severo, que me deu apoio no início desse programa com todo seu conhecimento em análise de Sinais e Sistemas.

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, em particular a Superintendência de Engenharia da Geração, por ter me concedido a missão de fiscalizar o projeto de implantação da Planta Fotovoltaica Flutuante de Sobradinho.

Por fim, deixo meus sinceros agradecimentos a todos aqueles que de forma direta ou indireta contribuíram para eu atingisse este objetivo.

“Se não puder voar, corra. Se não puder correr, ande. Se não puder andar, rasteje, mas continue em frente de qualquer jeito.”
(Martin Luther King)

RESUMO

Este trabalho apresenta uma proposta de correção do fator de potência na barra do serviço auxiliar de 13,8 kV da usina hidrelétrica de Sobradinho por meio do conversor trifásico CC-CA, que faz parte de um sistema de geração fotovoltaica da Chesf (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco). O conjunto de painéis fotovoltaicos formam uma planta flutuante alocados no lago da usina hidrelétrica de Sobradinho-BA. A proposta do trabalho consiste em utilizar uma técnica de controle baseada em componentes dq para inserir potência reativa por meio do conversor trifásico CC-CA da planta fotovoltaica no ponto de conexão ao serviço auxiliar de 13,8 kV da usina hidrelétrica e melhorar o fator de potência. Caso não exista a intenção de realizar a correção do fator de potência, é possível configurar a mesma estrutura de controle proposta para que toda a energia produzida pela geração fotovoltaica seja inserida na rede elétrica à qual é conectada. Para o estudo foi desenvolvido um modelo computacional da planta fotovoltaica flutuante, do processamento da energia e da conexão com a rede elétrica, por meio da plataforma Simulink/MATLAB®.

Palavras-chave: Controle dq , Correção de Fator de Potência, Geração Distribuída, Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes.

ABSTRACT

This work presents a proposal to correct the power factor in the 13.8 kV auxiliary service bar of the Sobradinho hydroelectric plant using the three-phase DC-AC converter, which is part of a photovoltaic generation system from Chesf (Companhia Hidroelétrica do San Francisco). The set of photovoltaic panels forms a floating plant located in the lake of the Sobradinho-BA hydroelectric plant. The proposal of the work consists of using a control technique based on dq components to insert reactive power through the three-phase DC-AC inverter of the photovoltaic plant at the point of connection to the auxiliary service of 13.8 kV of the hydroelectric plant and improve the power factor. If there is no intention to perform power factor correction, it is possible to configure the same proposed control structure so that all energy produced by photovoltaic generation is inserted into the electrical network to which it is connected. For the study, a computational model of the floating photovoltaic plant, energy processing and connection to the electrical grid was developed, using the Simulink/MATLAB[®] platform.

Keywords: Control dq , Distributed Generation, Floating Photovoltaic Systems, Power Factor Correction.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Tipos de sistemas fotovoltaicos.	18
Figura 2 – Esquema de um SFCR.	19
Figura 3 – Esquema de um SFI.	19
Figura 4 – Representação esquemática típica de um FVF.	20
Figura 5 – Modelo de plataformas flutuantes.	21
Figura 6 – Representação da potência aparente através da potência ativa e reativa.	23
Figura 7 – Sistemas de coordenadas $dq0$, $\alpha\beta0$ e abc	24
Figura 8 – Decomposição de um sistema abc em $\alpha\beta$ e dq	25
Figura 9 – Vista aérea da FSOB.	30
Figura 10 – Tipos de flutuadores.	31
Figura 11 – Eletrocentro em seu local de instalação.	32
Figura 12 – Diagrama elétrico do eletrocentro.	32
Figura 13 – Estrutura simplificada da FSOB.	34
Figura 14 – Bloco do modelo do gerador fotovoltaico construído no Simulink.	36
Figura 15 – Modelo do inversor no Simulink.	36
Figura 16 – Modelo da carga.	37
Figura 17 – Esquema de controle do inversor PWM trifásico.	37
Figura 18 – Modelo simplificado para obtenção das malhas de controle.	38
Figura 19 – Diagrama de bloco da planta e do controle das correntes I_d e I_q	41
Figura 20 – Malha de controle de corrente.	41
Figura 21 – Geração fotovoltaica com estágio de inversão.	43
Figura 22 – Diagrama de blocos do controle do barramento CC.	44
Figura 23 – Malha de controle do barramento CC.	45
Figura 24 – Curvas características P x V do gerador fotovoltaico.	47
Figura 25 – Curvas características I x V do gerador fotovoltaico.	47
Figura 26 – Comportamento do fator de potência na carga, rede e inversor sem atuação do controle.	48
Figura 27 – Comportamento do fator de potência na carga, rede e inversor com atuação do controle.	49
Figura 28 – Comportamento da potência ativa na carga, rede e inversor.	50
Figura 29 – Comportamento da potência reativa na carga, rede e inversor.	51
Figura 30 – Comportamento da corrente I_q de referência e medida.	51
Figura 31 – Comportamento da tensão do barramento CC.	52
Figura 32 – Comportamento da tensão no PCC - Sem a ação do controle.	52
Figura 33 – Comportamento da corrente na rede - Sem a ação do controle.	53
Figura 34 – Comportamento da tensão no PCC - Com a ação do controle.	53
Figura 35 – Comportamento da corrente na rede - Com a ação do controle.	53

Figura 36 – Plataforma de simulação parte 1.	61
Figura 37 – Plataforma de simulação parte 2.	61
Figura 38 – Medição dos fatores de potência da rede, inversor e carga.	62
Figura 39 – Controle do barramento CC e corrente I_q	62
Figura 40 – Função interna do Simulink para o cálculo da corrente I_q	63
Figura 41 – Transformações $\alpha\beta0/dq0$	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resumo das contribuições das pesquisas.	29
Tabela 2 – Principais características do painel CS6P 265 Wp.	31
Tabela 3 – Principais características do inversor, modelo SIW700 T1300.	33
Tabela 4 – Principais características do transformador.	33
Tabela 5 – Parâmetros do modelo do gerador fotovoltaico.	35
Tabela 6 – Parâmetros de simulação.	46
Tabela 7 – MPP para irradiância de 700 W/m^2 e temperatura dos módulos de 30°C	48

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FSOB	Planta Fotovoltaica Flutuante de Sobradinho
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
NOTC	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
STC	<i>Standart Testing Conditions</i>
USB	Usina Hidrelétrica de Sobradinho
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA	14
1.2	MOTIVAÇÃO	15
1.3	OBJETIVOS	16
1.3.1	Objetivo Geral	16
1.3.2	Objetivos Específicos	16
1.4	ESTRUTURA DO TEXTO	16
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	18
2.2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES	20
2.2.1	Componentes de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes	20
2.2.2	Vantagens de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes	21
2.2.3	Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Usinas Hidrelétricas	21
2.3	FATOR DE POTÊNCIA	22
2.4	SISTEMAS DE COORDENADAS abc , $\alpha\beta$ e dq	24
2.4.1	Transformadas de Clarke	24
2.4.2	Transformadas de Park	26
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
4	MATERIAIS E MÉTODOS	30
4.1	A PLANTA FOTOVOLTAICA FLUTUANTE DE SOBRADINHO	30
4.1.1	Ilha Fotovoltaica	30
4.1.2	Eletrocentro	32
4.1.3	Inversor	33
4.1.4	Transformador Elevador	33
4.1.5	Sistema de Transmissão	34
4.2	MODELAGEM DA FSOB NO SIMULINK/MATLAB®	34
4.2.1	Modelo do Gerador Fotovoltaico	35
4.2.2	Modelo do Inversor	35
4.2.3	Modelo da Carga	36
4.2.4	Sistema de Controle do Inversor Trifásico	37
4.2.4.1	Definição das Malhas de Controle	37
4.2.4.2	Malha de Controle do Barramento CC	43
4.2.4.3	Estratégia de Controle para Correção do Fator de Potência	44

5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	46
5.1	PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO	46
5.2	RESULTADOS SIMULINK/MATLAB®	46
5.2.1	Comportamento das Curvas Características do Gerador Fotovoltaico	47
5.2.2	Comportamento do Fator de Potência da Rede, Carga e Inversor no PCC	48
5.2.3	Comportamento da Potência Ativa da Rede, Carga e Inversor no PCC	50
5.2.4	Comportamento da Potência Reativa da Rede, Carga e Inversor no PCC	50
5.2.5	Comportamento da Corrente I_q de Referência e Medida	51
5.2.6	Comportamento da Tensão no Barramento CC	52
5.2.7	Comportamento da Tensão no PCC e Corrente Injetada na Rede	52
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	55
6.1	CONCLUSÕES	55
6.2	TRABALHOS FUTUROS	55
6.3	PUBLICAÇÃO DO AUTOR	56
	REFERÊNCIAS	57
	APÊNDICES	
	APÊNDICE A – MODELO SIMULINK DA PLATAFORMA FOTVOLTAICA FLUTUANTE DE SOBRA-DINHO PARTE - A	61
	APÊNDICE B – MODELO SIMULINK DA PLATAFORMA FOTVOLTAICA FLUTUANTE DE SOBRA-DINHO - PARTE B	62
	APÊNDICE C – MODELO SIMULINK DA PLATAFORMA FOTVOLTAICA FLUTUANTE DE SOBRA-DINHO - PARTE C	63

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

A sociedade contemporânea está cada vez mais dependente da eletricidade, seja para uso residencial, comercial ou industrial. A cada ano, a demanda por energia elétrica aumenta em virtude do progresso tecnológico, do crescimento populacional e da mudança dos padrões socioculturais (CAVALCANTI-JUNIOR, 2023). E com esse aumento de demanda de energia elétrica, somado a crescente preocupação com a preservação do meio ambiente e o risco do esgotamento de recursos energéticos não renováveis, muitos países optaram pela inserção de fontes renováveis em sua matriz energética (MOREIRA, 2021). Como exemplo das fontes de energia renováveis que tem sido mais utilizadas mundialmente, podem ser citadas a geração de energia a partir das fontes eólicas e solares (MME, 2020).

Dentre as fontes renováveis de energia, a geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos destacou-se em razão do elevado crescimento nos últimos anos (IEA, 2022). Cerca de 270 GW de capacidade instalada de energia solar fotovoltaica deverão ser adicionados no mundo em 2023, incremento de 33% sobre o ano de 2022. A expectativa é que a potência adicionada seguirá crescendo ao longo dos próximos anos, chegando a 330 GW em 2032 (PORTALSOLAR, 2023).

No Brasil, a inserção da energia solar fotovoltaica na matriz energética nacional foi intensificada no ano de 2012 com a resolução Normativa nº 482 da ANEEL, que regulamenta o sistema de compensação de energia elétrica ou *net metering* (ANEEL, 2012). Além disso, a norma foi revisada pela resolução normativa da ANEEL nº 687/2015, que passou a incentivar mais ainda a microgeração distribuída (ANEEL, 2016). Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no ano de 2012 a capacidade instalada de energia fotovoltaica no Brasil era de 2 MW, já em 2021 esta capacidade foi expandida para 4.632 MW, uma porcentagem de acréscimo na demanda acima de 100% num período de 10 anos (EPE, 2022). Recentemente, as fontes de energias renováveis mostraram seu poder de crescimento no Brasil, apresentando em apenas um mês elevação de 1.238,6 megawatts (MW) na capacidade instalada, sendo que as fontes solar e eólica representaram juntas 97,5% do acréscimo (ANEEL, 2023). E a tendência é que esses números continuem crescendo a taxas elevadas, ultrapassando recordes históricos (FOTOVOLT, 2023).

No entanto, uma das dificuldades encontradas na instalação de projetos fotovoltaicos é a ocupação de espaços de terra, onde o alto valor fundiário implica no aumento de custos desses sistemas, além de inviabilizar grandes extensões de terra aproveitáveis para outros usos (SILVA; SOUZA, 2017). Uma alternativa para solucionar esse problema é a aplicação de sistemas fotovoltaicos flutuantes em corpos d'água. De forma geral, entre as vantagens do usos destes sistemas se destacam a redução da evaporação da superfície da

água, redução do crescimento de algas e, devido ao efeito de resfriamento dos módulos fotovoltaicos, ocorre a melhoria da eficiência de conversão (LOPES; SOUZA-JUNIOR, 2016). Esta tecnologia, ainda nova no mercado de energia, tem sido amplamente adotada em países como Japão e China (SACRAMENTO et al., 2015).

Uma aplicação muito promissora para utilização de sistemas fotovoltaicos flutuantes seria sobre a superfície dos reservatórios de hidrelétricas, formando um sistema híbrido de geração elétrica a partir das fontes hidráulicas e fotovoltaicas, capaz de operar de forma combinada e compartilhando a mesma infraestrutura de transmissão já existente das usinas hidrelétricas (RODRIGUES et al., 2019). Em um visão otimista para expansão dessa aplicação, com base na utilização máxima de 25% dos reservatórios de hidrelétricas no mundo, cerca de 440 GW de usinas fotovoltaicas flutuantes poderiam ser instaladas gerando aproximadamente 6.270 TWh (FARFAN; BREYER, 2018).

1.2 MOTIVAÇÃO

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), por meio de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) denominado – “Exploração de Energia Solar em Lagos de Usinas Hidrelétricas”, instalou no lago da Usina de Sobradinho localizada no estado da Bahia, uma planta fotovoltaica flutuante de 1 MWp cuja operação iniciou-se em agosto de 2019.

O objeto da pesquisa é o estudo de fatores relacionados à interação da tecnologia de energia solar flutuante com a operação de uma usina hidrelétrica, focando em fatores como: a radiação solar incidente no local; os ganhos associados à produção de energia em reservatórios; seu transporte; instalação e fixação da ancoragem no fundo dos reservatórios ou em margens; a complementariedade da energia gerada e o escoamento dessa energia no sistema de transmissão existente (RODRIGUES et al., 2019).

A planta fotovoltaica flutuante foi conectada ao serviço auxiliar de 13,8 kV da usina hidrelétrica de Sobradinho (USB) por meio de uma rede de média tensão composta por trecho aéreo e subterrâneo, sendo o primeiro caso no Brasil de uma planta fotovoltaica flutuante operando em conjunto com uma usina hidrelétrica de grande porte (RODRIGUES et al., 2020).

O serviço auxiliar de 13,8 kV de USB alimenta cargas elétricas que em sua maioria são constituídos de motores de indução de grande porte, como bombas de drenagem e esgotamento, compressores e servo motores de comportas com mais de 40 anos de operação. Essa realidade faz com que o barramento de média tensão da usina tenha um fator de potência reduzido, acarretando em perdas nos cabamentos e aumento do consumo de potência (IEEE, 2009). Diante deste fato, vislumbrou-se uma possibilidade de utilizar a planta fotovoltaica flutuante para outra finalidade, além da qual foi inicialmente concebida

que é a injeção de potência ativa, mas também como uma fonte de geração de potência reativa para controle e correção de fator de potência.

Portanto, este trabalho propõe uma alternativa de correção do fator potência no barramento de 13,8 kV do serviço auxiliar da usina de Sobradinho, por meio da inserção de reativos pelo inversor da Planta Fotovoltaica Flutuante de Sobradinho.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é apresentar uma proposta de correção do fator de potência no ponto de conexão comum (PCC) da planta fotovoltaica flutuante de 1 MW que supre os serviços auxiliares da usina hidrelétrica de Sobradinho-BA.

A correção será realizada pelo uso de uma técnica de controle baseada em componentes dq que promove um controle desacoplado da potência ativa e reativa da planta fotovoltaica. Este controle produz uma corrente Iq de referência que é imposta ao conversor CC-CA e desta forma é realizada a correção do fator de potência no ponto de acoplamento comum por meio de injeção de potência reativa adequada na saída deste conversor.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Implementar o modelo de geração fotovoltaica da planta flutuante no Simulink/ Matlab®;
- Construir a plataforma de simulação completa do sistema fotovoltaico da Chesf/ Sobradinho no Simulink, que inclui a geração, processamento com o conversor CC-CA e conexão com a rede elétrica;
- Desenvolver e implementar a técnica de controle por coordenadas dq para corrigir o fator de potência no PCC;

1.4 ESTRUTURA DO TEXTO

Além da introdução, este trabalho está organizado de seguinte maneira:

No Capítulo 2 é apresentada uma fundamentação teórica para embasamento e fornecimento de informações sobre sistemas fotovoltaicos, sistemas fotovoltaicos flutuantes, fator de potência e transformadas Clarke e Park.

Em seguida, no Capítulo 3 é realizada uma breve revisão bibliográfica sobre pesquisas reportadas na literatura, que abordam estudos sobre correção de fator de potência utilizando sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

No Capítulo 4, a metodologia proposta é descrita apresentando as características técnicas da Planta Fotovoltaica Flutuante de Sobradinho e sua modelagem no ambiente de simulação computacional Simulink/MATLAB®.

Posteriormente, no capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos, bem como as devidas análises.

E por último, no capítulo 6 o texto se encerra com as conclusões da pesquisa e as sugestões de trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são apresentados os conceitos teóricos fundamentais para auxiliar na compreensão do tema proposto. Para tanto, apresentam-se informações sobre sistemas fotovoltaicos, sistemas fotovoltaicos flutuantes, transformadas Park e Clark e fator de potência.

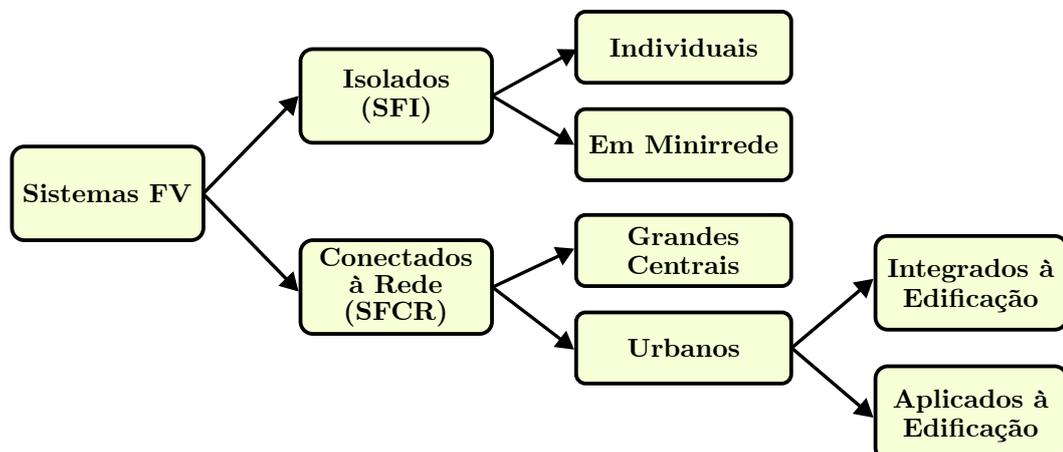
2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos são constituídos por um conjunto de equipamentos elétricos destinados a geração de energia elétrica. Um painel fotovoltaico é constituído de vários módulos fotovoltaicos interconectados, em série ou paralelo, dependendo da restrição de limites de corrente e tensão ao qual foi projetado. O sistema fotovoltaico pode ser pré-montado mecanicamente em solo, telhados ou incorporado a estrutura de uma construção. Podem ser classificados em duas categorias principais: sistemas conectados à rede (SFCR) e sistemas isolados (SFI) (PINHO; GALDINO, 2014). Na Figura 1 são apresentados os tipos de sistemas fotovoltaicos e suas categorias.

O SFCR está próximo ao ponto de consumo e da concessionária de energia e são comercialmente classificados com *on-grid*. Essa proximidade à rede permite a injeção de energia excedente e também a referência de características elétricas para sincronismo necessárias para seu funcionamento. São em maior parte utilizados na geração distribuída (GD), em baixa ou média tensão (MESSENGER; VENTRE, 2003).

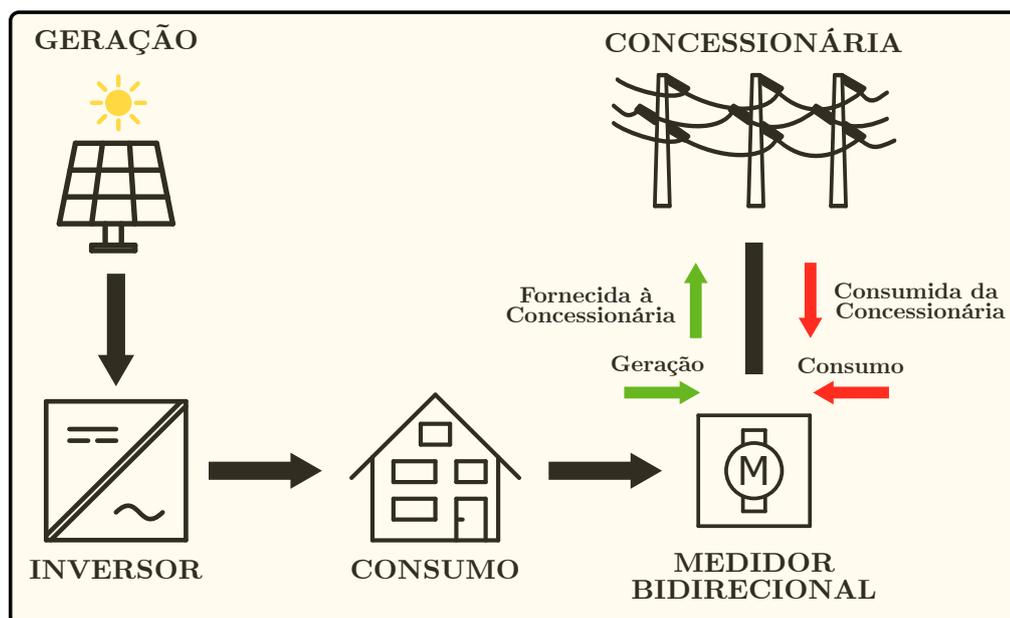
Os elementos básicos que compõem o SFCR são: painel fotovoltaico, inversor fotovoltaico, caixa de proteções elétricas ou *string-box*, medidores bidirecionais, cabos e estrutura de fixação (ROCHA, 2019). A Figura 2 mostra os elementos básicos do SFCR e suas interligações.

Figura 1 – Tipos de sistemas fotovoltaicos.



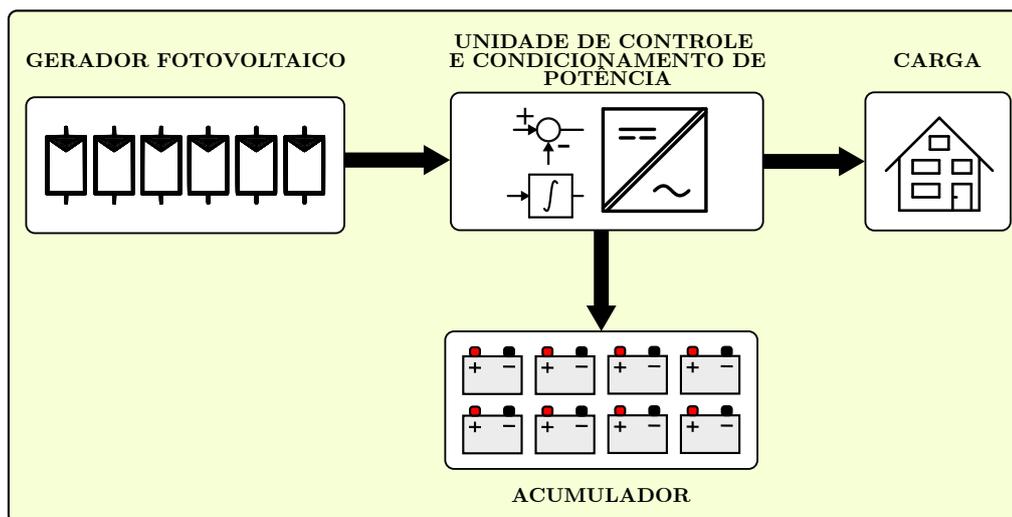
Fonte: Próprio autor.

Figura 2 – Esquema de um SFCR.



Fonte: Próprio autor.

Figura 3 – Esquema de um SFI.



Fonte: Próprio autor.

O sistema fotovoltaico isolado (SFI), geralmente é instalado em locais remotos, sem acesso à energia elétrica ou de difícil acesso. São comercialmente classificados como *off-grid*. Podem funcionar como fonte de energia para o local de instalação ou *backup* de energia para a própria rede elétrica, quando conectados em mini rede. Os elementos do SFI possuem painel fotovoltaico, proteções elétricas, cabos, estruturas, sistema de baterias (acumulador), controlador de carga, o qual tem a função de proteção contra sobrecarga, e inversor, responsável pelo condicionamento de potência do sistema (PINHO; GALDINO, 2014) (TOLMASQUIM et al., 2016). Na Figura 3 está ilustrado, de forma simplificada um SFI.

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES

Os sistemas fotovoltaicos flutuantes (FVF) podem ser definidos como uma tecnologia solar que envolve a montagem de módulos fotovoltaicos sobre corpos de água naturais ou artificiais, ao invés da instalação tradicional sobre o solo. Esses sistemas podem ser instalados em lagoas, lagos, reservatórios, canais, barragens, oceanos, entre outros, e evitam a implantação de painéis em terra aproveitável (ESMAP, 2019). Na Figura 4 está representado um esquema típico de um sistema fotovoltaico flutuante.

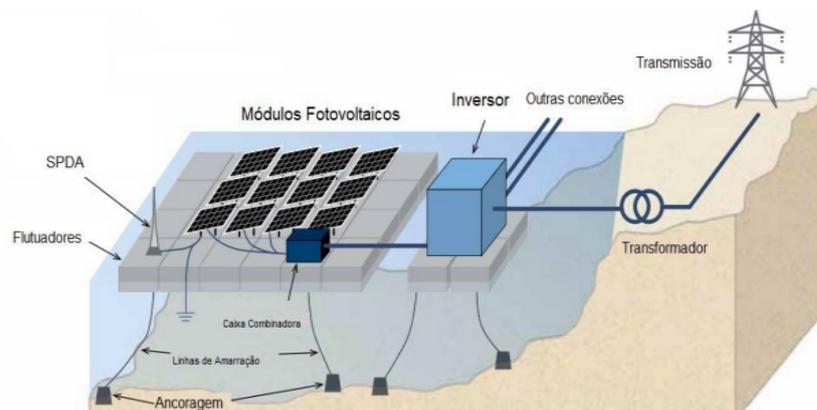
Os primeiros sistemas fotovoltaicos flutuantes foram instalados em Aichi, Japão, em 2007 (um sistema) e dois na Califórnia, Estados Unidos, em 2008, mas eram voltados a pesquisa e desenvolvimento, o que possibilitou o aprimoramento da tecnologia. Porém, os projetos obtiveram fins comerciais somente após 2014, sendo amplamente utilizados em países como Japão, China e Índia (TRAPANI; SANTAFÉ, 2015).

2.2.1 Componentes de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes

A principal característica que diferencia um sistema fotovoltaico flutuante do sistema convencional (terrestre) é a plataforma flutuante. Segundo (CHOI, 2014) um sistema fotovoltaico flutuante é composto basicamente por:

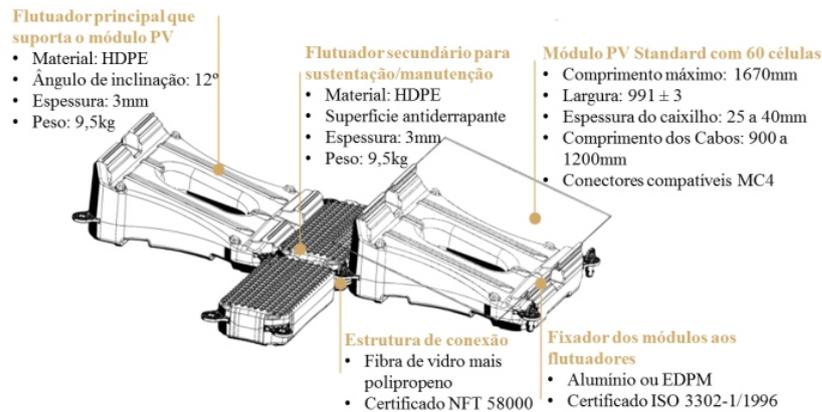
- Módulos fotovoltaicos: captam a irradiação solar e convertem em energia elétrica;
- Plataformas flutuantes: estrutura de suporte para instalação dos módulos fotovoltaicos, além de proporcionar estabilidade e flutuabilidade a estes, contendo passarela para manutenção, suporte para os cabos elétricos e inversores, em alguns casos. Na Figura 5 está representado um modelo comercial de uma plataforma flutuante;
- Ancoragem e amarração: para fixação da plataforma flutuante nas margens e/ou no fundo do corpo d'água, e que deve ser capaz de resistir aos esforços causados pela

Figura 4 – Representação esquemática típica de um FVF.



Fonte: (ESMAP, 2019).

Figura 5 – Modelo de plataformas flutuantes.



Fonte: (CIEL e TERRE, 2016).

variação do nível d'água e pelo vento;

- Cabos elétricos: podendo ser inclusive cabos subaquáticos.

2.2.2 Vantagens de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes

Os principais aspectos que podem ser considerados como vantagens para instalação de sistemas fotovoltaicos flutuantes, segundo (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016) são:

- Eficiência energética: a reflexão da luz da água e o resfriamento natural através da evaporação, podem manter a temperatura do painel fotovoltaico menor do que o terrestre;
- Redução da evaporação da água: o sistema FVF fornece sombreamento na água o que reduz a evaporação;
- Melhoramento da qualidade da água: pode ser considerado o melhoramento da água devido à redução da fotossíntese e o crescimento de algas;
- Sujeira: as instalações fotovoltaicas comuns, normalmente são instaladas em áreas com poeiras, o que podem ser depositadas nos painéis. Já nos sistemas FVF são instalados com menos potencial de deposição;
- Economia de terras: as instalações de FVF estariam deixando de utilizar terras produtivas em agricultura, mineração, turismo e outros.

2.2.3 Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Usinas Hidrelétricas

Em (FARFAN; BREYER, 2018) foi apresentada uma visão otimista para a expansão da aplicação híbrida das FVF e usinas hidrelétricas com base na utilização máxima

de 25% dos reservatórios no mundo. Pelas suas estimativas, os reservatórios das hidrelétricas poderiam hospedar cerca de 4.400 GW de usinas fotovoltaicas flutuantes e gerar aproximadamente 6.270 TWh.

Segundo (SACRAMENTO et al., 2015) os sistemas fotovoltaicos flutuantes em lagos de reservatórios de hidrelétricas apresentam-se como uma aplicação interessante devido a fatores como:

- Custos evitados com a compra ou arrendamento de terra, obras civis e fundação;
- Custos reduzidos com a operação e manutenção devido à disponibilidade de água para limpeza e o não crescimento de vegetação sob os painéis;
- Possibilidade de redução da proliferação de algas no lago devido ao sombreamento dos painéis;
- Tempo reduzido de implantação da usina dada à simplificação e agilização na montagem;
- Possibilidade de economia de água devido à redução na evapotranspiração;
- Custos reduzidos com estudos de impactos ambientais, principalmente para as usinas hidrelétricas existentes que já cumpriram grande parte das exigências dos órgãos ambientais, facilitando a obtenção das licenças de construção e operação;
- Redução de investimentos em conexão à rede, pois a usina instalada no reservatório aproveitaria a própria subestação elevadora da hidrelétrica para o escoamento da energia produzida;

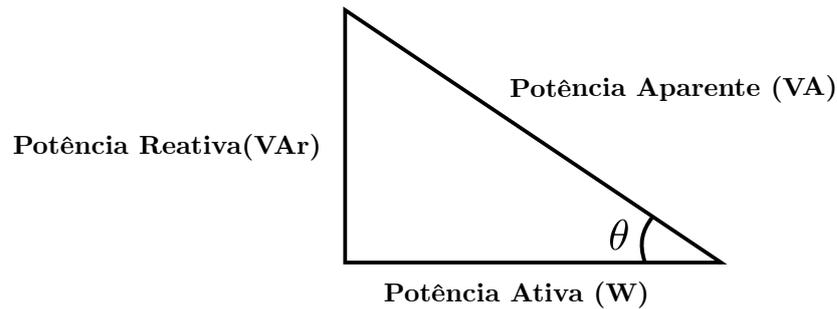
2.3 FATOR DE POTÊNCIA

De acordo com (RIOS et al., 2014), em um condutor elétrico energizado em corrente alternada (CA), passa uma determinada quantidade de energia, sendo um percentual ativo e outro reativo. Quanto maior for o percentual de potência ativa (P) dada em W, menor será as perdas no condutor elétrico.

O mesmo autor afirma que a potência reativa (Q) dada em VAR é necessária para criar o fluxo magnético necessário para o funcionamento de equipamentos como motores, transformadores, dentre outros, mas esta potência não realiza trabalho. A potência ativa é a que efetivamente produz trabalho.

Como se pode verificar na Figura 6, a soma vetorial das potências ativa e reativa é denominada de potência aparente (S) dada em VA. Como a rede tem um limite de capacidade de transmissão, a capacidade em VA de um circuito elétrico (fiação, transformadores, dentre outros) é limitada também. Para aumentar a potência ativa em um circuito, é

Figura 6 – Representação da potência aparente através da potência ativa e reativa.



Fonte: Próprio autor.

preciso reduzir a potência reativa Q . O fator de potência (FP) é definido como o cosseno do ângulo entre as retas potência aparente e potência ativa (RIOS et al., 2014).

Na maioria dos circuitos elétricos e eletrônicos existem cargas indutivas e capacitivas que ao operarem em sistemas de corrente alternadas apresentam a característica de absorver ou injetar potência reativa na rede elétrica que estão conectados.

Dessa forma, a operação desses dispositivos diminui o fator de potência, posto que a potência reativa não realiza trabalho útil, levando ao aumento de amplitude de corrente para a realização de um trabalho útil que poderia ser realizado com uma corrente de menor intensidade.

Por meio do triângulo de potência, a potência aparente é descrita em (2.1) e (2.2).

$$S = \frac{P}{\cos(\theta)} \quad (2.1)$$

$$S = \frac{Q}{\sin(\theta)} \quad (2.2)$$

Portanto, o fator de potência é definido por (2.3).

$$FP = \cos(\theta) = \frac{P}{S} \quad (2.3)$$

Logo, fator de potência é um índice que mede a quantidade de energia aproveitada pela carga, oriunda do fornecimento. Essa grandeza assume qualquer valor entre 0 e 1. Sendo 0, toda energia que chega a carga será devolvida à fonte e sendo 1, toda energia enviada pela fonte que será consumida pela carga. Diz-se que o fator de potência será adiantado ou atrasado conforme a relação entre as ondas de tensão e correntes geradas. A carga indutiva produz potência reativa com um atraso da corrente em relação à tensão.

Nesse caso, o fator de potência será atrasado. Já as cargas capacitivas, produz uma potência reativa com um adiantamento da corrente em relação à tensão, nesse caso o fator de potência estará adiantado.

2.4 SISTEMAS DE COORDENADAS abc , $\alpha\beta$ e dq

A implementação da estratégia de controle para um inversor trifásico pode ser realizada em três diferentes sistemas de coordenadas conforme mostrado na Figura 7 (KATIRAEI et al., 2008).

A representação dos sistemas trifásicos em coordenadas $\alpha\beta 0$ e $dq0$ passa pelos processos de transformações conhecidos como transformadas de Clarke e Park

2.4.1 Transformadas de Clarke

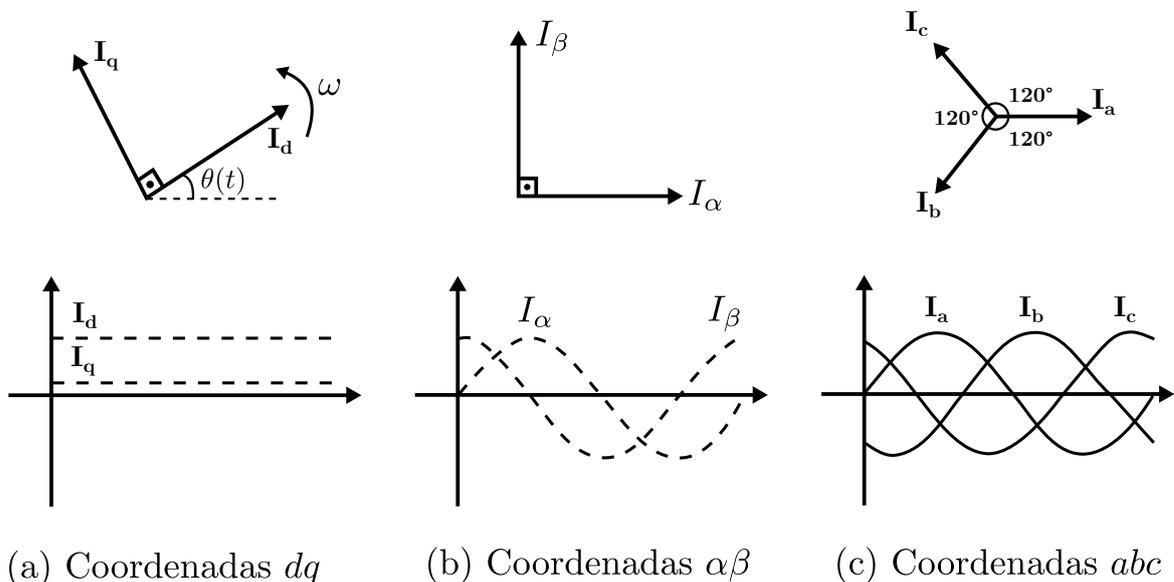
Este tipo de transformada é também chamada transformada $\alpha\beta 0$ que permite a representação de um sistema trifásico em um sistema com três sinais em quadratura, em que um sinal corresponde a sequência zero (KATIRAEI et al., 2008), e é definida por:

$$\mathbf{v}_{\alpha\beta 0} = T_{\alpha\beta 0} \mathbf{v}_{abc} \tag{2.4}$$

Sendo \mathbf{v}_{abc} , as tensões trifásicas nas coordenadas abc , $T_{\alpha\beta 0}$ a matriz de transformação e $\mathbf{v}_{\alpha\beta 0}$ as tensões trifásicas nas coordenadas $\alpha\beta 0$.

A matriz de transformação, segundo (KATIRAEI et al., 2008) é dada por:

Figura 7 – Sistemas de coordenadas $dq0$, $\alpha\beta 0$ e abc .



Fonte: Próprio autor.

$$T_{\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Considerando as tensões \mathbf{v}_{abc} , conforme Figura 8, tem-se:

$$\mathbf{v}_{abc} = \begin{bmatrix} v \operatorname{sen}(\omega t + \theta) \\ v \operatorname{sen}(\omega t - \frac{2\mu}{3} + \theta) \\ v \operatorname{sen}(\omega t + \frac{2\mu}{3} + \theta) \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Obtém-se os seguintes valores de tensões após a transformação:

$$\mathbf{v}_{\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} V \operatorname{sen}(\omega t + \theta) \\ V \cos(\omega t + \theta) \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

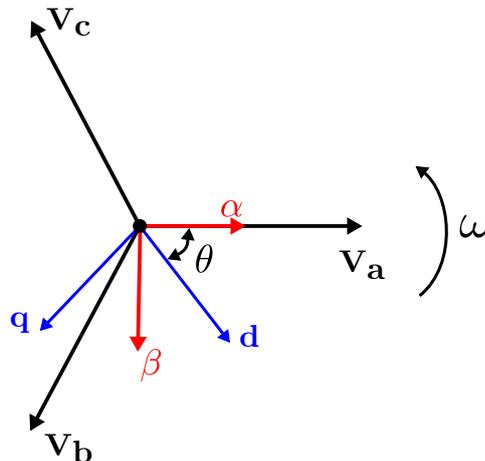
Considerando um sistema equilibrado, a componente v_α está em fase com a fase ‘a’ do sistema abc , e a componente v_β está em quadratura de v_α e $v_0 = 0$. Desta forma, as componentes de tensões \mathbf{v}_{abc} são obtidas a partir da transformada inversa $T_{\alpha\beta 0}$:

$$\mathbf{v}_{abc} = T_{\alpha\beta 0}^{-1} v_{\alpha\beta 0} \quad (2.8)$$

sendo,

$$T_{\alpha\beta 0}^{-1} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} T_{\alpha\beta 0}^T \quad (2.9)$$

Figura 8 – Decomposição de um sistema abc em $\alpha\beta$ e dq .



Fonte: Próprio autor.

Para um sistema simétrico $T_{\alpha\beta 0}$ é reduzido para:

$$T_{\alpha\beta} = \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Desta forma, os valores v_{abc} e $v_{\alpha\beta}$ são calculados a partir de :

$$\mathbf{v}_{abc} = T_{\alpha\beta} v_{\alpha\beta} \quad (2.11)$$

2.4.2 Transformadas de Park

A transformada de Park permite a representação de um sistema trifásico equilibrado em um sistema de dois vetores ortogonais dq de valor constante que giram de acordo com a frequência do sinal a ser transformado conforme mostrado na Figura 8 (KATIRAEI et al., 2008).

Para um sinal em sistema de referência $\alpha\beta$ a transformação dq é dada por:

$$\mathbf{v}_{dq} = P_{\alpha\beta dq} v_{\alpha\beta} \quad (2.12)$$

Sendo \mathbf{v}_{dq} , as tensões transformadas, $P_{\alpha\beta dq}$ a matriz de transformação de $\alpha\beta$ para dq e $v_{\alpha\beta}$ as tensões em referência de $\alpha\beta$. E a matriz de transformação é dada por:

$$T_{\alpha\beta} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \text{sen}(\omega t) \\ -\text{sen}(\omega t) & \cos(\omega t) \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Para a obtenção das coordenadas $\alpha\beta$ a partir de um sinal em coordenadas dq basta inverter a matriz de transformada $P_{\alpha\beta dq}$ e multiplicar pelo vetor v_{dq} (KATIRAEI et al., 2008).

$$\mathbf{v}_{\alpha\beta} = T_{\alpha\beta dq}^{-1} v_{dq} \quad (2.14)$$

sendo,

$$P_{\alpha\beta dq}^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\text{sen}(\omega t) \\ \text{sen}(\omega t) & \cos(\omega t) \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo são apresentados os principais trabalhos desenvolvidos desde 2008, envolvendo correção de fator de potência utilizando plantas fotovoltaicas, que serviram como base de estudos e pesquisa para o desenvolvimento desta dissertação.

Uma técnica de correção de fator de potência para uma rede elétrica conectada a um sistema fotovoltaico composto por um conversor de dois estágios e um sistema de armazenamento de energia com baterias é apresentado em (LO; LEE; WU, 2008), no qual utiliza uma topologia e sistema de controle mais simples comparado às estruturas usuais. Os autores utilizaram um protótipo experimental de um sistema fotovoltaico de 1 kW e obtiveram resultados satisfatórios do gerenciamento de energia e correção do fator de potência da rede.

Um estudo de simulação digital em tempo real para uma nova estratégia de controle de inversor fotovoltaico utilizado para correção de fator de potência e regulação de tensão é proposto por (VARMA et al., 2012). A simulação foi realizada no laboratório de pesquisa da universidade Western Ontário (UWO), Canadá e o modelo de simulação do controlador foi construído no software RSCAD no modo *Hardware-In-Loop*, onde o desempenho do controlador é verificado tanto no estado estacionário quanto no estado transitório para as operações de regulação de tensão e correção do fator de potência.

Em (PENG; BAGHZOUZ; HADDAD, 2013) é analisada a necessidade e capacidade de geração de energia reativa por inversores fotovoltaicos conectados à rede elétrica, juntamente com diferentes técnicas de controle para fornecimento de reativos. O estudo demonstra que em alguns alimentadores de distribuição com penetração fotovoltaica significativa, a geração de reativos faz-se necessária apenas durante algumas partes do dia e apenas durante os meses de verão para restaurar o fator de potência da rede de distribuição.

A utilização de uma fazenda solar para melhorar o fator de potência da rede elétrica da qual está conectada foi discutido em (SINHA; SHUKLA; CHANKAYA, 2016). O trabalho propõe um esquema de controle que melhora o desempenho da rede elétrica por meio da injeção de tensão em quadratura com a tensão da rede. Foi criado um modelo no Simulink/MATLAB[®] de uma fazenda solar conectada à rede elétrica para constatar a eficácia do esquema de controle utilizado no trabalho.

(MALATJI; CHABANGU, 2018) apresentaram um método para utilização de usinas solares durante o seu período ocioso, ou seja, durante a noite ou quando tem baixa irradiação solar com a finalidade de produzir energia reativa para correção de fator de potência e, assim aliviar os transformadores de redes elétricas de problemas de sobrecarga.

Uma solução simples, mas econômica, para a correção de fator de potência e eliminação de harmônicos de um inversor fotovoltaico de três níveis com filtro *LCL* é

apresentada em (MING et al., 2019). A solução propõe uma nova estrutura de controle para realimentação de corrente do lado do inversor. A eficácia da solução foi verificada em um inversor fotovoltaico trifásico tipo T com filtro LCL de 5 KW, montado em laboratório.

Em relação à utilização de sistemas híbridos de geração de energia envolvendo fontes de combustíveis fósseis e energia fotovoltaica, (MUKHERJEE et al., 2020) estudou a relação entre a irradiação direta que regula a geração fotovoltaica com o fator de potência da rede elétrica para tornar o sistema mais estável e econômico. Para o estudo, os autores utilizaram um modelo de simulação no *software* ETAP para investigar o efeito da geração fotovoltaica no fator de potência e na técnica de correção.

No trabalho de (RASHID; KNIGHT, 2020) é discutido a questão da degradação do fator de potência e sobretensão causada pelo aumento da penetração fotovoltaica em redes rurais no Canadá. Os autores propõem dois algoritmos de controle, o primeiro que emprega controle de potência reativa para mitigar a degradação do fator de potência e o segundo utiliza controle de potência ativa para mitigar a sobretensão. Como o trabalho se concentra principalmente em redes rurais, os algoritmos dependem apenas de medições locais e não requerem qualquer forma de coordenação das concessionárias.

Um esquema de controle híbrido capaz de conceder múltiplas funções a um inversor fotovoltaico conectado à rede a fim de mitigar problemas de qualidade de energia, como eliminação de harmônicos e correção de fator de potência é demonstrado em (REVELES-MIRANDA et al., 2020). O esquema compreende uma malha de controle de corrente baseada na teoria da passividade, que melhora a qualidade de energia do inversor, enquanto a operação sob condições de geração nula ou intermitente é garantida pela malha de controle de tensão baseado em um controlador PI. No trabalho, testes de simulação e resultados experimentais são apresentados para verificar a abordagem de controle sugerida e validar a operação e eficácia do sistema com o esquema de controle.

Para manter a tensão e o fator de potência dentro dos limites e maximizar a potência ativa de sistemas fotovoltaicos, (PHAN-TAN; HILL, 2020) propõem um projeto de controle de despacho de energia descentralizado. Esta estratégia de controle utiliza a potência reativa do sistema fotovoltaico para manter a tensão e o fator de potência em um nível permitido, sem exceder a capacidade fotovoltaica e os limites de potência reativa. O método é validado por uma simulação no Simulink/MATLAB® de uma rede de distribuição comercial.

Para propósitos de melhor organização, na Tabela 1 são resumidos os trabalhos descritos anteriormente e que serviram como base para o desenvolvimento deste trabalho.

Tabela 1 – Resumo das contribuições das pesquisas.

Ano	Autores	Contribuição
2008	Lo et al.	Técnica de controle mais simples em comparação a outras técnicas para correção de fator de potência utilizando sistemas fotovoltaicos.
2012	Varma et al.	Utilização de simulação em tempo real para uma nova estratégia de controle de inversor fotovoltaico utilizado para correção de fator de potência e regulação de tensão.
2013	Peng et al.	Estudo de diferentes técnicas de controle para inversores fotovoltaicos utilizados para fornecimento de reativos.
2016	Sinha et al.	Estudo da utilização de fazendas solares para correção de fator de potência de redes elétricas.
2018	Malatji et al.	Utilização de usinas solares para correção de fator de potência durante o período ocioso.
2019	Ming et al.	Solução simples para correção de fator de potência e eliminação de harmônicos utilizando um inversor fotovoltaico de três níveis com filtro <i>LCL</i> .
2020	Mukherjee et al.	Estudo da relação entre irradiação normal direta com o fator de potência da rede elétrica de sistemas de geração híbridos.
2020	Rashid et al.	Discussão sobre a degradação do fator de potência e sobretensão causado pelo aumento da penetração fotovoltaica em redes rurais do Canadá.
2020	Reveles et al.	Controle híbrido capaz de conceder múltiplas funções a um inversor fotovoltaico conectado à rede a fim de mitigar problemas de qualidade de energia.
2020	Tan et al.	Proposta de um projeto de controle de despacho de energia descentralizado utilizando sistemas fotovoltaicos para correção de fator de potência.
2023	Este Trabalho	Propor uma alternativa de controle para correção do fator de potência na barra do serviço auxiliar de USB a ser implementada no inversor da Planta Fotovoltaica Flutuante de Sobradinho.

Fonte: Próprio autor.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo é apresentada a metodologia aplicada para concretização deste trabalho, enfatizando-se as características da Planta Fotovoltaica Flutuante de Sobradinho e sua modelagem no ambiente de simulação computacional Simulink/MATLAB®.

4.1 A PLANTA FOTOVOLTAICA FLUTUANTE DE SOBRADINHO

A Planta Fotovoltaica Flutuante de Sobradinho (FSOB) foi instalada no lago da Usina Hidrelétrica de Sobradinho, localizada no estado da Bahia e distante cerca de 40 km a montante das cidades de Juazeiro/BA e Petrolina/PE. A planta ocupa uma área de cerca de 11.000 m² do espelho d'água do reservatório e possui uma potência instalada de aproximadamente 1 MW_p, com capacidade de produção de energia elétrica de 1.666 MWh/ano (RODRIGUES et al., 2022). Na Figura 9 é mostrada uma imagem aérea da FSOB.

De forma simplificada, pode-se dividir a FSOB em três subsistemas:

- Ilha Fotovoltaica;
- Eletrocentro;
- Sistema de transmissão.

4.1.1 Ilha Fotovoltaica

A ilha fotovoltaica é constituída por módulos fotovoltaicos e flutuadores. Para a montagem do sistema, são utilizados dois tipos de flutuadores, um flutuador principal,

Figura 9 – Vista aérea da FSOB.



Fonte: (RODRIGUES, 2022).

para sustentação do painel fotovoltaico e um flutuador secundário, ilustrados na Figura 10.

O flutuador principal sustenta o módulo a uma inclinação fixa de 12° em relação ao espelho d'água e o flutuador secundário é utilizado para prover o espaçamento entre os módulos e servir de passarela para a equipe de manutenção. Com a junção de flutuadores primários e secundários forma-se a ilha flutuante.

A ilha fotovoltaica é composta por 3.792 módulos fotovoltaicos de silício policristalino com potência nominal (STC) de 265 Wp, modelo CS6P-265P (1000V) da *Canadian Solar Maxpower*. Na Tabela 2 são apresentadas as características elétricas do módulo fotovoltaico utilizado na ilha.

O arranjo da ilha foi dimensionado com 158 conjuntos de *strings* conectados em paralelo, onde cada *string* é formado por 24 módulos, possibilitando uma tensão máxima de 734 Vcc e uma potência nominal (STC) de 1.004.880 Wp.

Figura 10 – Tipos de flutuadores.



Fonte: (Ciel et Terre, 2016).

Tabela 2 – Principais características do painel CS6P 265 Wp.

Características	STC	NOTC
Potência máxima	265 W	192 W
Tensão de potência máxima	30,6 V	27,9 V
Corrente de potência máxima	8,66 A	6,88 A
Tensão de circuito aberto	37,7 V	34,7 V
Corrente de curto-circuito	9,23 A	7,48 A
Proteção máxima de corrente reversa	15 A	
Quantidade de diodos <i>By-Pass</i> por painel	3	
Eficiência	16,47%	
Temperatura de operação	40°C ~ 85°C	
Tensão máxima admissível	1000 Vdc	
Tolerância de potência	0 ~ +5%	

Fonte: (CANADIAN, 2016).

4.1.2 Eletrocentro

O Eletrocentro é um contêiner com a finalidade de abrigar os inversores, o transformador elevador e a sala de supervisão e controle. O Eletrocentro da FSOB foi desenvolvido pela empresa WEG S.A e foi instalado a jusante da barragem da usina de Sobradinho, numa plataforma de concreto de 4 m de altura para evitar possíveis inundações. Na Figura 11 é mostrada uma foto do eletrocentro em seu local de instalação.

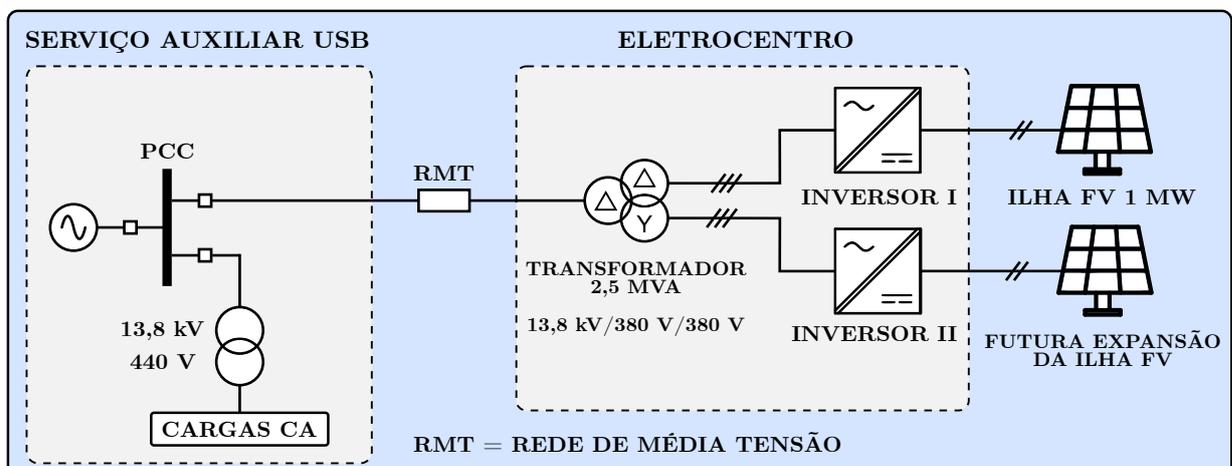
Internamente o eletrocentro utilizado no projeto da FSOB é composto por dois inversores, que se conectam à rede de média tensão através de um transformador elevador de dois secundários, como mostrado no diagrama elétrico da Figura 12.

Figura 11 – Eletrocentro em seu local de instalação.



Fonte:(RODRIGUES, 2019).

Figura 12 – Diagrama elétrico do eletrocentro.



Fonte: Próprio autor.

A razão do uso do eletrocentro com capacidade acima da potência nominal da ilha fotovoltaica de 1 MW é que existe a possibilidade de expansão da planta para uma potência nominal de 5 MW, para isto será necessário a instalação de outro eletrocentro com as mesmas características do instalado atualmente.

4.1.3 Inversor

O inversor utilizado no projeto da FSOB é do tipo inversor central modelo SIW700 T1300 fabricado pela empresa WEG, com potência nominal de 1250 kW. Na Tabela 3 são apresentadas as principais características deste inversor.

4.1.4 Transformador Elevador

Foi utilizado no projeto um transformador elevador trifásico de enrolamento duplo, isolado a óleo e com potência nominal de 2,5 MVA, fabricado pela empresa WEG. Na Tabela 4 são apresentadas as principais características deste transformador.

Tabela 3 – Principais características do inversor, modelo SIW700 T1300.

Características	Valor
Potência nominal	1250 kW
Tensão máxima entrada	1000 Vcc
Faixa do MPPT	540...850 Vcc
Corrente nominal	2.009 A
Máxima corrente	2.187 A
Tensão de saída 3 ϕ	380 Vca
Máxima eficiência	98,65 %
Freqüência nominal	60 Hz

Fonte: (WEG, 2016).

Tabela 4 – Principais características do transformador.

Característica	Valor
Potência nominal	2,5 MVA
Tensão de primário	(380 + 380) V
Tensão de secundário	13,8 kV
Nível de isolamento	15 kV
Grupo de ligação	Yy0d1
Líquido isolante	Óleo vegetal

Fonte: (WEG, 2016).

4.1.5 Sistema de Transmissão

Para a transmissão da energia elétrica gerada pela FSOB até o seu ponto de conexão com o serviço auxiliar de USB, foram utilizados os seguintes trechos:

- Trecho de baixa tensão (734,4 V) em corrente contínua entre a ilha fotovoltaica e o Eletrocentro, com cerca de 340 m de comprimento;
- Trecho de média tensão (13,8 kV) de rede aérea entre o Eletrocentro e o início da rede subterrânea, com cerca de 780 m de comprimento;
- Trecho de média tensão (13,8 kV) de rede subterrânea entre o final da rede aérea e o cubículo de média tensão situado na casa de máquinas de USB, onde foi feita a conexão do sistema fotovoltaico, com cerca de 620 m de comprimento.

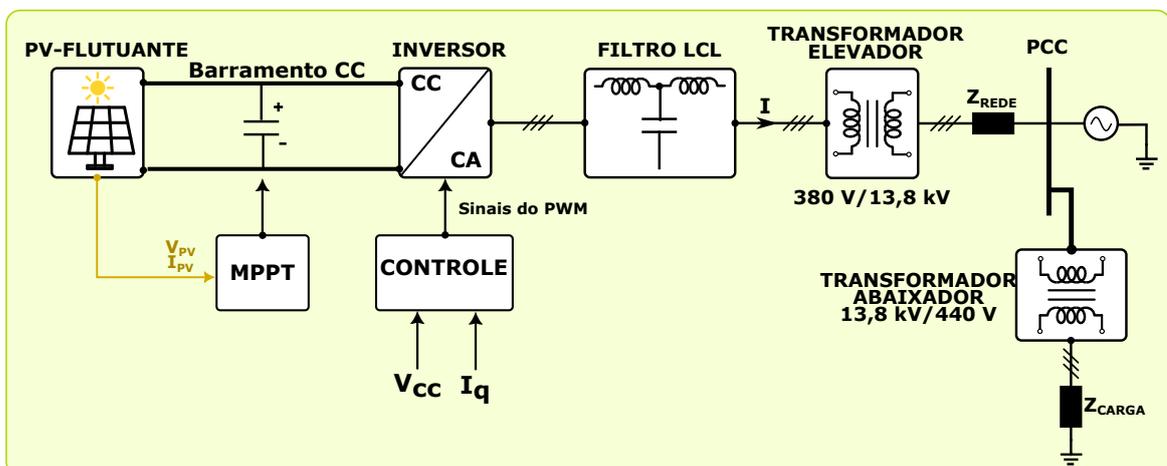
4.2 MODELAGEM DA FSOB NO SIMULINK/MATLAB®

O modelo computacional da FSOB foi elaborado no Simulink/MATLAB® e utilizou parâmetros da planta fotovoltaica flutuante real instalada no lago da usina de Sobradinho.

Na Figura 13 está representado de forma simplificada em diagrama de blocos, o modelo computacional da planta composto pelos principais subsistemas: Gerador fotovoltaico, barramento CC, inversor CC/CA e sistema de controle, filtro *LCL*, impedância de rede, transformadores, barramento do serviço auxiliar de 13,8 kV de USB e o conjunto de cargas indutivas CA. O modelo completo do Simulink está ilustrado no apêndice, no entanto é importante destacar que na simulação foi necessário fazer uso de um conversor *Boost* para realizar a regulação de tensão do barramento CC do inversor.

Nas próximas seções serão apresentados de forma mais detalhada os principais blocos demonstrados na Figura 13, especialmente o sistema de controle responsável pela

Figura 13 – Estrutura simplificada da FSOB.



Fonte: Próprio autor.

correção do fator de potência do barramento de média tensão da usina de USB, objetivo principal deste trabalho.

4.2.1 Modelo do Gerador Fotovoltaico

Para simulação do gerador fotovoltaico foi utilizado um modelo de painel solar construído no Simulink contendo as mesmas características elétricas do painel solar utilizado na planta fotovoltaica flutuante real, ou seja o modelo CS6P-265P (1000V) da *Canadian Solar Maxpower*. Na Tabela 5 são apresentadas os principais parâmetros do modelo.

A configuração do arranjo também foi a mesma utilizada na planta real, ou seja, 158 conjuntos de *strings* conectados em paralelo, onde cada *string* é formada por 24 módulos totalizando 3.792 módulos e possibilitando atingir uma potência nominal (STC) de 1.004.880 Wp.

Outro ponto importante para ressaltar na simulação é que foi usado como variáveis de entrada para o gerador fotovoltaico, uma irradiância de 700 W/m² e uma temperatura ambiente de 30°C, onde esta temperatura foi escolhida por ser a temperatura média anual que a planta está instalada. Na Figura 14 é apresentado o bloco Simulink que representa gerador fotovoltaico.

4.2.2 Modelo do Inversor

O modelo do Simulink do inversor trifásico utilizado na plataforma fotovoltaica flutuante é representado na Figura 15.

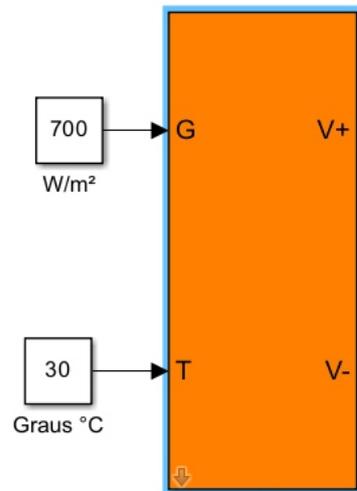
O tipo de inversor utilizado neste trabalho é o VSI (*Voltage Source Inverter*) ponte completa, composto por chaves IGBT e que utiliza a técnica de modulação PWM (*Pulse Width Modulation*) com uma frequência de portadora de 10 kHz para o controle da tensão de saída.

Tabela 5 – Parâmetros do modelo do gerador fotovoltaico.

Parâmetro	Valor
Tensão de circuito aberto	37,7 V
Corrente de curto circuito	9,23 A
Tensão no ponto de máxima potência	30,6 V
Corrente no ponto de máxima potência	8,66 A
Número de células	60
Idealidade do diodo	0,92762
Resistência série - R_s	0,31956 Ω
Resistência em paralelo - R_P	220 Ω
Coefficiente de temperatura de I_{sc}	0,039003 %/°C
Coefficiente de temperatura de V_{oc}	-0,301 %/°C

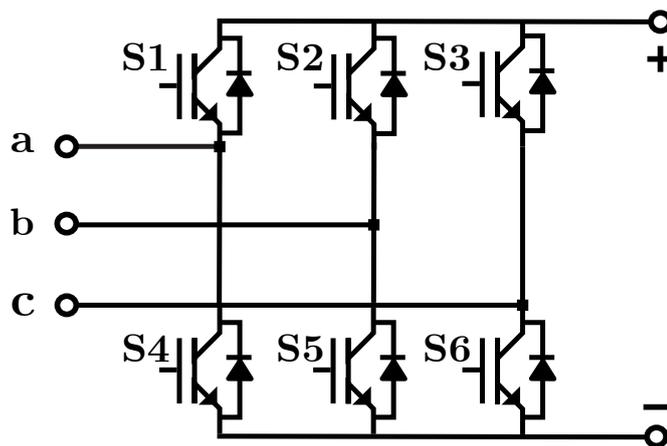
Fonte: Próprio autor.

Figura 14 – Bloco do modelo do gerador fotovoltaico construído no Simulink.



Fonte: Próprio autor.

Figura 15 – Modelo do inversor no Simulink.



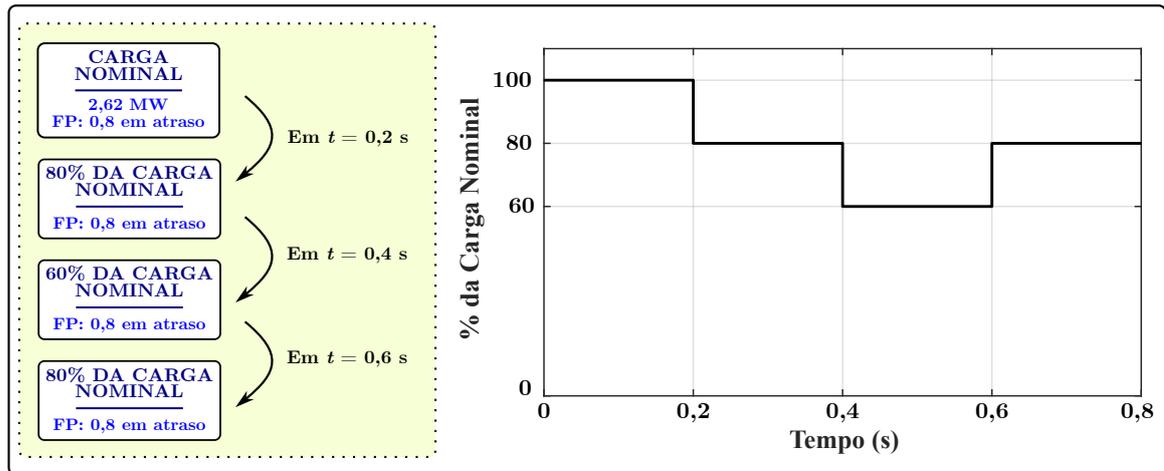
Fonte: Próprio autor.

4.2.3 Modelo da Carga

O modelo da carga utilizado na simulação foi baseado no conjunto de motores de indução de grande porte distribuídos pela usina hidrelétrica de Sobradinho totalizando uma potência nominal de 2,62 MW com fator de potência (FP) 0,8 em atraso.

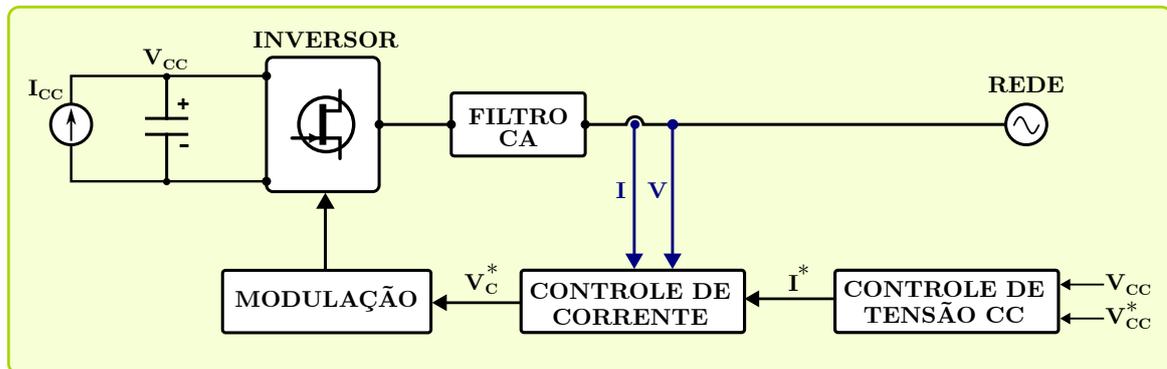
Neste trabalho, os resultados que serão apresentados no próximo capítulo, foram obtidos representando esse conjunto de motores por uma única impedância indutiva. Porém, esta, experimenta uma variação em seus patamares de potência ao longo do tempo. Mais precisamente, são impostos os seguintes carregamentos: 100%, 80%, 60% e retorno a 80% da potência nominal da carga. Estas variações ocorrem em intervalos de 0,2 s. O modelo da carga, bem como, suas variações de carregamento em função do tempo são mostrados na Figura 16.

Figura 16 – Modelo da carga.



Fonte: Próprio autor.

Figura 17 – Esquema de controle do inversor PWM trifásico.



Fonte: Próprio autor.

4.2.4 Sistema de Controle do Inversor Trifásico

O esquema simplificado do controle do inversor trifásico PWM utilizado neste trabalho é ilustrado na Figura 17. Todavia este controle emprega a representatividade das tensões e correntes abc de saída do inversor em coordenadas $dq0$.

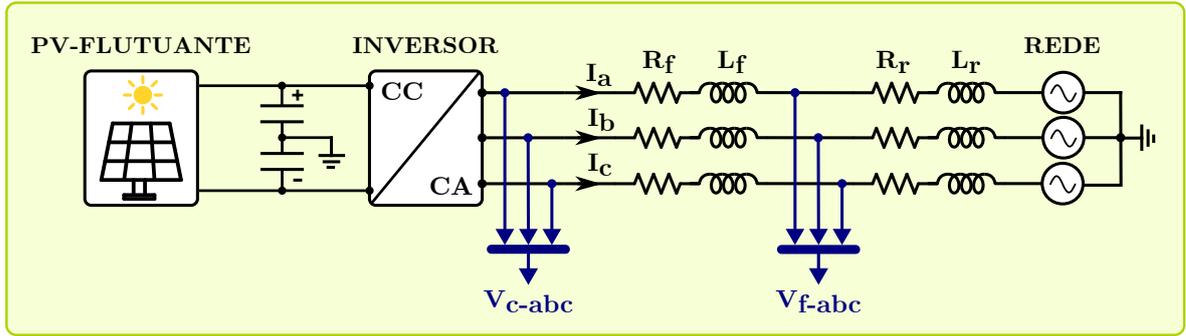
O controle do inversor PWM trifásico apresenta, na realidade, duas malhas de controle em coordenadas dq : uma malha de controle de corrente iq ; e uma malha de controle da tensão do barramento CC que implicitamente utiliza a componente de corrente id em uma malha interna para o controle desta tensão (ABBAS, 2016).

4.2.4.1 Definição das Malhas de Controle

Na Figura 18 é ilustrado o modelo simplificado que será a base para descrever as equações matemáticas de controle implementadas neste trabalho.

A pretensão neste tópico é descrever as malhas de controle do inversor do sistema fotovoltaico flutuante conectado à barra do serviço auxiliar de média tensão da usina

Figura 18 – Modelo simplificado para obtenção das malhas de controle.



Fonte: Próprio autor.

hidrelétrica de Sobradinho.

Para a definição das malhas de controle da tensão do barramento CC e das correntes i_q e i_d aplica-se as leis das Tensões de Kirchoff (LKT) no circuito da Figura 18, obtendo as expressões:

$$V_{ca} = i_a \left(R_f + L_f \frac{d}{dt} \right) + V_{fa} \quad (4.1)$$

$$V_{cb} = i_b \left(R_f + L_f \frac{d}{dt} \right) + V_{fb} \quad (4.2)$$

$$V_{cc} = i_c \left(R_f + L_f \frac{d}{dt} \right) + V_{fc} \quad (4.3)$$

Onde V_{ca} , V_{cb} e V_{cc} representa as tensões de fase na saída do inversor trifásico e V_{fa} , V_{fb} e V_{fc} representa as tensões de fase da rede e i_{abc} representa as correntes injetadas na rede.

A partir de (4.1) a (4.3) pode-se expressar as tensões no filtro na forma matricial conforme (4.4) e (4.5).

$$\begin{bmatrix} V_{ca} \\ V_{cb} \\ V_{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_f & 0 \\ 0 & 0 & R_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_f & 0 & 0 \\ 0 & L_f & 0 \\ 0 & 0 & L_f \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{fa} \\ V_{fb} \\ V_{fc} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

$$\begin{bmatrix} V_{fa} \\ V_{fb} \\ V_{fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_f & 0 \\ 0 & 0 & R_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_f & 0 & 0 \\ 0 & L_f & 0 \\ 0 & 0 & L_f \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{ra} \\ V_{rb} \\ V_{rc} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Para projetar o controle das malhas de corrente e tensão é útil que as variáveis utilizadas tenham valores constantes. Porém, como as grandezas elétricas do controle referencial abc são oscilatórios por natureza, a utilização da técnica de controle em coordenadas dq para converter os valores oscilantes das grandezas elétricas em valores constante faz-se necessária.

Sendo assim, (4.1) a (4.3) em coordenadas abc escritas no formato matricial podem ser expressas como:

$$[V_c] = [R_f][i] + [L_f]\frac{d}{dt}[i] + [V_f] \quad (4.6)$$

Sabendo que a transformação para coordenadas $\alpha\beta 0$ é dada por:

$$[x_{\alpha\beta 0}] = [T][x_{abc}] \quad (4.7)$$

onde a matriz de transformação $[T]$ é expressa por:

$$[T] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Então, multiplicando (4.6) em ambos os seus lados pela matriz de transformação da expressão (4.8), obtém-se a expressão matemática matricial das tensões nas coordenadas $\alpha\beta 0$:

$$\begin{bmatrix} V_{c0} \\ V_{c\alpha} \\ V_{c\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_f & 0 \\ 0 & 0 & R_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_f & 0 & 0 \\ 0 & L_f & 0 \\ 0 & 0 & L_f \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{f0} \\ V_{f\alpha} \\ V_{f\beta} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

Considerando a rede elétrica equilibrada, permite-se afirmar que a coordenada zero da transformada $\alpha\beta 0$ é nula. Dessa maneira observa-se que $i_0 = 0 \rightarrow V_0 = V_{f0} = 0$ e por isso, as equações matemáticas das tensões nas coordenadas $\alpha\beta 0$ podem ser simplificadas e mostrada em (4.10).

$$\begin{bmatrix} V_{c\alpha} \\ V_{c\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_f & 0 \\ 0 & R_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_f & 0 \\ 0 & L_f \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{f\alpha} \\ V_{f\beta} \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

Portanto, pode-se expressar o conjunto final de equações das tensões nas coordenadas $\alpha\beta 0$:

$$v_{c\alpha} = R_f i_\alpha + L_f \frac{di_\alpha}{dt} + v_{f\alpha} \quad (4.11)$$

$$v_{c\beta} = R_f i_\beta + L_f \frac{di_\beta}{dt} + v_{f\beta} \quad (4.12)$$

Uma vez definidas as equações do sistema simplificado em $\alpha\beta$, aplica-se a transformação dq em (4.10) da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} V_{cd} \\ V_{cq} \end{bmatrix} = [P] \begin{bmatrix} V_{c\alpha} \\ V_{c\beta} \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

Onde a matriz de transformação $[P]$ é expressa por:

$$[P] = \begin{bmatrix} \text{sen}\theta & -\text{cos}\theta \\ \text{cos}\theta & \text{sen}\theta \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Então, multiplicando (4.10), em ambos os seus lados pela matriz de transformação da expressão (4.14) obtém-se a expressão matemática matricial das tensões nas coordenadas dq :

$$\begin{bmatrix} V_{cd} \\ V_{cq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_f & 0 \\ 0 & R_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -\omega L_f \\ \omega L_f & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_f & 0 \\ 0 & L_f \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{fd} \\ V_{fq} \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

Separando as componentes d e q , têm-se que:

$$v_{cd} = R_f i_d - \omega L_f i_q + L_f \frac{di_d}{dt} + v_{fd} \quad (4.16)$$

$$v_{cq} = R_f i_q + \omega L_f i_d + L_f \frac{di_q}{dt} + v_{fq} \quad (4.17)$$

Para montar as equações de controle, aplica-se Lapalce em (4.16) e (4.17), considerando as condições iniciais nulas, conforme apresentam (4.18) e (4.19).

$$V_{cd}(s) = R_f I_d(s) - \omega L_f I_q(s) + L_f s I_d(s) + V_{fd}(s) \quad (4.18)$$

$$V_{cq}(s) = R_f I_q(s) + \omega L_f I_d(s) + L_f s I_q(s) + V_{fq}(s) \quad (4.19)$$

Manipulando (4.18) e (4.19), e sabendo que a tensão da rede V_f , está sincrozada com o eixo “d”, ou seja, $V_{fq}(s) = 0$, têm-se:

$$V_{cd}(s) = (R_f + sL_f)I_d(s) - \omega L_f I_q(s) + V_{fd}(s) \quad (4.20)$$

$$V_{cq}(s) = (R_f + sL_f)I_q(s) + \omega L_f I_d(s) \quad (4.21)$$

Definindo a parcela $(R_f + sL_f)I_d(s)$ de $V'_{cd}(s)$ e a parcela $(R_f + sL_f)I_q(s)$ de $V'_{cq}(s)$, (4.20) e (4.21) podem ser reescritas da seguinte forma:

$$V_{cd}(s) = V'_{cd}(s) - \omega L_f I_q(s) + V_{fd}(s) \quad (4.22)$$

$$V_{cq}(s) = V'_{cq}(s) + \omega L_f I_d(s) \quad (4.23)$$

Considerando $V'_{cd}(s)$ e $V'_{cq}(s)$ como as tensões de entrada do controlador e que estão desacopladas em termos de I_d e I_q , o ganho do sistema de controle pode ser dado por:

$$G(s) = \frac{I_d(s)}{V'_{cd}(s)} = \frac{I_q(s)}{V'_{cq}(s)} = \frac{1}{R_f + L_f s} \quad (4.24)$$

Para este controle de corrente é utilizado o controlador Proporcional-Integral (PI), no qual tem a função de fornecer um sinal de controle de uma corrente proporcional ao

erro de rastreamento do sistema e uma componente proporcional ao acúmulo desse erro ao longo do tempo representado pela equação:

$$u(\tau) = K_p e(\tau) + K_i \int_0^\tau e(\tau) d\tau \quad (4.25)$$

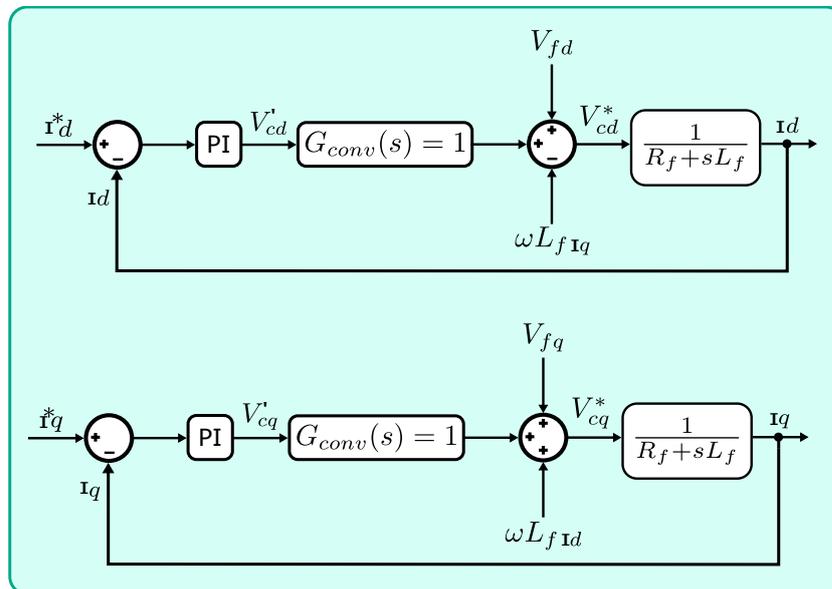
Onde $u(\tau)$ é a função que representa o sinal de controle e $e(\tau)$ representa o erro.

Na Figura 19 são ilustrados os diagramas de bloco contendo a planta e malha de controle das corrente I_d e I_q baseado em (4.22) e (4.23).

Para dimensionamento do controlador PI, deve-se saber que o controle de corrente do inversor é considerado ideal e isso faz com que o $G_{conv}(s)$ seja unitário. Ao desconsiderar as perturbações e o termos cruzados de acoplamento o sistema pode ser simplificado como ilustrado na Figura 20.

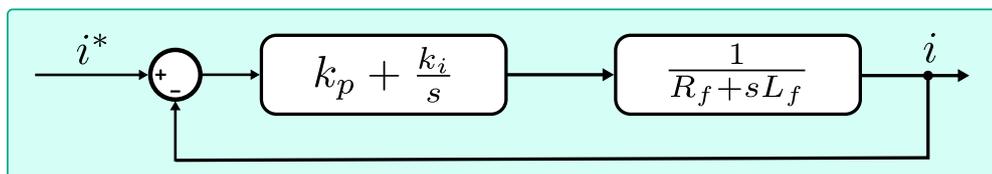
A função de transferência de malha aberta do controle de corrente, como também a função de transferência de malha fechada é expressa nas equações (4.26) e (4.27) respectivamente.

Figura 19 – Diagrama de bloco da planta e do controle das correntes I_d e I_q .



Fonte: Próprio autor.

Figura 20 – Malha de controle de corrente.



Fonte: Próprio autor.

$$G_{MA}(s) = \frac{k_p s + k_i}{s(R_f + L_f)} \quad (4.26)$$

$$G_{MF}(s) = \frac{G_{MA}(s)}{1 + G_{MF}(s)H(s)} \quad (4.27)$$

Onde $G_{MA}(s)$ é a função de transferência de malha aberta, $G_{MF}(s)$ é a função de transferência de malha fechada. Para $H(s)$ o seu valor é unitário, e assim a função de transferência de malha fechada é mostrada na equação (4.28).

$$G_{MF}(s) = \frac{k_p s + k_i}{L_f s^2 + (R_f + k_p)s + k_i} \quad (4.28)$$

Para determinar os pólos do sistema, deve-se colocar em evidência o denominador da equação (4.28), dividir por $\frac{1}{L_f}$ e depois igualar a zero, em seguida obtendo-se a expressão resultante:

$$L_f s^2 + (R_f + k_p)s + k_i = 0 \rightarrow s^1 + \left(\frac{R_f + k_p}{L_f}\right)s + \frac{k_i}{L_f} \quad (4.29)$$

A equação característica de segunda ordem é representada pela equação:

$$s^2 + 2\xi s + \omega_n^2 \quad (4.30)$$

Igualando a equação (4.30) com a equação (4.29), pode-se obter as expressões dos ganhos do controlador PI da malha interna do controle de corrente:

$$k_p = 2\xi\omega_n L_f - R_f \quad (4.31)$$

$$k_i = \omega_n^2 L_f \quad (4.32)$$

Onde ξ é o fator de amortecimento, que neste trabalho foi considerado $\xi = 0,707$. Por outro lado ω_n é a frequência natural do sistema, sendo que para $\varepsilon = 2\%$ tem-se.

$$\omega_n = \frac{\ln(\varepsilon)}{\xi t_s} \xrightarrow{\varepsilon=2\%} \omega_n = \frac{4}{\xi t_s} \quad (4.33)$$

As equações (4.31) a (4.33) foram utilizadas para a definição dos valores dos ganhos proporcional e integral (ABBAS, 2016) das malhas de corrente i_d e i_q , respectivamente. Após serem ajustados para melhoria da dinâmica do sistema fotovoltaico flutuante, chegou-se aos seguintes valores de ganhos dos controladores de corrente que foram utilizados neste trabalho: $k_p = -0,00131$ e $k_i = 3,07$.

4.2.4.2 Malha de Controle do Barramento CC

Com a finalidade de manter a tensão do barramento CC constante e sabendo que em circuitos de corrente contínua tem-se apenas potência ativa, e na saída do inversor é a própria potência ativa do painel, desprezando as perdas, conforme ilustrado na Figura 21. Portanto, neste caso a malha para controle da potência ativa utilizada foi a malha de controle com componentes d .

De acordo com a Figura 21, têm-se que:

$$I_C = I_{PV} - I_{cd} \quad (4.34)$$

Onde:

I_C é a corrente do capacitor;

I_{PV} é a corrente do gerador fotovoltaico;

I_{cd} é a corrente da componente d do inversor.

Sendo,

$$V_C = \frac{1}{C} \int I_C * dt = \frac{1}{C} \int (I_{PV} - I_{cd}) * dt \quad (4.35)$$

Onde:

V_C é a tensão no capacitor.

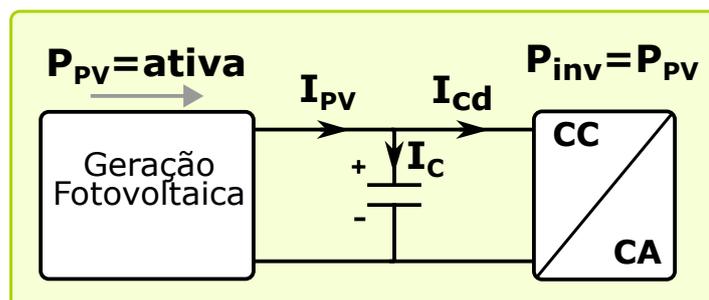
Aplicando Laplace em (4.27), tem-se:

$$V_C(s) = \frac{1}{C_s} [I_{PV}(s) - I_{cd}(s)] \quad (4.36)$$

A tensão do barramento CC dada por (4.36), é apresentada em diagramas de blocos pela Figura 22.

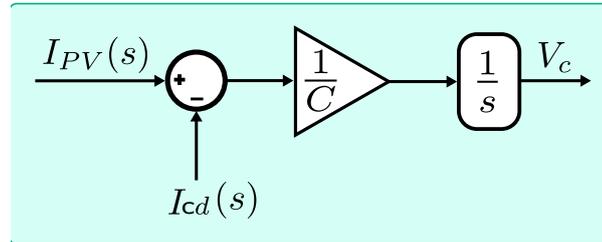
A malha de controle da corrente $I_{cd}(s)$ foi apresentada na Figura 19, entretanto para que a corrente $I_{cd}(s)$ seja gerada é necessário um controle da tensão do barramento CC, que vem de outro controlador PI, conforme apresentado na Figura 23.

Figura 21 – Geração fotovoltaica com estágio de inversão.



Fonte: Próprio autor.

Figura 22 – Diagrama de blocos do controle do barramento CC.



Fonte: Próprio autor.

Desconsiderando os distúrbios do controle de tensão, a função de transferência em malha aberta é dada por:

$$G_{MA}(s) = \frac{k_p s + k_i}{s^2 C} \quad (4.37)$$

A partir da relação entre a função de transferência de malha aberta e malha fechada do sistema, como foi mostrado na equação (4.27), pode-se determinar a expressão para função de transferência de malha fechada do controle de tensão, ou seja do barramento CC, como:

$$G_{MF}(s) = \frac{k_p s + k_i}{C s^2 + k_p s + k_i} \quad (4.38)$$

Para determinar os pólos do sistema, deve-se colocar em evidência o denominador da equação (4.38), dividir por $\frac{1}{C}$ e depois igualar a zero, em seguida obtendo-se a expressão resultante:

$$C s^2 + k_p s + k_i = 0 \rightarrow s^2 + \frac{k_p}{C} s + \frac{k_i}{C} = 0 \quad (4.39)$$

Igualando a equação (4.30) com equação (4.39), pode-se obter as expressões dos ganhos do controlador PI da malha externa de controle de tensão:

$$k_p = 2\xi\omega_n C \quad (4.40)$$

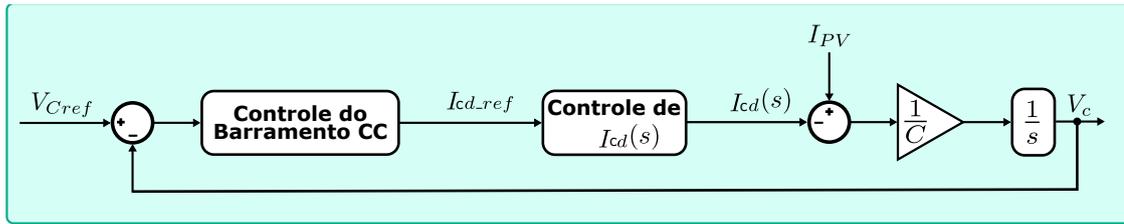
$$k_i = C\omega_n^2 \quad (4.41)$$

As equações (4.40) e (4.41) foram utilizadas para definição dos valores dos ganhos proporcional e integral da malha de controle do barramento CC. Após serem ajustados para melhorar a dinâmica do sistema, chegou-se aos seguintes valores de ganhos que foram utilizados neste trabalho: $k_p = 15$ e $k_i = 250$.

4.2.4.3 Estratégia de Controle para Correção do Fator de Potência

Tomando como base de que a tensão da rede e do inversor estão sincronizadas com eixo “d” tem-se que, $V_f = V_c = V_d$ e $V_q = 0$ fazendo com que as potências ativa e reativa

Figura 23 – Malha de controle do barramento CC.



Fonte: Próprio autor.

do inversor sejam dadas por (4.29) e (4.30).

$$P_f = V_{fd}I_d \quad (4.42)$$

$$Q_f = -V_{fd}I_q \quad (4.43)$$

Nota-se então, que agora a potência ativa só depende da componente “*d*” da corrente do inversor, enquanto a potência reativa só depende da componente “*q*” da corrente do inversor permitindo assim o controle desacoplado dessas grandezas.

Foi a partir dessa característica que a estratégia de controle da correção do fator de potência no ponto de conexão comum foi implementada, ou seja, controlando a corrente I_q do inversor na malha da Figura 19 foi possível inserir potência reativa do inversor demanda pelas cargas, o que permite atenuar a potência reativa que a rede auxiliar estava produzindo para atender as cargas. Menos potência reativa, garante uma elevação do fator de potência desta rede.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados e discutidos os resultados obtidos da simulação da Planta Fotovoltaica Flutuante de Sobradinho no ambiente Simulink/MATLAB®.

5.1 PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO

Para realização das simulações e obtenção dos resultados foram utilizados alguns parâmetros obtidos do projeto executivo da planta fotovoltaica flutuante real para serem aplicados no Simulink/MATLAB®. A Tabela 6 mostra quais são esses parâmetros.

5.2 RESULTADOS SIMULINK/MATLAB®

Nesta seção, serão apresentados os resultados obtidos no ambiente de simulação Simulink/MATLAB® da Plataforma Flutuante Fotovoltaica de Sobradinho, onde o esquema de operação e funcionamento dessa plataforma foram apresentados no capítulo 4. As variáveis que foram observadas durante a simulação e que serão apresentadas nessa seção são:

- Curvas características do gerador fotovoltaico;
- Fator de potência na carga, rede e inversor no PCC;
- Potência ativa na carga, rede e inversor no PCC;
- Potência reativa na carga, rede e inversor no PCC;
- Corrente I_q medida e de referência;
- Tensão no barramento CC medida e de referência.
- Tensão no PCC e corrente injetada na rede.

Tabela 6 – Parâmetros de simulação.

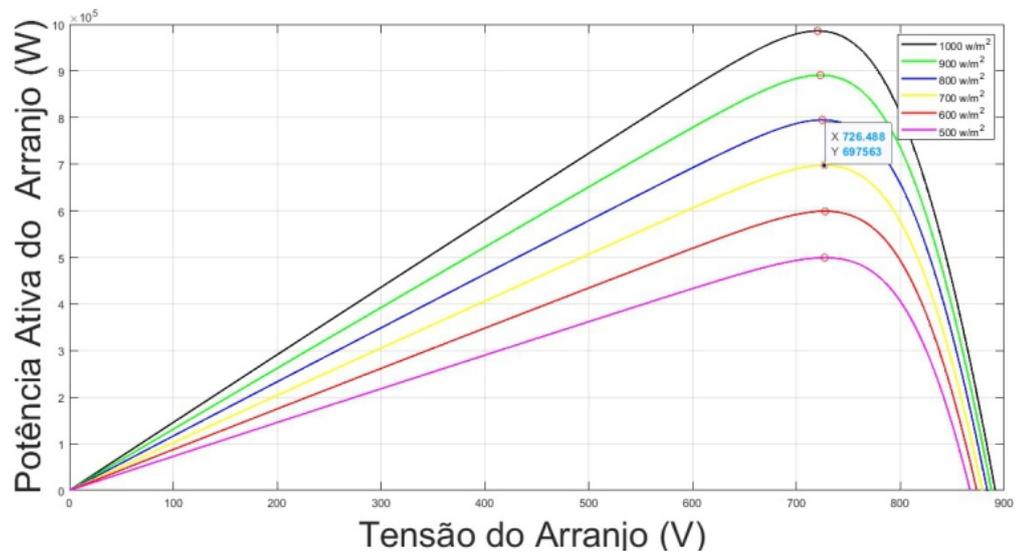
Parâmetro	Valor
Irradiância	700 W/m ²
Temperatura dos módulos	30°C
Capacitância do barramento CC	2500 μ F
Tensão do barramento CC	1200 V
Capacitância do filtro LC	200 μ F
Indutância do filtro LC	120 mH
Impedância da rede	0,68 + j 0,31 Ω
Frequência da portadora	10 kHz
Frequência da modulante	60 Hz
Fator de potência nominal da carga	0,8 em atraso
<i>Solver</i>	Ode3 (Bogacki-Shampine)

Fonte: Próprio autor.

5.2.1 Comportamento das Curvas Características do Gerador Fotovoltaico

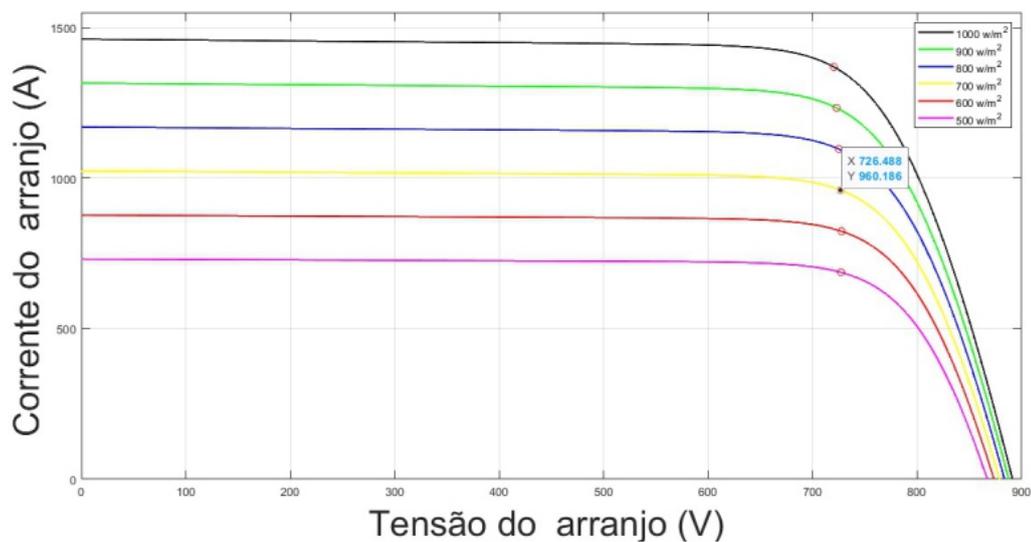
Nas Figuras 24 e 25 são apresentados os resultados obtidos a partir do Simulink do comportamento das curvas características P x V e I x V do arranjo de painéis fotovoltaicos da FSOB para uma temperatura de 30 °C. Em ambas as figuras geradas pelo Simulink são destacados os pontos de máxima potência (MPP) e os valores de corrente e tensão associados a esses pontos.

Figura 24 – Curvas características P x V do gerador fotovoltaico.



Fonte: Próprio autor.

Figura 25 – Curvas características I x V do gerador fotovoltaico.



Fonte: Próprio autor.

Na Tabela 7, tem-se o caso particular dos pontos de MPP para a curva com irradiância de 700 W/m^2 , valor no qual foi utilizado na simulação deste trabalho.

5.2.2 Comportamento do Fator de Potência da Rede, Carga e Inversor no PCC

Na Figura 26 é apresentado o conjunto de curvas obtidas do fator de potência medidos na carga, rede e inversor da plataforma sem a utilização do controle de corrente I_q para o ajuste do fator de potência no PCC.

Na figura 26 verifica-se que a curva do fator de potência do inversor, representada em azul, mantém-se constante em 1, ou seja, o inversor opera apenas como fonte de potência ativa. Já a curva do fator de potência da rede, representada em preto, apresenta um decréscimo, uma vez que a rede passa a ser a única fonte de potência reativa necessária para suprir o reativos absorvidos pela carga.

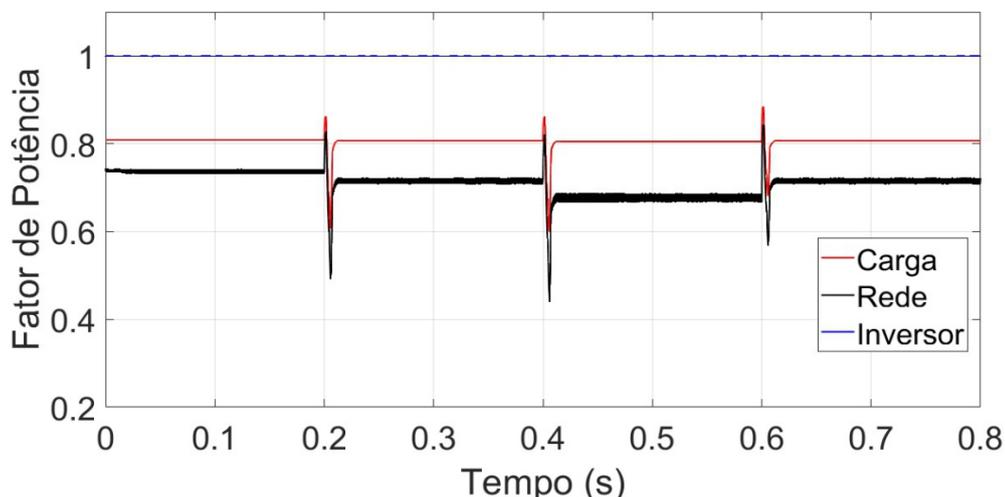
Após a habilitação do sistema de controle proposto neste trabalho e ajustado um set point de 0,92 indutivo para o fator de potência da rede, uma nova simulação foi realizada e um novo conjunto de curvas do fator de potência medidos na carga, rede e inversor são apresentados na Figura 27.

Tabela 7 – MPP para irradiância de 700 W/m^2 e temperatura dos módulos de 30°C .

Característica	Valor
Potência máxima	0,6975 MW
Tensão de potência máxima	726,49 V
Corrente de potência máxima	960,19 A

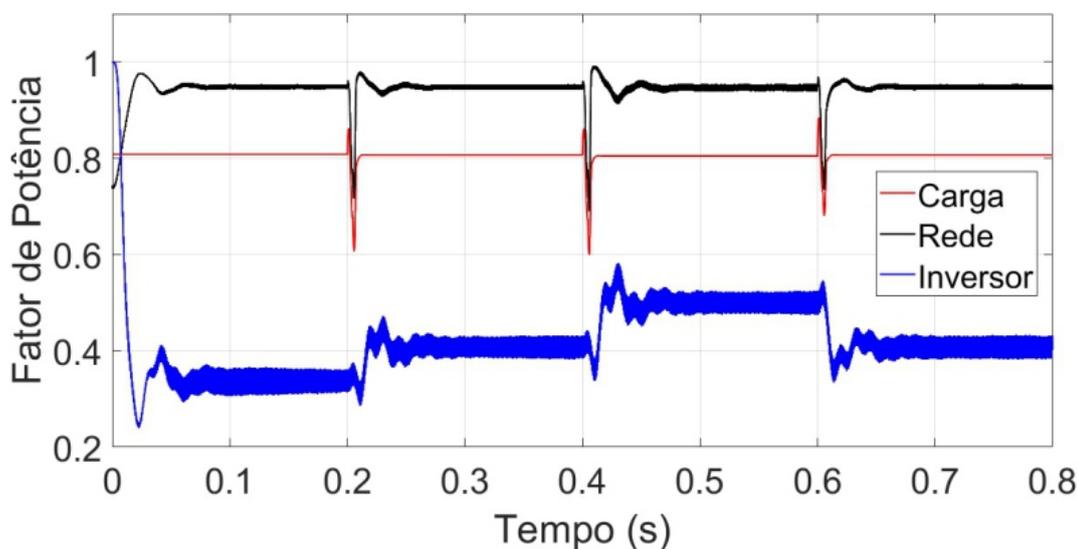
Fonte: Próprio autor.

Figura 26 – Comportamento do fator de potência na carga, rede e inversor sem atuação do controle.



Fonte: Próprio autor.

Figura 27 – Comportamento do fator de potência na carga, rede e inversor com atuação do controle.



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 27, a curva do fator de potência do inversor, representada em azul, aumenta de valor à medida que a carga diminui para patamares de 100, 80 e 60% do seu valor nominal, no intervalo de 0 a 0,6 s. Esse comportamento deve-se ao fato que o inversor, além de injetar potência ativa no PCC, também passa a fornecer reativos para compensar o que originalmente viria da rede e assim manter o fator de potência no PCC constante em aproximadamente 0,92. No intervalo de 0,6 a 0,8 s, a carga retoma ao patamar de 80% de sua potência nominal fazendo com que o inversor diminua a injeção de potência reativa e o seu fator de potência também diminua.

Outro resultado que se observa é que a curva do fator de potência da rede, representada em preto, mantém-se agora constante em aproximadamente 0,93 indutivo durante toda o tempo de simulação, um valor próximo ao estabelecido no controle que foi 0,92 indutivo, mesmo com a variação de carga e bem diferente do que foi apresentada simulação anterior, quando o controle não estava habilitado, provando que a estratégia de controle adotada foi satisfatória.

A curva do fator de potência da carga, representada em vermelho, mantém-se constante em aproximadamente 0,8 indutivo mesmo com o chaveamento e diminuição em patamares de 20% do seu valor nominal. Um resultado que era o esperado, já que o fator de potência do modelo da carga foi estabelecido nesse valor.

Estes resultados atendem a proposta de controle planejada, evidenciando a efetividade da metodologia desenvolvida.

5.2.3 Comportamento da Potência Ativa da Rede, Carga e Inversor no PCC

Na Figura 28 é apresentado o conjunto de curvas obtidas da potência ativa medidos na carga, rede e inversor, respectivamente.

A curva da potência ativa da carga, representada em vermelho, apresenta um comportamento esperado que é a variação em intervalos de 0,2 s, iniciando em seu valor nominal de 2,62 MW e decaindo em patamares de 20%, entre 80 e 60%, quando retorna a 80% da potência nominal. A curva da potência ativa da rede, representada em preto, também apresenta o mesmo comportamento da carga, ou seja, variações em patamares de 100, 80, 60 e novamente 80%.

Já a curva da potência ativa do inversor mantém-se praticamente constante em aproximadamente 0,4 MW, devido a geração fotovoltaica.

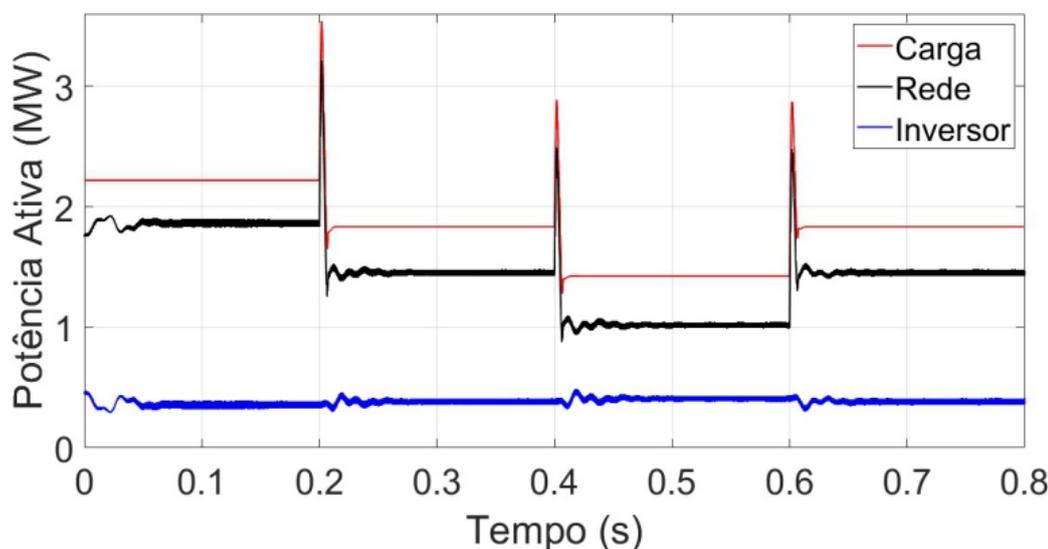
5.2.4 Comportamento da Potência Reativa da Rede, Carga e Inversor no PCC

Na Figura 29 é apresentado o conjunto de curvas obtidas da potência reativa medidos na carga, rede e inversor, respectivamente.

A curva de potência reativa da carga apresenta o mesmo comportamento observado na curva de potência ativa, ou seja, decréscimos de 20% em intervalos de tempo de 0,2 s.

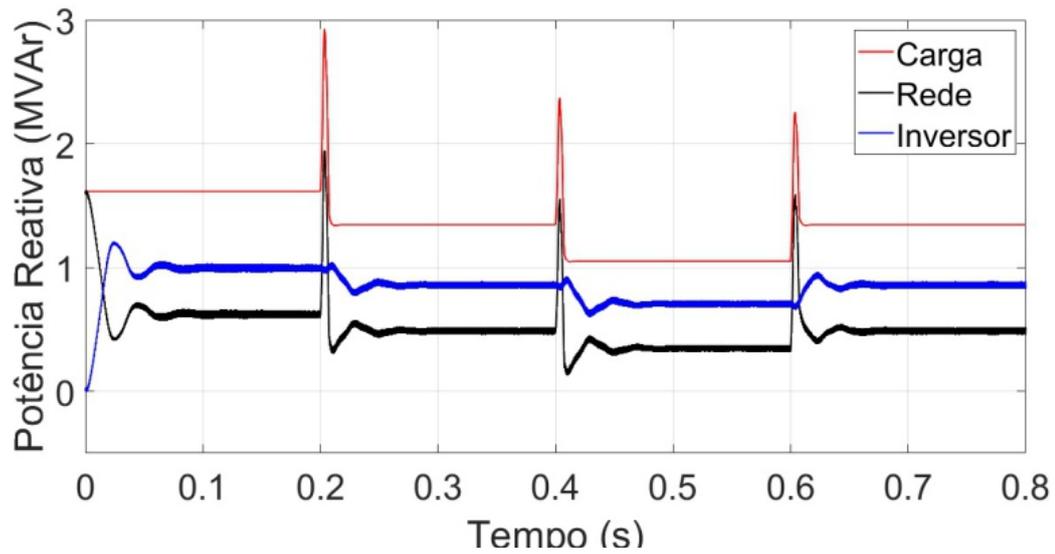
No entanto, as curvas de potência reativa da rede e do inversor se invertem em relação ao gráfico da potência ativa, já que o controle imposto ao inversor trifásico faz com que ele injete mais potência reativa no PCC para aliviar os reativos oriundos da rede e assim manter o fator de potência da rede em um valor fixo de aproximadamente 0,92 indutivo.

Figura 28 – Comportamento da potência ativa na carga, rede e inversor.

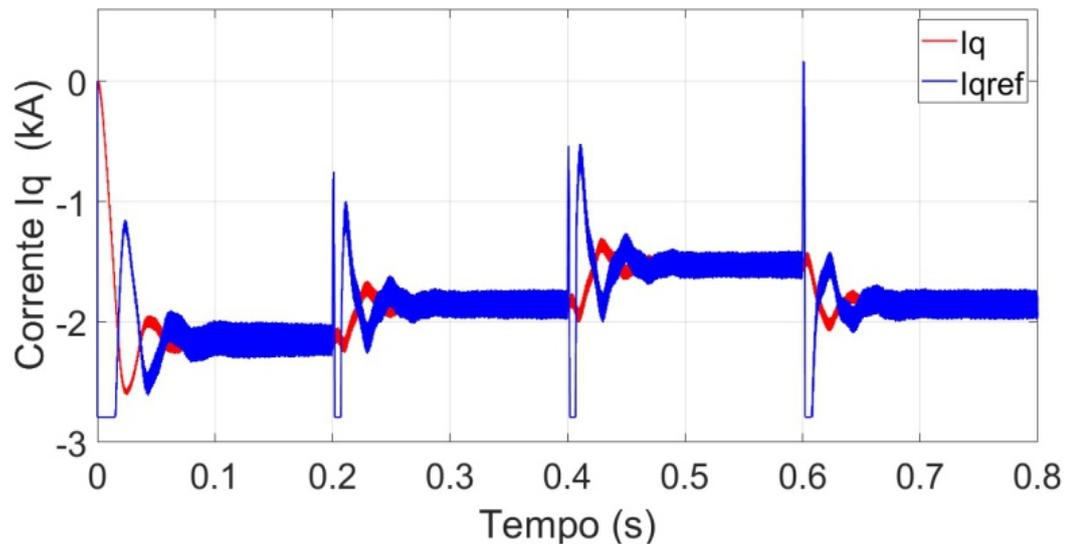


Fonte: Próprio autor.

Figura 29 – Comportamento da potência reativa na carga, rede e inversor.



Fonte: Próprio autor.

Figura 30 – Comportamento da corrente I_q de referência e medida.

Fonte: Próprio autor.

5.2.5 Comportamento da Corrente I_q de Referência e Medida

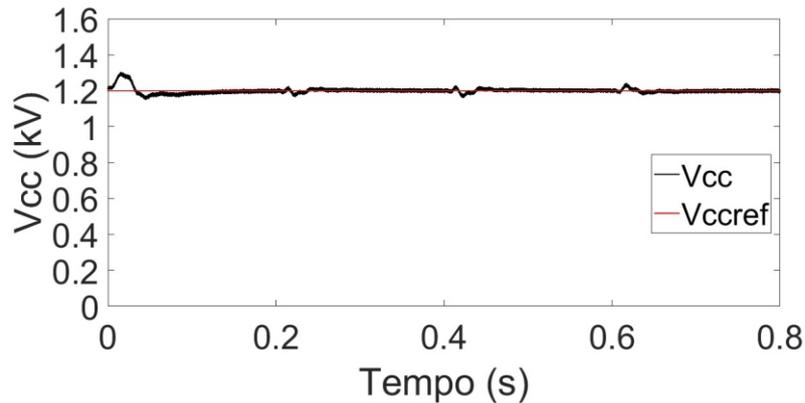
Na Figura 30 é apresentado o conjunto de curvas obtidas da corrente I_q de referência e I_q medida, respectivamente.

Na curvas, verifica-se que a corrente I_q medida acompanha o valor de referência, mesmo nas variações de carga, confirmando que o controle de reativos do inversor funciona satisfatoriamente.

5.2.6 Comportamento da Tensão no Barramento CC

Na Figura 31 é apresentada a curva do barramento CC e o valor de referência adotado na plataforma, que foi 1200 V. Como pode ser observado, a curva do barramento CC converge para o valor de referência, ratificando o pleno funcionamento do sistema de controle da plataforma de simulação.

Figura 31 – Comportamento da tensão do barramento CC.



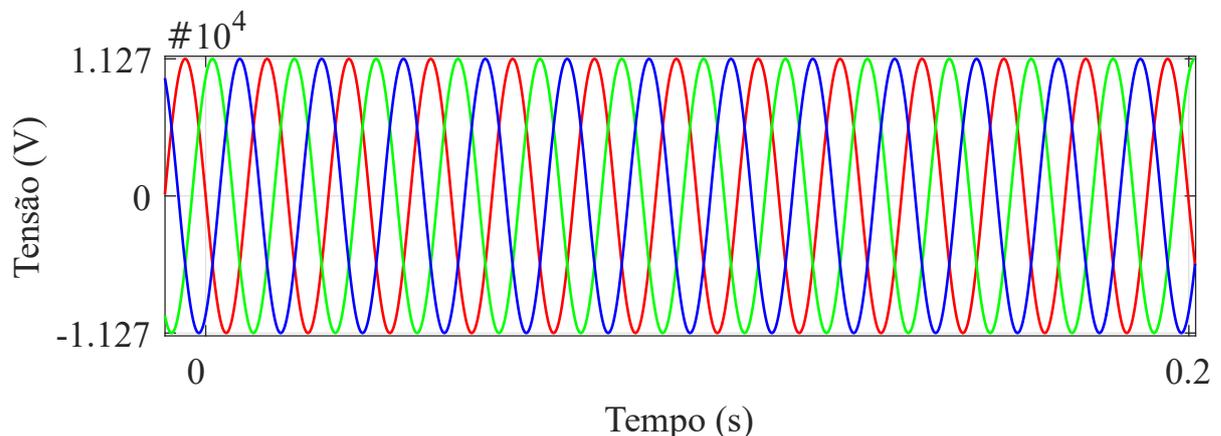
Fonte: Próprio autor.

5.2.7 Comportamento da Tensão no PCC e Corrente Injetada na Rede

Na Figura 32 é apresentada a tensão observada no PCC durante a simulação sem a atuação do controle. Não houve variação significativa nas tensões observadas, este fato, possibilitou que pudesse ser apresentado apenas o intervalo de 0 à 0,2 segundos, melhorando assim, a visualização dos sinais, sem comprometimento da análise.

Na Figura 33 é mostrado o comportamento da corrente na rede sem a atuação do controle. Notou-se que de acordo com as previstas variações de carga, o nível de corrente passou a ser compatível com o carregamento. Durante as transições de um nível

Figura 32 – Comportamento da tensão no PCC - Sem a ação do controle.

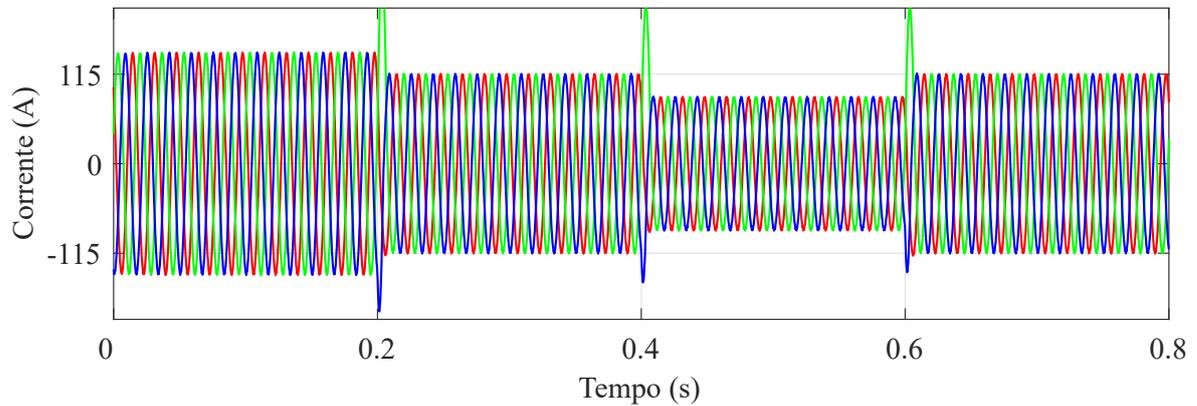


Fonte: Próprio autor.

de potência para outro, observou-se um transitório que é extinto em menos de meio ciclo da fundamental.

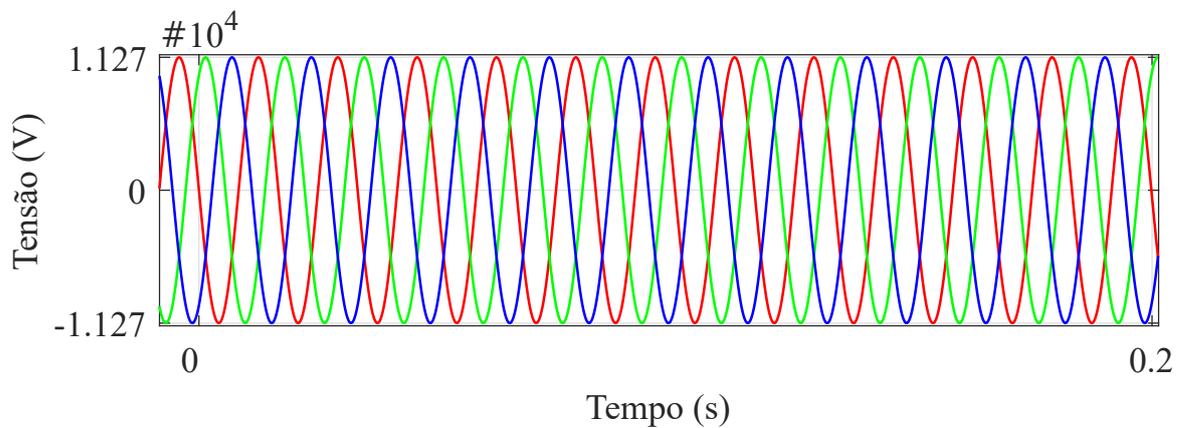
Nas Figuras 34 e 35 são apresentados os resultados obtidos para a tensão no PCC e corrente na rede, respectivamente. Nestas, o controle da corrente I_q calculada foi acionado.

Figura 33 – Comportamento da corrente na rede - Sem a ação do controle.



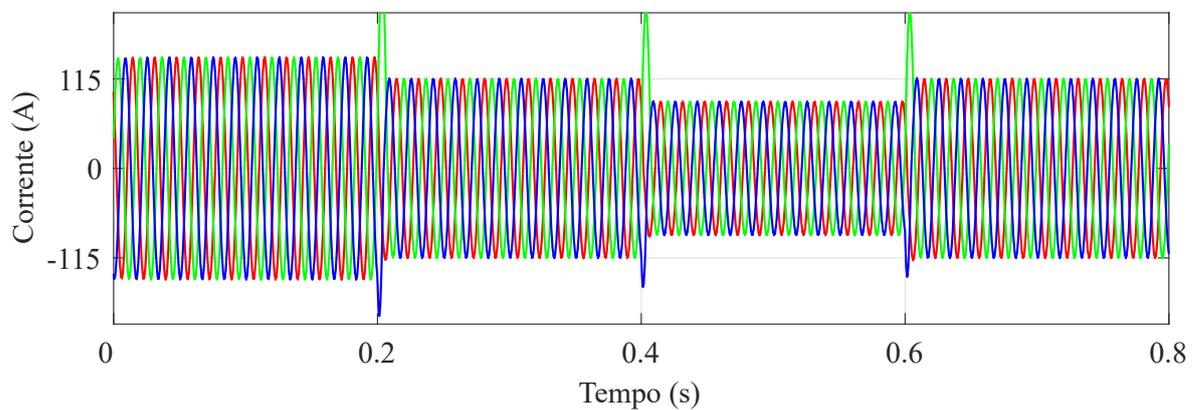
Fonte: Próprio autor.

Figura 34 – Comportamento da tensão no PCC - Com a ação do controle.



Fonte: Próprio autor.

Figura 35 – Comportamento da corrente na rede - Com a ação do controle.



Fonte: Próprio autor.

Analisando os resultados para a tensão no PCC na Figura 34, não houve alterações significativas em relação ao resultado sem a ação do controle de corrente calculada de I_q .

Da Figura 35, conclui-se que os sinais de corrente na rede não são fortemente impactados pela ação de controle de I_q calculada. Porém, vale salientar que, o motivo disto é que a ação de controle proposta neste trabalho, tem influência direta na melhoria do fator de potência observado na rede, ou seja, na sincronização entre a tensão do PCC e a corrente injetada pela planta fotovoltaica, conforme já observou-se nos resultados apresentados para o fator de potência. Conclui-se então, que todos os resultados obtidos para as tensões e correntes, com e sem, ação do controle de corrente calculado para I_q apresentaram comportamentos já esperados e coerentes com a teoria.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma proposta de correção do fator da potência no ponto de conexão comum (PCC) da Planta Fotovoltaica Flutuante de Sobradinho com o barramento do serviço auxiliar de 13,8 kV da Usina Hidrelétrica de Sobradinho-BA. A correção foi realizada pelo uso de uma técnica de controle, baseada em componentes dq , que permite ao conversor CC-CA da planta fotovoltaica flutuante injetar potência reativa adequado para um determinado valor de fator de potência de referência para o barramento de serviço auxiliar da usina.

A implementação da técnica de controle foi realizada em uma plataforma de simulação digital construída no ambiente Simulink/MATLAB[®] e utilizou parâmetros da planta fotovoltaica flutuante real instalada no lago da usina hidrelétrica de Sobradinho, no qual inclui os modelos de geração, conversores estáticos, filtragem, sistemas de transmissão e dados de cargas elétricas que são utilizados dentro da usina.

A fim de constatar a eficácia do método de controle foram realizadas simulações na plataforma para análise de algumas grandezas elétricas, verificando assim suas características e seus desempenhos. O principal resultado obtido foi com relação ao fator de potência medido na carga, inversor e rede onde constatou-se que mesmo a carga variando, a potência reativa injetada pelo inversor consegue manter o fator de potência da rede próximo ao valor estipulado pelo controle, ou seja, 0,92 indutivo. As figuras da corrente Iq medida e referência e da tensão do barramento CC medido e referência, também apresentaram uma resposta dinâmica satisfatória, em termos de duração e amortecimento do transitório, e efetivamente alcançaram a referência no regime permanente.

Com os resultados obtidos nas simulações, o trabalho mostrou que a planta fotovoltaica flutuante de Sobradinho, inicialmente projetada apenas para injeção de potência ativa, pode ser uma alternativa eficaz para solucionar o problema da degradação do fator de potência no barramento do serviço auxiliar de média tensão da usina causado pela operação de cargas indutivas, composta em sua maioria por motores elétricos de elevada potência e com mais de quarenta anos de operação.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

1. Testar o modelo desenvolvido no ambiente Simulink/MATLAB[®] no simulador de tempo real OPAL-RT e comparar os resultados;
2. Utilização de um inversor com dupla funcionalidade incorporado a plataforma da planta fotovoltaica flutuante com intuito de realizar a correção do fator de potência

e auxiliar no melhoramento da qualidade da tensão no ponto de conexão comum;

3. Estudo da planta fotovoltaica flutuante como compensador de reativos durante o período noturno utilizando o barramento CC do inversor trifásico.

6.3 PUBLICAÇÃO DO AUTOR

Durante o período que este trabalho foi realizado, o seguinte artigo foi aceito para publicação:

1. **FELIPE, WELLINGTON F.**; LANDO, MAURICIO L.; ALMEIDA, ROGÉRIO G. DE; ASSIS, JEFFERSON R. P. DE; FERNANDES, DARLAN A. "Power Factor Correction of a Hydroelectric Plant Ancillary-Service-Grid Supplied by a PV Float Generation", Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), 2023, Florianópolis.

REFERÊNCIAS

- ABBAS, S. Z. *Simulation, Implementation and Testing of Three-phase Controlled Power Inverter Behavior*. Dissertação (Mestrado) — Universitat Politècnica de Catalunya, 2016.
- ANEEL. *Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N^o 482, de 17 de abril de 2012*. 2012. URL <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acessado: 25-02-2023.
- _____. *Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa n^o 687/2015. Altera a Resolução Normativa n^o 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST*. 2016.
- _____. *Agência Nacional de Energia Elétrica. Matriz elétrica brasileira cresce mais de 1,2 GW em agosto*. 2023. URL <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/matriz-eletrica-brasileira-cresce-mais-de-1-2-gw-em-agosto>. Acessado: 20-09-2023.
- CAVALCANTI-JUNIOR, V. M. *Análise comparativa de modelos globais não-lineares para módulos fotovoltaicos*. 117 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2023.
- CHOI, Y.-K. A study on power generation analysis of floating pv system considering environmental impact. *International journal of software engineering and its applications*, Science and Engineering Research Support Society, v. 8, n. 1, p. 75–84, 2014.
- EPE. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica*. 2022. URL <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acessado: 17-08-2023.
- ESMAP, W. B. G. S. *Float solar market report 2019 - Where sun meets water*. 2019. URL <https://documents1.worldbank.org/curated/en/579941540407455831/pdf/Floating-Solar-Market-Report-Executive-Summary.pdf>. Acessado: 20-04-2023.
- FARFAN, J.; BREYER, C. Combining floating solar photovoltaic power plants and hydropower reservoirs: a virtual battery of great global potential. *Energy procedia*, Elsevier, v. 155, p. 403–411, 2018.
- FOTOVOLT. *Expansão de renováveis será recorde em 2023 - Solar Launches Graphene-Coating PV Series To Accelerate Cost Redction And Efficiency Improvement*. 2023. URL <https://www.arandanet.com.br/revista/fotovolt/noticia/5888-Expansao-de-renovaveis-sera-recorde-em-2023.html>. Acessado: 15-08-2023.
- IEA. *International Energy Agency*. 2022. URL <https://www.iea.org/reports/solar-pv>. Acessado: 19-08-2023.
- IEEE. Ieee recommended practice for monitoring electric power quality. *IEEE Std 1159-2009 (Revision of IEEE Std 1159-1995)*, p. 1–94, 2009.
- KATIRAEI, F. et al. Microgrids management. *IEEE power and energy magazine*, IEEE, v. 6, n. 3, p. 54–65, 2008.

- LO, Y.-K.; LEE, T.-P.; WU, K.-H. Grid-connected photovoltaic system with power factor correction. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 55, n. 5, p. 2224–2227, 2008.
- LOPES, M. M.; SOUZA-JUNIOR, P. Sistemas fotovoltaicos flutuantes: análise do tema e estudo de caso para o lago da unifei. In: *CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO*. [S.l.: s.n.], 2016. v. 10.
- MALATJI, E. M.; CHABANGU, B. Innovative method for power factor correction using a solar plant as a source of reactive power. *2018 International Conference on Intelligent and Innovative Computing Applications (ICONIC)*, IEEE, 2018.
- MESSENGER, R. A.; VENTRE, J. The sun. *Photovoltaic Systems Engineering, second edition*, CRC Press, Boca Raton, Florida, p. 21–30, 2003.
- MING, L. et al. Power factor correction and harmonic elimination for LCL filtered three-level photovoltaic inverter with inverter-side current control. In: IEEE. *IECON 2019-45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.], 2019. v. 1, p. 3405–3410.
- MME. *Fontes de energia renováveis representam 83/brasileira*. 2020. URL <https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2020/01/fontes-de-energia-renovaveis-representam-83-da-matriz-eletrica-brasileira.html>. Acessado: 17-08-2023.
- MOREIRA, J. R. S. Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética. *Rio de Janeiro: LTC*, 2021.
- MUKHERJEE, S. et al. Study of power factor correction technique for a grid connected hybrid system. In: IEEE. *2020 International Conference on Computer, Electrical & Communication Engineering (ICCECE)*. [S.l.], 2020. p. 1–4.
- PENG, W.; BAGHZOUZ, Y.; HADDAD, S. Local load power factor correction by grid-interactive pv inverters. In: IEEE. *2013 IEEE Grenoble conference*. [S.l.], 2013. p. 1–6.
- PHAN-TAN, C.-T.; HILL, M. Optimal pv inverter control for network voltage and power factor regulation. In: IEEE. *2020 IEEE 11th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*. [S.l.], 2020. p. 116–121.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Grupo de trabalho de energia solar (gtes). *CEPEL-GTES. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. Rio de Janeiro, 2014.
- PORTALSOLAR. *270 GW de energia solar devem ser adicionados no mundo em 2023*. 2023. URL <https://www.portalsolar.com.br/noticias/mercado/internacional/270-gw-de-energia-solar-devem-ser-adicionados-no-mundo-em-2023>. Acessado: 02-08-2023.
- RASHID, M.; KNIGHT, A. M. Local power control by lv distributed pv for feeder power factor correction and overvoltage mitigation. In: IEEE. *2020 IEEE/IAS 56th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)*. [S.l.], 2020. p. 1–6.
- REVELES-MIRANDA, M. et al. A hybrid control technique for harmonic elimination, power factor correction, and night operation of a grid-connected pv inverter. *IEEE Journal of Photovoltaics*, IEEE, v. 10, n. 2, p. 664–675, 2020.

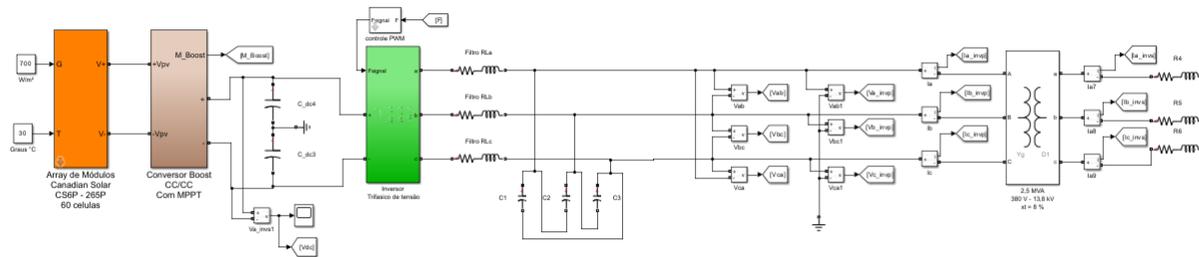
- RIOS, F. S. et al. *O fator de potência em unidades consumidoras residenciais*. 2014.
- ROCHA, A. S. F. *Previsão do Desempenho de um Sistema Solar Fotovoltaico Conforme Dados Meteorológicos da Região*. 118 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal Rural do Semi-árido, Mossoró, 2019.
- RODRIGUES, P. S. F. et al. Usina fotovoltaica flutuante de Sobradinho- operação, manutenção e ações de melhoria construtiva. *XXVI SNPTE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2022.
- _____. Estudo da viabilidade técnica de implantação de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de usinas hidrelétricas - plataforma fotovoltaica flutuante de Sobradinho (BA). *XXV SNPTE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2019.
- _____. Plataforma fotovoltaica flutuante de Sobradinho (BA)-desafios e estratégias de implantação. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS*, 2020.
- SACRAMENTO, E. M. d. et al. Scenarios for use of floating photovoltaic plants in brazilian reservoirs. *IET Renewable Power Generation*, Wiley Online Library, v. 9, n. 8, p. 1019–1024, 2015.
- SAHU, A.; YADAV, N.; SUDHAKAR, K. Floating photovoltaic power plant: A review. *Renewable and sustainable energy reviews*, Elsevier, v. 66, p. 815–824, 2016.
- SILVA, G. d.; SOUZA, M. J. R. Estimativa de geração de energia através de um sistema fotovoltaico: implicações para um sistema flutuante no lago bolonha, belém-pará. *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, v. 6, n. 2, p. 149–164, 2017.
- SINHA, A. K.; SHUKLA, V.; CHANKAYA, M. Performance analysis of grid connected solar farm by power factor control. *JCTA, International Science Press*, v. 9, n. 41, p. 207–217, 2016.
- TOLMASQUIM, M. T. et al. Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. *Rio de Janeiro: EPE*, v. 1, n. 1, p. 10, 2016.
- TRAPANI, K.; SANTAFÉ, M. R. A review of floating photovoltaic installations: 2007–2013. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Wiley Online Library, v. 23, n. 4, p. 524–532, 2015.
- VARMA, R. K. et al. Real-time digital simulation of a pv solar system as statcom (pv-statcom) for voltage regulation and power factor correction. In: IEEE. *2012 IEEE Electrical Power and Energy Conference*. [S.l.], 2012. p. 157–163.

APÊNDICES

APÊNDICE A – MODELO SIMULINK DA PLATAFORMA FOTOVOLTAICA FLUTUANTE DE SOBRADINHO

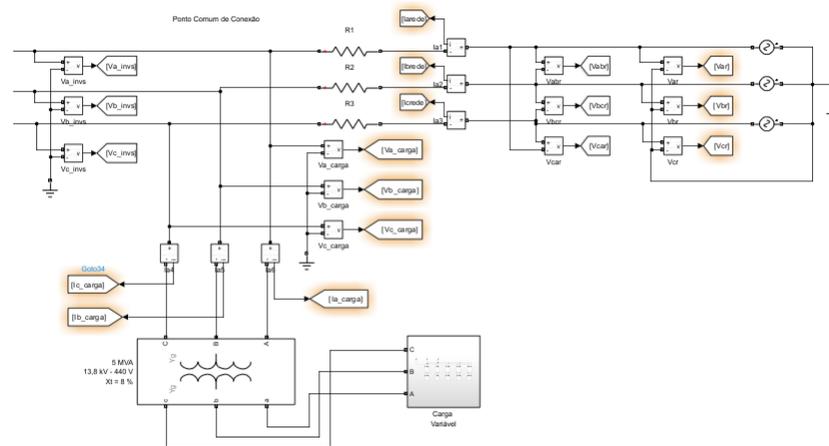
PARTE - A

Figura 36 – Plataforma de simulação parte 1.



Fonte: Próprio autor.

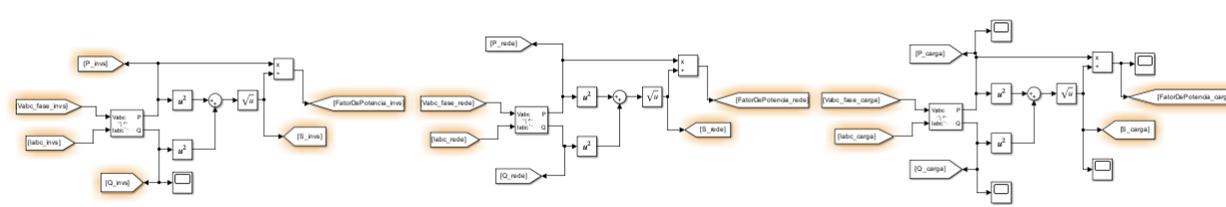
Figura 37 – Plataforma de simulação parte 2.



Fonte: Próprio autor.

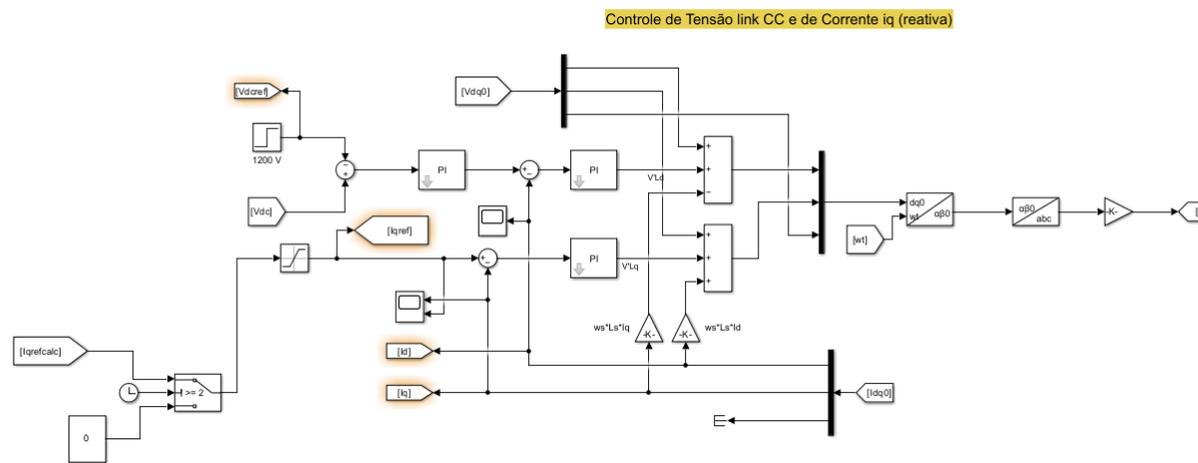
APÊNDICE B – MODELO SIMULINK DA PLATAFORMA FOTOVOLTAICA FLUTUANTE DE SOBRADINHO - PARTE B

Figura 38 – Medição dos fatores de potência da rede, inversor e carga.



Fonte: Próprio autor.

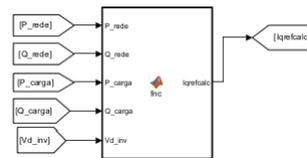
Figura 39 – Controle do barramento CC e corrente I_q .



Fonte: Próprio autor.

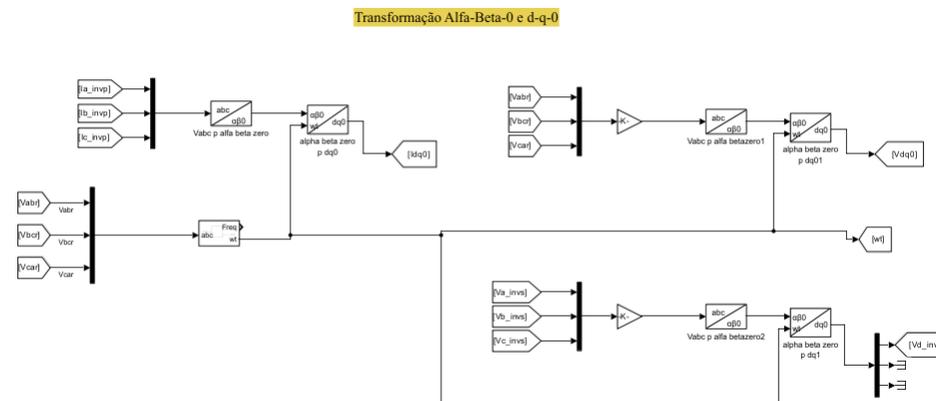
APÊNDICE C – MODELO SIMULINK DA PLATAFORMA FOTOVOLTAICA FLUTUANTE DE SOBRADINHO - PARTE C

Figura 40 – Função interna do Simulink para o cálculo da corrente I_q .



Fonte: Próprio autor.

Figura 41 – Transformações $\alpha\beta 0/dq0$.



Fonte: Próprio autor.