

Breno da Silva

**ANÁLISE DO IMPACTO DA INSERÇÃO DO COMPLEXO
FOTOVOLTAICO SÃO GONÇALO NA TRANSFERÊNCIA DE
POTÊNCIA PARA A REGIÃO NORDESTE**

Trabalho de Conclusão de Curso
(TCC) submetido ao Curso de
Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Santa
Catarina como parte dos requisitos
para obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica

Orientador: Professora, PhD. Katia
Campos Almeida

Florianópolis
2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária
da UFSC.

da Silva, Breno
ANÁLISE DO IMPACTO DA INSERÇÃO DO COMPLEXO
FOTOVOLTAICO SÃO GONÇALO NA TRANSFERÊNCIA DE
POTÊNCIA PARA A REGIÃO NORDESTE / Breno da Silva ;
orientadora, Katia Campos Almeida, 2019.
81 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

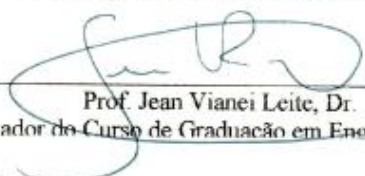
1. Engenharia Elétrica. 2. Geração Fotovoltaica.
3. Fluxo de Potência Ótimo. 4. Transferência de
Potência. I. Campos Almeida, Katia . II.
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia Elétrica. III. Título.

Breno da Silva

**ANÁLISE DO IMPACTO DA INSERÇÃO DO COMPLEXO
FOTOVOLTAICO SÃO GONÇALO NA TRANSFERÊNCIA DE
POTÊNCIA PARA A REGIÃO NORDESTE**

Este Trabalho foi julgado adequado como parte dos requisitos para
obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em
sua forma final, pela Banca Examinadora

Florianópolis, 06 de dezembro de 2019.



Prof. Jean Viane Leite, Dr.

Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

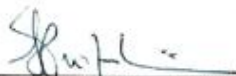
Banca Examinadora:



Prof.^a Katia Campos Almeida, Ph.D.

Orientadora

Universidade Federal de Santa Catarina



Prof.^a Helena Flávia Naspolini, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Roberto de Souza Salgado, Ph.D.

Universidade Federal de Santa Catarina

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à minha mãe, Maria Izabel, meu pai, Ademar, meu irmão, Bruno, minha cunhada, Tarci, e minha irmã, Bianka, pelo incansável suporte ao longo destes anos de graduação. Sempre compreensivos com minha ausência, e motivadores 100% do tempo. Sem eles nada seria possível.

Aos meus amigos de longa data, Monik, Maicon (Matheus) e André, que estiveram comigo desde muito antes da graduação e, até hoje, incentivam-me em minhas escolhas e celebram minhas conquistas.

Aos meus amigos da Engenharia elétrica, César, Gabriel e Rodrigo, que estiveram ao meu lado durante todos esses anos de graduação, partilhando todas as experiências deste período.

À minha namorada, Emanuelle, que me motivou e apoiou durante toda a construção deste trabalho e no período final da graduação.

Aos meus colegas na General Electric, que me deram a oportunidade de aprender e de me desenvolver como engenheiro e pessoa.

À minha orientadora, professora Katia, por aceitar me orientar neste trabalho e não medir esforços para deixá-lo da melhor forma possível.

Ao ONS, que cedeu os dados do Complexo Fotovoltaico de São Gonçalo, tornando este trabalho factível.

Aos membros da banca, por terem aceitado participar da avaliação deste trabalho.

À Deus, por me permitir fazer tudo isso.

Dedico este trabalho aos meus pais,
irmão e irmã.

“Educação é uma descoberta progressiva de nossa
própria ignorância.”

(Voltaire)

RESUMO

Com o aumento da inserção de unidades de geração fotovoltaica ao sistema elétrico interligado, faz-se necessário estudos sobre o impacto desse tipo de geração na operação do sistema. Neste trabalho é apresentada uma análise da inserção do Parque Fotovoltaico São Gonçalo ao sistema Nordeste. A Unidade de Geração Fotovoltaica (UFV) é representada pelo modelo dos cinco parâmetros e sua capacidade de geração é calculada a partir de dados de irradiância e temperatura do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). O sistema Nordeste é representado por um equivalente de 247 barras composto por linhas de 500 e 230 kV. A análise é feita para a condição hidrológica de Norte exportador para o Nordeste, ou seja, considera-se que as usinas da Região Norte supram parte da carga da região Nordeste. O principal objetivo do estudo é analisar o impacto da geração FV na transferência de potência para a região NE e, para isso, é usado um programa computacional de Fluxo de Potência Ótimo. Os indicadores utilizados para a análise serão: fluxo de potência nas linhas de interligação, potência ativa e reativa geradas nas barras de geração, multiplicadores de Lagrange, tensões nas barras do sistema e perdas.

Palavras-chave: Geração Fotovoltaica. Fluxo de Potência Ótimo. Transferência de Potência.

ABSTRACT

With the increase of the insertion of photovoltaic units in the interconnected electrical system, studies on the impact of this type of generation on the system operation are necessary. This paper presents an analysis of the insertion of São Gonçalo Photovoltaic Park to the Brazilian Northeast system. To model the Photovoltaic Generation Unit (UFV) the five-parameter method is used, and its generation capacity is calculated from irradiance and temperature data from the National Institute of Meteorology (INMET). The Northeast system is represented by an equivalent of 247 buses consisting of 500 and 230 kV lines. The analysis is made for a hydrological condition with North exporting energy to Northeast, that is, it is considered that the North Region plants supply part of the Northeastern region load. The main objective of the study is to analyze the impact of PV generation on the power transfer to the NE region and, for this, an Optimal Power Flow computer program is used. The indicators used for the analysis will be: power flow in the interconnection lines, active and reactive power generated in the generation buses, Lagrange multipliers, bus voltages and losses.

Keywords: Photovoltaic Generation, São Gonçalo Photovoltaic Park, Optimal Power Flow, Maximum Power Transfer.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Evolução da Energia Fotovoltaica.....	28
Figura 2.1. – Diagrama de incidência de radiação direta.....	32
Figura 2.2 – Diagrama de incidência de radiação difusa.....	33
Figura 2.3 – Diagrama de incidência de radiação refletida.....	34
Figura 2.4 – Incidência da radiação em uma célula fotovoltaica.....	35
Figura 2.5 – Modelagem de uma célula fotovoltaica.....	35
Figura 2.6 – Curvas P-V e I-V características.....	36
Figura 2.7 – Modelo dos cinco parâmetros.....	37
Figura 2.8 – Fluxograma de obtenção da geração fotovoltaica.....	43
Figura 4.1 – Evolução da Energia Fotovoltaica.....	50
Figura 4.2 – Geração Fotovoltaica Diária.....	53
Figura 4.3 – Cenário Norte Exportador.....	54
Figura 4.4 – Sistema Nordeste Completo.....	55
Figura 4.5 – Requisito Mínimo de Conexão.....	56
Figura 5.1 – Transferência de Potência para o NE.....	59
Figura 5.2 – Energia Total Transferida.....	59
Figura 5.3 – Multiplicadores de Lagrange nas Barras (13h).....	61
Figura 5.4 – Multiplicadores de Lagrange nas Barras (14h).....	61
Figura 5.5 – Multiplicadores de Lagrange nas Barras (16h).....	62
Figura 5.6 – Potência Reativa Gerada (13h).....	63
Figura 5.7 – Potência Reativa Gerada (14h).....	63
Figura 5.8 – Potência Reativa Gerada (16h).....	64
Figura 5.9 – Potência Ativa Gerada (13h).....	66
Figura 5.10 – Potência Ativa Gerada (14h).....	66
Figura 5.11 – Potência Ativa Gerada (16h).....	67
Figura 5.12 – Perdas de Potência Ativa.....	68

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Patamares de Geração Fotovoltaica.	52
Tabela 5.1 – Fluxo de Potência Ativa nas Interligações.	58
Tabela 5.2 – Compensação de Reativo por CERs.	64
Tabela 5.3 – Usinas Geradoras Representadas no Sistema.	65
Tabela 5.4 – Fluxo de Potência nas Interligações.	69
Tabela 5.5 – Compensação de Reativo por CERs.	71

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
MPP – Ponto de Máxima Potência
UFV – Usina Fotovoltaica
PI – Unidade Federativa do Piauí
FPO – Fluxo de Potência Ótimo
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CER – Compensadores Estático de Reativo
STC – *Stardard Test Conditions*
MPPT - *Maximum Power Point Tracker*
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FNS – Fluxo Norte Sul
RNE – Recebimento Nordeste
EXPN – Exportação Norte Total
PDE – Plano Decenal de Expansão do Sistema Elétrico
ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento
ABENS – Associação Brasileira de Energia Solar

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO.....	27
1.1	EVOLUÇÃO DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA.....	27
1.2	COMPLEXO SÃO GONÇALO –PI	29
1.3	OBJETIVOS	29
1.3.1	Objetivo geral	30
1.3.2	Objetivos específicos	30
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	30
2	A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	31
2.1	RADIAÇÃO SOLAR	31
2.2	MODELAGEM DA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	34
2.2.1	Modelo dos Cinco Parâmetros.....	36
3	O FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	44
3.1	FLUXO DE POTÊNCIA	44
3.2	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO.....	47
3.3	MÉTODO DOS PONTOS INTERIORES	48
4	ESTUDO DE CASO	50
4.1	COMPLEXO FOTOVOLTAICO SÃO GONÇALO.....	50
4.2	DADOS METEOROLÓGICOS	51
4.3	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	51
4.4	PATAMARES DE GERAÇÃO.....	52
4.5	SISTEMA EQUIVALENTE NORDESTE 247 BARRAS ...	53
4.6	SIMULAÇÕES	55
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	57
5.1	Fluxo de Potência nas Linhas de Interligação	57
5.2	Limites de Tensão nas Barras do Sistema	60
5.3	Geração de Potência Reativa	62
5.4	Geração de Potência Ativa.....	65
5.5	Perdas de Potência Ativa no Sistema.....	67
5.6	Análise Sem a Inserção de Reativo Pela UFV	68

6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	73
	REFERÊNCIAS.....	75
	ANEXO A – Especificação do Complexo Fotovoltaico São Gonçalo	79
	ANEXO B – Dados Dos Módulos Fotovoltaicos	80

1 INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO

O foco deste capítulo é contextualizar o objeto de estudo do trabalho para que, nos capítulos seguintes haja uma melhor compreensão deste como um todo. Será abordada a evolução da tecnologia fotovoltaica através da história, assim como a importância de estudos sobre a inserção da mesma no sistema elétrico de potência.

1.1 EVOLUÇÃO DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é a energia resultante da conversão de luz em eletricidade (CRESEB, 2008). O efeito fotovoltaico, responsável por esta conversão foi relatado pela primeira vez em 1839 por Edmond Becquerel, que verificou o aparecimento de uma diferença de potencial entre duas placas de materiais semicondutores após serem expostas à luz (CRESEB, 2006).

Impulsionada pelo desenvolvimento dos materiais semicondutores e pelo desejo da indústria espacial e de telefonia em implementar sistemas fotovoltaicos em suas aplicações, a geração de energia elétrica a partir da luz solar começou a ganhar força. Em 1954, os Laboratórios Bell apresentaram ao mundo o que seria a revolução da tecnologia fotovoltaica. Uma célula fabricada em silício e com rendimento próximo dos 6% foi tida como o início de uma era para esta tecnologia. A demonstração da invenção se deu por uma transmissão de rádio inteiramente alimentada pela energia gerada por células fotovoltaicas (APS NEWS, 2009).

Em 1973 as placas solares já eram utilizadas largamente em aplicações espaciais, porém o preço de produzi-las as tornavam inviáveis comercialmente já que para tanto, seu preço de produção deveria ser reduzido em 100 vezes à época (CRESEB, 2006). Com a criação das placas feitas de silício multicristalino, o preço das células fotovoltaicas passou a diminuir ao passar dos anos, viabilizando assim a aplicação deste tipo de tecnologia, sendo largamente comercializada a partir da década de 90 (PVRESOURCES, 2015).

Graças às políticas de incentivos governamentais, tecnologias desenvolvidas e apelo social por uma forma sustentável de produzir energia, nos anos 2000 houve a grande impulsão dos sistemas fotovoltaicos pelo mundo. A Figura 1.1 mostra a comparação entre o preço de se produzir 1Wp em dólares e a capacidade instalada de geração fotovoltaica no mundo ao longo dos anos, do ano 2000 ao ano de 2014.

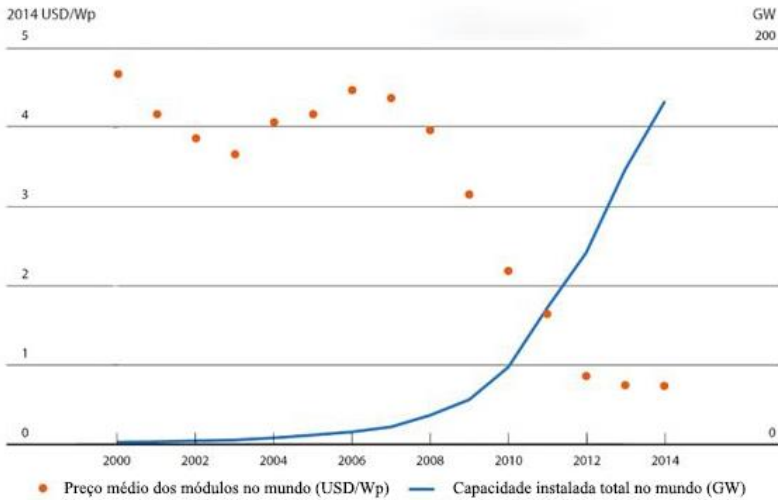


Figura 1.1 – Evolução da Energia Fotovoltaica. Fonte: PVRESOURCES (2015).

A história da tecnologia fotovoltaica no Brasil começou de forma muito parecida à das grandes potências do setor. Imerso na crise do petróleo dos anos 70, o mundo voltava seus olhos para novas alternativas, e, por consequência disso, investimentos massivos em estudos foram feitos no setor fotovoltaico, inclusive no Brasil. Nessa época, surgiram fábricas de módulos de silício cristalino e foi criada a Associação Brasileira de Energia Solar (ABENS) (CRESESB, 2014).

Apesar da euforia vivida nos 70, os investimentos no desenvolvimento de tecnologia fotovoltaica foram diminuindo e, no final dos anos 80, as fábricas de painéis já haviam sido extintas e a própria ABENS já não existia mais (CRESESB, 2014). Somente nos anos 2000, com o avanço tecnológico impulsionado principalmente pela China, as fontes fotovoltaicas começaram novamente a ser objeto de estudo entre os centros de pesquisa do Brasil, com destaque para o início dos estudos da ANEEL para a inserção de geradores intermitentes no sistema (CRESESB, 2014).

Em 2011 a ANEEL realizou uma parceria com empresas do setor através de um projeto de P&D de nome “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”, que visava impulsionar ainda mais a inserção deste produto no país. No ano seguinte, considerado um dos grandes marcos do setor

fotovoltaico no Brasil, foi sancionada a Resolução Normativa 482/2012, que regulamentou a inserção de micro e mini geradoras (até 100kWp e entre 100kWp e 1MWp, respectivamente) (ABINEE, 2012). No ano de 2013, a EPE habilitou que geradores fotovoltaicos participassem do primeiro leilão de energia A-3, o que abriu espaço para grandes geradoras fotovoltaicas serem implementadas. (EPE, 2013)

Atualmente no Brasil, apesar dos grandes avanços das últimas décadas, a capacidade instalada de geração fotovoltaica ainda é pouco representativa para o setor elétrico. Contudo, somente no leilão de energia de reserva realizado no ano de 2014 foram contratados mais de 890 MW em potência instalada oriundos de empreendimentos fotovoltaicos (EPE, 2015). Segundo dados da ANEEL (2019), no ano de 2019 o Brasil possui mais de 2 GW de potência instalada em parques fotovoltaicos, mais de 800 MW em parques em construção, além de outros 3,129 GW em empreendimentos já contratados, mas com construção ainda não iniciada.

1.2 COMPLEXO SÃO GONÇALO –PI

Este trabalho tem como objetivo o estudo do impacto da inserção do Parque Solar São Gonçalo na operação do sistema nordeste e, portanto, nesta seção serão apresentadas algumas informações sobre o empreendimento.

De posse da empresa italiana ENEL, o Parque Solar São Gonçalo é um complexo formado por oito usinas, localizadas no município de São Gonçalo do Gurguéia – PI, à 38km do município de Gilbués. Essas oito usinas geradoras estão atualmente em fase de construção, sendo seis com capacidade de 50 MWp e duas com capacidade 44,45MWp. As oito usinas foram vencedoras do leilão de energia nova A-4 de 2017 e têm previsão de entrega no ano de 2021.

1.3 OBJETIVOS

Tendo em vista o crescimento exponencial da implementação de fontes de energia intermitentes no sistema, como eólicas e fotovoltaicas, faz-se necessário que haja estudos sobre a inserção dos mesmos sob a perspectiva da operação do sistema. Grandes empreendimentos fotovoltaicos, dada sua intermitência e potência nominal instalada, podem fazer com que o sistema apresente comportamentos inesperados.

1.3.1 Objetivo geral

Este trabalho tem por objetivo a análise da inserção de parques fotovoltaicos de grande porte ao sistema elétrico brasileiro.

1.3.2 Objetivos específicos

- Revisão dos modelos que representam a geração fotovoltaica e a operação ótima em regime permanente do sistema de transmissão;
- Análise do fluxo de potência nas interligações com a inserção da UFV São Gonçalo no sistema Nordeste.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho foi dividido cinco capítulos, sendo esses de introdução, de modelagem da célula fotovoltaica, de descrição do problema de fluxo de potência ótimo, de análise dos resultados de simulações e de conclusões.

Este capítulo introdutório introduziu o leitor ao tema abordado neste trabalho, explicando as motivações de realizá-lo, além de introduzir o trabalho propriamente dito. O capítulo 2 aborda os elementos que constituem a energia fotovoltaica, além da modelagem das células, através do modelo dos cinco parâmetros. No capítulo 3 é apresentada uma breve introdução do problema de fluxo de potência e em seguida se trata do fluxo de potência ótimo aplicado no contexto deste trabalho, além do método de resolução utilizado no programa de FPO. No capítulo 4 é exposto a metodologia de análise do trabalho, tratando-se de como é feita a coleta de dados meteorológicos, como é inserida a geração fotovoltaica no sistema, entre outros detalhes. No capítulo 5 são apresentados todos os resultados e discussões sobre os dados coletados com a metodologia apresentada no capítulo 4. No capítulo 5 é feita uma conclusão sobre o trabalho.

2 A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

2.1 RADIAÇÃO SOLAR

O processo de transformação da energia solar em energia elétrica possui diversas variáveis, que vão deste o posicionamento das placas, passando pela própria construção dos módulos fotovoltaicos, até a quantidade de sujeira que há em cima dos painéis. Porém, uma variável merece destaque nesta lista. A radiação solar, definida como o “*fluxo de energia emitida pelo sol e transmitida sob a forma de radiação eletromagnética (SCIELO, 2018)*”, tem como a forma de medida a irradiância solar.

A radiação solar pode ser dividida em três componentes, sendo elas a radiação direta, a radiação difusa e a radiação refletida. A radiação direta, como o próprio nome supõe, é a radiação que incide sobre uma diretamente sobre uma superfície, sendo uma função direta do ângulo de incidência θ entre a normal da superfície e o feixe de radiação, dada por (MASTERS, 2013):

$$I_{BC} = I_B * \cos(\theta) \quad (2.1)$$

onde:

I_B = Feixe de incidência direta (W/m^2)

I_{BC} = Feixe de incidência (W/m^2)

O ângulo θ pode ser generalizado como função de outras três variáveis, e assim há a possibilidade de se calcular a incidência de radiação direta em qualquer horário do dia. Essas variáveis são: a orientação das placas solares, a altitude do sol e o ângulo azimutal (ângulo medido entre a projeção da normal na superfície e a direção sul). A função é dada por (MASTERS, 2013):

$$\cos\theta = \cos\beta \cos(\varphi_s - \varphi_c) \sin\Sigma + \sin\beta \cos\Sigma \quad (2.2)$$

onde:

β = ângulo de altitude do Sol

φ_c = ângulo Azimutal do painel

φ_S = ângulo Azimutal do sol
 Σ = ângulo de inclinação da placa

No caso especial em que a superfície de incidência é um plano horizontal:

$$I_{BH} = I_B \cos(90^\circ - \beta) = I_B \sin\beta \quad (2.3)$$

Na Figura 2.1.1 são apresentados todos os ângulos que compõe a função da radiação de incidência direta.

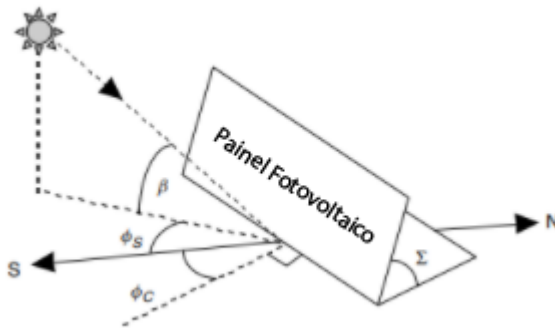


Figura 2.1. – Diagrama de incidência de radiação direta. Fonte: MASTERS (2013).

Outra componente importante da radiação solar que incide sobre as placas solares é a radiação difusa. Com uma modelagem mais complicada que a radiação direta, a difusa pode ser modelada como uma proporção da radiação direta que incide em uma placa, desconsiderando a posição do sol no momento. A relação entre estas duas radiações é dada por (MASTERS, 2013):

$$I_{DH} = CI_B \quad (2.4)$$

onde I_{DH} é a radiação difusa e C é o fator de difusão do céu, que é um fator que parametriza a difusão da luz no céu.

A Figura 2.2 mostra o diagrama da incidência da radiação difusa em uma placa solar.

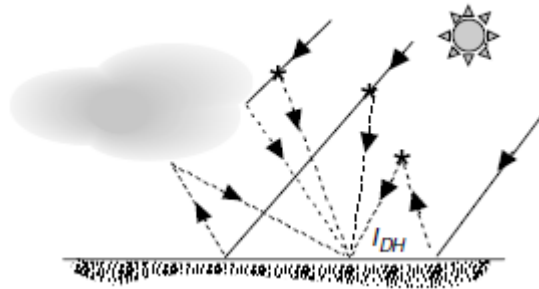


Figura 2.2 – Diagrama de incidência de radiação difusa. Fonte: MASTERS (2013).

A terceira e última componente da radiação solar é a radiação refletida, que tem influência modesta quando os painéis estão expostos à ambientes pouco reflexivos, como gramados, e com alta influência quando inseridos em ambientes muito reflexivos como solo coberto por neve. A radiação refletida nos painéis fotovoltaicos pode ser modelada a grosso modo como se existisse ao redor de cada um deles um plano com uma superfície igualmente reflexiva em todos os pontos. O montante total de radiação refletida então pode ser representada como produto entre a soma das radiações direta e difusa ($I_{BC} + I_{DH}$), a reflexão do solo ρ e a inclinação da placa em relação ao solo (MASTERS, 2013):

$$I_{RC} = \rho(I_{BH} + I_{DH}) \frac{1 - \cos\Sigma}{2} \quad (2.5)$$

onde:

I_{RC} = Radiação Refletida

Σ = Angulação do Painel Fotovoltaico

ρ = Coeficiente de Reflexão do Superfície

A Figura 2.3 mostra o diagrama da incidência de radiação refletida sobre o painel fotovoltaico.

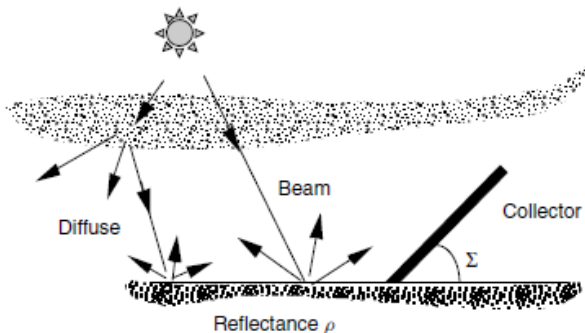


Figura 2.3 – Diagrama de incidência de radiação refletida. Fonte: MASTERS (2013).

2.2 MODELAGEM DA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Considerados a grosso modo como os geradores em uma usina fotovoltaica, os módulos fotovoltaicos são responsáveis pela conversão da energia solar em energia elétrica, e sua modelagem é de suma importância para estudos que visam simular a geração de usinas fotovoltaicas.

Ao serem absorvidos pelas placas de material semicondutor de junção p-n, os fótons emitidos pelo sol fazem com que os elétrons presentes na camada n ocupem as lacunas da camada p, deixando lacunas na camada n. Este fenômeno faz com que surja na junção entre as camadas um região chamada de zona de depleção. Nesta região é criado um campo elétrico que fará com que as lacunas da camada p e os elétrons da camada n sejam repelidos para as extremidades. Como estas extremidades possuem um acúmulo de cargas positivas e negativas, há então uma diferença de potencial (MASTERS, 2013). A Figura 2.4 mostra este fenômeno.

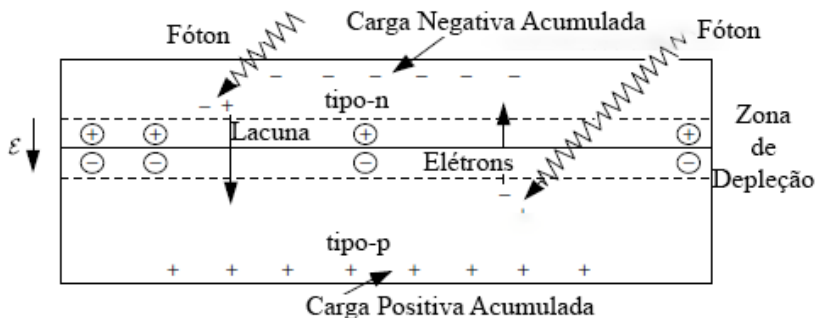


Figura 2.4 – Incidência da radiação em uma célula fotovoltaica. Fonte: MASTERS (2013).

Se uma carga for conectada nas extremidades do sistema representado na Figura 2.4, inevitavelmente uma corrente elétrica surgirá no circuito. Desta forma, uma fonte de corrente ideal em paralelo com um diodo e com a carga, pode ser utilizada como uma modelagem básica de uma célula fotovoltaica, como mostra a Figura 2.5.

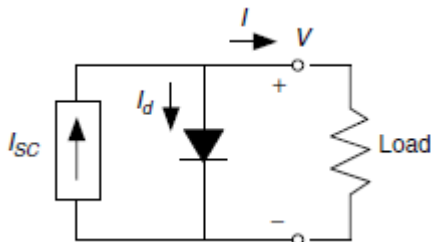


Figura 2.5 – Modelagem de uma célula fotovoltaica. Fonte: MASTERS (2013).

Para a análise que será feita nos próximos capítulos deste trabalho é de suma importância que alguns conceitos sejam firmados, são eles:

- **Corrente de curto-circuito, I_{SC} ,** é a corrente que passa pelo circuito quando a tensão nos terminais de saída é zero. É a máxima corrente que passará pelo circuito.
- **Tensão de circuito aberto, V_{OC} ,** é a tensão nos terminais de saída do circuito quando este está operando à vazio, ou seja, não há carga conectada e a corrente é zero. É a máxima tensão que o módulo pode gerar.
- **Curva I-V:** A curva I-V de uma célula fotovoltaica representa as suas possibilidades de fornecimento de

potência, dadas as condições de irradiância e temperatura às quais esta é submetida. Os três pontos principais de uma curva I-V são o ponto de curto-circuito, o de circuito aberto e o ponto de máxima potência. A Figura 2.6 demonstra as curvas I-V e P-V.

- **Ponto de máxima potência** é o ponto na curva I-V onde a relação $I \times V$ é máxima. A tensão neste ponto é chamada de V_{mp} e a corrente de I_{mp} (V_R e I_R na Figura 2.6).

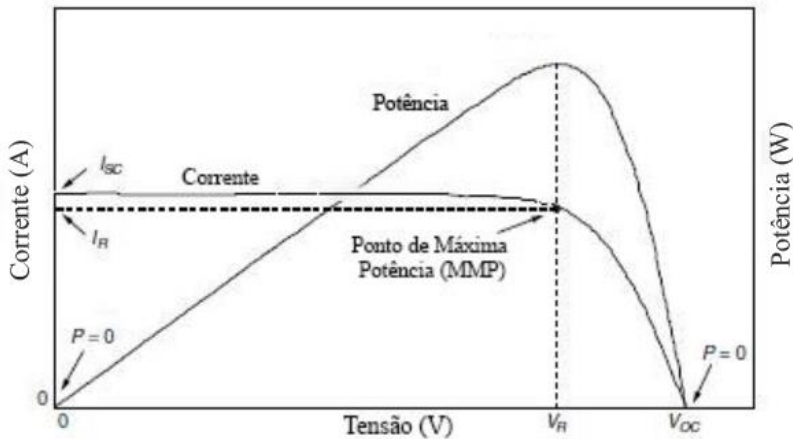


Figura 2.6 – Curvas P-V e I-V características. Fonte: MASTERS (2013).

2.2.1 Modelo dos Cinco Parâmetros

Como todos componentes do circuito da Figura 2.5 são considerados ideais, os valores de corrente e tensão obtidos são muito distantes dos reais, refletindo com pouca fidedignidade os fenômenos físicos que ocorrem. Para contornar este problema, foi proposto então o que é chamado de modelo dos cinco parâmetros. Este modelo introduz as resistências shunt e série ao circuito da Figura 2.5, tornando este mais representativo para estudos reais. O modelo do circuito dos cinco parâmetros é apresentado na Figura 2.7.

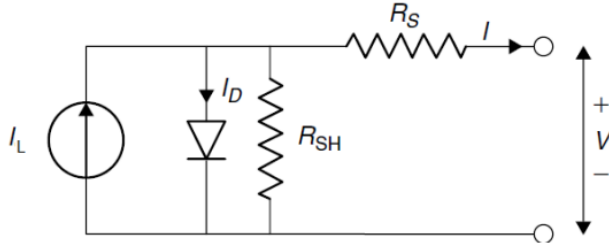


Figura 2.7 – Modelo dos cinco parâmetros. Fonte: PINTO (2016).

Aplicando a primeira Lei de Kirchhoff no circuito da Figura 2.7 a fim de se obter uma relação entre tensão V e corrente I em qualquer ponto da curva I-V, obtém-se a seguinte expressão:

$$I = I_L - I_{0d} \left[\exp\left(\frac{V + R_S I}{N_S V_t n}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_S I}{R_{sh}} \quad (2.6)$$

onde:

I_L é a corrente fotogerada, em ampères (A)

I_{0d} é a corrente de saturação do diodo, em ampères (A);

R_S é a resistência série, em ohms (Ω);

N_S é o número de células conectadas em série;

n é fator de idealidade do diodo, adimensional com valor entre 1 e 2;

R_{sh} é a resistência em paralelo, em ohms (Ω);

V_t é o potencial térmico, dado pela equação (2.7)

$$V_t = \frac{kT_{ref}}{q} \quad (2.7)$$

onde:

k é a constante de Boltzman ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K)

T_{ref} é temperatura absoluta da junção p-n

q é a carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C).

Ao se analisar a curva I-V mostrada na Figura 2.6, nota-se que se pode estudar três pontos conhecidos, a fim de que se obtenha equações que ajudarão na resolução da equação 2.6. Os pontos referidos são o ponto de curto circuito ($0, I_{SC}$), o ponto de circuito aberto ($V_{OC}, 0$) e o ponto de máxima potência (V_{mp}, I_{mp}), que são descritos pelas seguintes equações:

$$I_{SC} = I_L - I_{0d} \left[\exp\left(\frac{R_S I_{SC}}{N_S V_t n}\right) - 1 \right] - \frac{R_S I_{SC}}{R_{Sh}} \quad (2.8)$$

$$0 = I_L - I_{0d} \left[\exp\left(\frac{V_{OC}}{N_S V_t n}\right) - 1 \right] - \frac{V_{OC}}{R_{Sh}} \quad (2.9)$$

$$I_{mp} = I_L - I_{0d} \left[\exp\left(\frac{V_{mp} + R_S I_{mp}}{N_S V_t n}\right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + R_S I_{mp}}{R_{Sh}} \quad (2.10)$$

Nota-se que o resultado desta análise é um sistema de três equações e cinco incógnitas (I_L , R_S , R_{Sh} , n e I_{0d}). A quarta equação é desenvolvida a partir da relação da potência e tensão no ponto de máxima potência (MPP). Nota-se, conforme ilustrado na Figura 2.6, que no MPP a derivada da potência em relação à tensão é nula, o que resulta na equação (2.11):

$$\left. \frac{\partial P}{\partial V} \right|_{I = I_{mp}} = 0 \quad (2.11)$$

A quinta relação surge da análise do circuito da Figura 2.7 quando a corrente elétrica no circuito é zero, ou seja, quando os terminais de saída do circuito estão em aberto. Faz-se esta análise a fim de se encontrar uma relação entre V_{OC} , I e V e se obtém a equação 2.12:

$$\left. \frac{\partial I}{\partial V} \right|_{I = I_{sc}} = -\frac{1}{R_{Sh}} \quad (2.12)$$

Com as equações 2.8-2.12 se tem um conjunto de 5 equações não-lineares e independentes, e cinco incógnitas. Segundo o método de resolução proposto por HEJRI, et al (2013), o primeiro passo é a redução deste sistema para um com três equações e 3 incógnitas. Para isto, algumas simplificações e reduções devem ser feitas.

Usando a equação 2.9 para deduzir a expressão de I_L , obtêm-se:

$$I_L = I_{0d} \left[\exp\left(\frac{V_{OC}}{N_S V_t n}\right) - 1 \right] + \frac{V_{OC}}{R_{Sh}} \quad (2.13)$$

E a substituindo nas equações 2.8 e 2.10 obtêm-se:

$$I_{SC} = I_{0d} \left[\exp\left(\frac{V_{OC}}{N_S V_t n}\right) - \exp\left(\frac{I_{SC} R_S}{N_S V_t n}\right) \right] + \frac{V_{OC} - R_S I_{SC}}{R_{Sh}} \quad (2.14)$$

$$I_{mp} = I_{0d} \left[\frac{\exp\left(\frac{V_{OC}}{N_S V_t n}\right) - \exp\left(\frac{V_{mp} + R_S I_{mp}}{N_S V_t n}\right)}{-\frac{V_{mp} + R_S I_{mp} - V_{OC}}{R_{Sh}}} \right] \quad (2.15)$$

As equações 2.12, 2.14 e 2.15 formam uma sistema de três equações independentes, com 4 variáveis (N_S , R_S , R_{Sh} e I_{0d}). A variável I_{0d} , quando assume valores muito pequenos, introduz um problema de instabilidade ao sistema, fazendo com que o mesmo divirja para resultados irrealistas (PINTO, 2016). Sendo assim, a manipulação matemática a seguir deve ser feita.

A relação da potência derivada em ordem à tensão é dada por (PINTO, 2016):

$$\frac{\partial P}{\partial V} = \left(\frac{\partial I}{\partial V}\right)V + I \quad (2.16)$$

E como a derivada da potência em relação à tensão no MPP é nula. Obtém-se então:

$$\left(\frac{\partial I}{\partial V}\right) = -\frac{I_{mp}}{V_{mp}} \quad (2.17)$$

Derivando a equação 2.6 em relação a tensão obtém-se a seguinte equação:

$$\frac{\partial I}{\partial V} = -\frac{I_{0d}}{\gamma V_t} \left(1 + R_S \frac{\partial I}{\partial V}\right) \exp\left(\frac{V + R_S I}{\gamma V_t}\right) - \frac{1}{R_{Sh}} \left(1 - R_S \frac{I_{mp}}{V_{mp}}\right) \quad (2.18)$$

onde:

γ é a relação $N_S n$

Substituindo a equação 2.17 na equação 2.18 se tem a seguinte equação:

$$\begin{aligned} \frac{I_{mp}}{V_{mp}} = \frac{I_{0d}}{\gamma V_t} & \left(1 - R_S \frac{I_{mp}}{V_{mp}}\right) \exp\left(\frac{V_{mp} + R_S I_{mp}}{\gamma V_t}\right) \\ & + \frac{1}{R_{Sh}} \left(1 - R_S \frac{I_{mp}}{V_{mp}}\right) \end{aligned} \quad (2.19)$$

Com as equações 2.13, 2.18 e 2.19 se tem um sistema de três equações e quatro variáveis (γ , R_s , R_{sh} e I_{0d}). A fim de se encontrar a quarta equação, deriva-se a equação 2.6 pela segunda vez e a substitui na equação 2.12. Assim se obtém:

$$-\frac{R_s}{R_{sh}} + (R_{sh} - R_s) \frac{I_{0d}}{\gamma V_t} \exp\left(\frac{R_s I_{sc}}{\gamma V_t}\right) = 0 \quad (2.20)$$

Nota-se que as equações 2.14, 2.15, 2.19 e 2.20 formam um sistema de quatro equações e quatro variáveis (γ , R_s , R_{sh} e I_{0d}). Como dito anteriormente, não é desejável que a variável I_{0d} faça parte da resolução do sistema e, portanto, o método proposto por HEJRI et al assume a aproximação $\exp(V_{oc}/V_t) \gg \exp(R_s I_{mp}/V_t)$ (PHANG; CHAN; PHILLIPS, 1984) para reescrever a equação (2.14) como:

$$I_{0d} = \frac{(-V_{oc} + I_{sc}(R_s + R_{sh})) \exp\left(\frac{V_{oc}}{V_t}\right)}{R_{sh}} \quad (2.21)$$

Substituindo então a equação 2.21 nas equações 2.15, 2.19 e 2.20, obtém-se o sistema de três equações e três variáveis desejados pelo método proposto. Sendo elas:

$$\begin{aligned} -\frac{1}{\gamma V_t} \exp\left(\frac{V_{oc}}{V_t}\right) \left(1 - R_s \frac{I_{mp}}{V_{mp}}\right) \frac{(-V_{oc} + I_{sc}(R_s + R_{sh}))}{R_{sh}} \exp\left(\frac{V_{mp} - V_{oc} + R_s I_{mp}}{\gamma V_t}\right) \\ - \frac{1}{R_{sh}} \left(1 - R_{sh} \frac{I_{mp}}{V_{mp}}\right) = -\frac{I_{mp}}{V_{mp}} \end{aligned} \quad (2.22)$$

$$\begin{aligned} \frac{(-V_{oc} + I_{sc}(R_s + R_{sh}))}{R_{sh}} \left[1 - \exp\left(\frac{V_{mp} - V_{oc} + R_s I_{mp}}{\gamma V_t}\right) - \frac{1}{R_{sh}}\right] \\ = \left(\frac{V_{oc} - V_{mp}}{R_{sh}}\right) + I_{mp} \end{aligned} \quad (2.23)$$

$$-\frac{R_s}{R_{sh}} + \frac{R_{sh} - R_s}{\gamma V_t} \frac{(-V_{oc} + I_{sc}(R_s + R_{sh}))}{R_{sh}} \exp\left(\frac{R_s I_{sc} - V_{oc}}{\gamma V_t}\right) = 0 \quad (2.24)$$

O sistema apresentado acima é composto por três equações não lineares, e deve ser resolvido a partir de métodos numéricos. Entretanto, para que seja possível a convergência da solução numérica, deve-se primeiro calcular valores iniciais para as variáveis. Estes valores são

obtidos através da solução de um sistema linear composto pelas equações 2.25, 2.26 e 2.27.

$$\gamma = \frac{2V_{mp} - V_{oc}}{V_t \left[\ln \left(\frac{I_{sc} - I_{mp}}{I_{sc}} \right) + I_{mp}/(I_{sc} - I_{mp}) \right]} \quad (2.25)$$

$$R_{sh} = \sqrt{\frac{R_s}{(I_{sc}/\gamma V_t) \exp((R_s I_{sc} - V_{oc})\gamma V_t)}} \quad (2.26)$$

$$R_s = \frac{V_{mp}}{I_{mp}} - \frac{\frac{2V_{mp} - V_{oc}}{I_{sc} - I_{mp}}}{V_t \left[\ln \left(\frac{I_{sc} - I_{mp}}{I_{sc}} \right) + \frac{I_{mp}}{I_{sc} - I_{mp}} \right]} \quad (2.27)$$

Todos os valores conhecidos (I_{sc} , I_{mp} , V_{oc} e V_{mp}), são disponibilizados pelos fabricantes dos painéis fotovoltaicos por meio dos *datasheets*. Estas informações são coletadas a partir de testes feitos pelo próprio fabricante, em condições específicas de funcionamento, chamadas *Standard Test Conditions* (STC). Como o intuito dos estudos de análise de geração de módulos fotovoltaicos é o de se analisar em diferentes condições de operação (diferentes das STC), faz-se necessária uma correção dos valores para cada condição analisada e aí então solucionar o sistema através do método de HEJRI et al (2013).

O ajuste pode ser feito usando o método de Villa-Villaseñor e Galindo-Orozco (2018), que analisa os efeitos da temperatura e irradiância e gera novos valores. As correções são obtidas a partir das seguintes equações:

$$I_{sc} = I_{sc,STC} \frac{G}{G_{STC}} + \alpha_i(T - T_{STC}) \quad (2.28)$$

$$I_{mp} = I_{mp,STC} \frac{G}{G_{STC}} + \alpha_i(T - T_{STC}) \quad (2.29)$$

$$V_{oc} = V_{oc,STC} + \alpha_v(T - T_{STC}) \quad (2.30)$$

$$V_{mp} = V_{mp,STC} + \alpha_v(T - T_{STC}) \quad (2.31)$$

onde:

I_{sc} , I_{mp} , V_{oc} e V_{mp} são os parâmetros corrigidos;

$I_{sc,STC}$, $I_{mp,STC}$, $V_{oc,STC}$ e $V_{mp,STC}$ são os parâmetros em STC;

G é a irradiância medida;

G_{STC} é a irradiância em STC;

T é a temperatura medida;

T_{STC} é a temperatura em STC.

Para cada condição de operação há uma curva I-V diferente, e por consequência disto, há um MPP para cada uma delas. Visando a otimização, os sistemas fotovoltaicos possuem em seus inversores um dispositivo chamado *Maximum Power Point Tracker* (MPPT), responsável por calcular o MPP para cada condição de irradiância e temperatura, garantindo assim que a potência gerada seja otimizada. Desta forma, a partir dos parâmetros calculados através do método de HEJRI et al (2013), deve-se calcular o MPP e assim se obter a potência em corrente contínua gerada pelo módulo. Para calcular o MPP deve se usar as seguintes equações:

$$I_{mp} = I_{sc} - \left(I_{sc} - \frac{V_{oc} - R_s I_{sc}}{R_{sh}} \right) \exp \left(\frac{V_{mp} - V_{oc} + R_s I_{mp}}{\gamma V_t} \right) - \left(\frac{V_{mp} - R_s I_{sc} + R_s I_{mp}}{R_{sh}} \right) \quad (2.32)$$

$$0 = V_{mp} \left(\frac{\frac{-1}{R_{sh}} - \left(\frac{R_{sh} I_{sc} - V_{oc} - R_s I_{sc}}{\gamma V_t R_{sh}} \right) \exp \left(\frac{V_{mp} - V_{oc} + R_s I_{mp}}{\gamma V_t} \right)}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}} + R_s \left(\frac{R_{sh} I_{sc} - V_{oc} - R_s I_{sc}}{\gamma V_t R_{sh}} \right) \exp \left(\frac{V_{mp} - V_{oc} + R_s I_{mp}}{\gamma V_t} \right)} \right) \quad (2.33)$$

Com os valores de I_{mp} e V_{mp} calculados a partir do sistema formado pelas equações 2.32 e 2.33, calcula-se finalmente a potência gerada em corrente contínua pelo módulo fotovoltaico. A equação utilizada é a seguinte:

$$P_{mp} = V_{mp} I_{mp} \quad (2.34)$$

A Figura 2.8 mostra o fluxograma de obtenção da potência total em corrente alternada por painel fotovoltaico, fazendo-se o uso do método dos 5 parâmetros. Este fluxograma foi utilizado por BERWANGER (2018) na implementação computacional de simulação de geração de painéis fotovoltaicos, e que será utilizada neste trabalho.

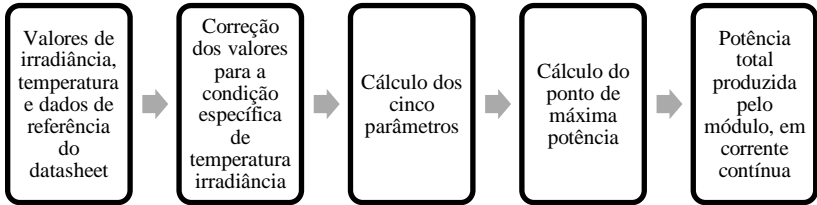


Figura 2.8 – Fluxograma de obtenção da geração fotovoltaica. Fonte: Elaborado pelo autor.

Como o resultado do programa em *Matlab* implementado em Berwanger (2018) fornece a potência CC produzida por apenas um módulo fotovoltaico, faz-se necessário o uso da seguinte equação para obtenção da potência produzida pelo parque fotovoltaico (ALMEIDA, 2019):

$$P_{AC,\omega} = \sum_{j=1}^{ninv} \eta_{j,\omega} N_{PV,s} N_{str} P_{\omega} \quad (2.23)$$

onde $\eta_{j,\omega}$ é a eficiência dos inversores (considerada 0,95), $N_{PV,s}$ é número de placas fotovoltaicas em cada *string*, N_{str} é o número de *strings* por unidade e P_{ω} é a potência CC gerada por cada placa em cada condição de radiação e temperatura. Neste trabalho, cada unidade geradora é composta por uma *string* com todas as placas conectadas em série em um único inversor. O valor *ninv* é referente a quantidade de inversores do parque, que no caso do Parque de São Gonçalo é igual a 140.

3 O FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O problema de fluxo de potência ótimo (FPO) pode ser considerado uma generalização do problema de fluxo de potência. Ao se resolver esses dois problemas obtém-se condições operativas para a rede elétrica. Entretanto, ao se resolver o problema de fluxo de potência, a solução operativa nem sempre respeita todos os limites usados na operação em regime permanente do sistema. A solução do problema FPO, por outro lado, respeita todos os limites impostos na formulação e, ao mesmo tempo otimiza um critério de desempenho do sistema elétrico.

Neste capítulo são apresentados os problemas de fluxo de potência e sua otimização.

3.1 FLUXO DE POTÊNCIA

O fluxo de potência faz uma representação estática da operação do sistema elétrico, ou seja, considera-se neste tipo de estudo que o sistema está operando em regime permanente, sendo assim possível desconsiderar a dinamicidade e as consequências dos transitórios da rede elétrica.

Para a formulação do problema de fluxo de potência, alguns conceitos importantes devem ser estabelecidos, tendo em vista que a resolução deste tipo de problema busca acima de tudo encontrar resultados que sejam fisicamente realizáveis. Para isto, existe a classificação dos tipos de barra do sistema, que indicam quais parâmetros serão especificados ou calculadas na resolução (SALGADO, 2016). A classificação das barras é feita da seguinte forma:

- Barra PQ ou de *Carga*: neste tipo de barra não há geração de potência ativa ou reativa. A demanda neste tipo de barra é predominante em relação às demais variáveis, e, portanto, as injeções de potência ativa e reativa são especificadas, e os módulos e ângulos das tensões são calculadas.
- Barra PV: nas barras PV, a magnitude da tensão na barra, assim como a injeção de potência ativa são especificadas. Já o ângulo da tensão e injeção de potência reativa são valores calculados.
- Barra de *folga* ($V\delta$): este tipo de barra é responsável por suprir as perdas do sistema, que a princípio são desconhecidas. Para tanto, neste tipo de barra não são especificadas as injeções de

potência ativa e reativa, que são calculadas na resolução do problema. Por outro lado, são especificadas as magnitudes e ângulos das tensões.

Conhecendo os tipos de barras do sistema, pode-se então prosseguir com a modelagem do problema do fluxo de potência. A injeção líquida de potência aparente e a injeção de corrente em uma barra i do sistema são dadas, respectivamente, por:

$$S_i^* = V_i^* \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (3.1)$$

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (3.2)$$

sendo:

V_i^* é a tensão complexa conjugada na barra i ;

V_j é a tensão complexa na barra j ;

Como:

$$S_i^* = (V_i \angle -\delta_i) \sum_{j=1}^n Y_{ij} (V_j \angle \delta_j) \quad (3.3)$$

então:

$$S_i^* = V_i \sum_{j=1}^n Y_{ij} (V_j \angle \delta_{ji}) \quad (3.4)$$

Onde:

δ_i e δ_j são os ângulos das tensão nas barras i e j , respectivamente;

δ_{ji} é a diferença entre δ_j e δ_i .

Y é a matriz admitância de barra, definida por:

$$Y_{ii} = \sum_{j=0}^n (y_{ij} + y_{ij}^{sh}) \quad (3.5)$$

$$Y_{ij} = -y_{ij} \quad (3.6)$$

onde os elementos y_{ij}^{sh} são as admitâncias dos elementos em derivação (susceptância capacitiva de linha) e y_{ij} são as admitâncias dos elementos de conexão entre as barras i e j , sendo que o nó zero é o nó de referência do sistema.

Decompondo-se a equação 3.4 em parte real e imaginária, obtém-se:

$$P_i(\mathbf{V}, \delta) = V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) V_j \quad (3.7)$$

$$Q_i(\mathbf{V}, \delta) = V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) V_j \quad (3.8)$$

E o conjunto completo de equações para cada barra é dado por:

$$(P_{gi} - P_{di}) - P_i(\mathbf{V}, \delta) = 0 \quad (3.9)$$

$$(Q_{gi} - Q_{di}) - Q_i(\mathbf{V}, \delta) = 0 \quad (3.10)$$

Onde:

P_{gi} é a potência ativa gerada especificada na barra i ;

P_{di} é a potência ativa demandada especificada na barra i ;

Q_{gi} é a potência reativa gerada especificada na barra i ;

Q_{di} é a potência reativa demandada especificada na barra i ;

Como já mencionado neste capítulo, as barras PQ possuem potência ativa e reativa especificadas, enquanto as barras PV possuem potência ativa e módulo da tensão. A partir destas informações, pode-se concluir que o sistema formado pelas equações 3.9 e 3.10 é composto por $2nPQ + nPV$ equações não lineares, com o mesmo número de incógnitas (V e δ), onde n é o número de barras PQ ou PV no sistema. Dada a não linearidade das equações, adotam-se métodos numéricos de resolução,

dentre os quais se destaca o método de Newton-Raphson, devido à sua rapidez de convergência. Após calculados os valores de módulo e ângulo de tensão nas barras, calcula-se as demais incógnitas de potência ativa e reativa do sistema, utilizando as equações 3.7 e 3.8.

3.2 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

Quando é solucionado o problema do Fluxo de Potência convencional, o objetivo é a obtenção dos valores de módulo e ângulo de tensão nas barras PQ e PV, para que a partir daí sejam calculadas as demais incógnitas (P e Q). Entretanto, por envolver equações não lineares no problema e pela possibilidade de se alterar os valores das variáveis especificadas, há diversas soluções possíveis. O Fluxo de Potência Ótimo (FPO), por sua vez, fornece a solução ótima dentre todas as possibilidades, de acordo com uma função objetivo previamente especificada, respeitando os limites de carga, operação e qualquer outra restrição que deva ser considerada (SALGADO, 2014).

A função objetivo na resolução do Fluxo de Potência Ótimo é escolhida de acordo com o índice a ser otimizado, sendo assim, esta pode tomar diferentes formas. As perdas nas linhas, a geração de potência ativa em cada barra, o fluxo de potência nas linhas, as tensões nas barras, além do custo de operação, são algumas das funções objetivo comumente utilizadas em estudos com FPO.

O problema de FPO é constituído por variáveis classificadas como *variáveis de controle* e *variáveis dependentes*. As variáveis de controle são aquelas que podem ser monitoradas de forma direta. Estão entre elas, tipicamente, a geração de potência ativa e reativa, taps dos transformadores defasadores, magnitude das tensões nas barras de geração, entre outros. As variáveis dependentes são aquelas que dependem das variáveis de controle. Podem ser elas: o ângulo da tensão nas barras, com exceção da barra de folga, geração de potência reativa, fluxo de potência nas linhas de transmissão (SALGADO, 2014). Além destes dois grupos de variáveis, a demanda de potência ativa e reativa, a topologia e parâmetros do sistema de transmissão e os coeficientes das funções de custo de geração das unidades térmicas devem ser fixos e estabelecidos à priori.

Neste trabalho, a função a ser otimizada na resolução do fluxo de potência ótimo é a do fluxo de potência nas linhas de interligação dos sistemas. Neste caso, o problema pode ser modelado da seguinte forma:

$$\min \frac{1}{2} \sum_{fl \in \Omega} (fl_{ig})^2 \quad (3.11)$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned} P_{g,k} - Pd_k - P_i(V, \delta, a) &= 0 \\ Q_{g,k} - Qd_k + b_k V_k^2 - Q_i(V, \delta, a) &= 0 \\ P_k^{max} \geq P_k \geq P_k^{min} \\ Q_k^{max} \geq Q_k \geq Q_k^{min} \\ V_k^{max} \geq V_k \geq V_k^{min} \\ a_l^{max} \geq a_l \geq a_l^{min} \\ b_k^{max} \geq b_k \geq b_k^{min} \end{aligned} \quad (3.12)$$

onde:

fl_{ig} são os fluxos de potência nas interligações;

$P_{g,k}$ e $Q_{g,k}$ são as potências ativas e reativas geradas nas usinas, respectivamente;

$P_{d,k}$ e $Q_{d,k}$ são as potências ativas e reativas demandadas pela carga, respectivamente;

V_k é a tensão na barra k ;

a_l é o tap do transformador do circuito l ;

b_k é a susceptância do CER na barra k ;

3.3 MÉTODO DOS PONTOS INTERIORES

Sendo o fluxo de potência ótimo um problema de programação não-linear, foram propostos diversos métodos de resolução do mesmo. Neste TCC será utilizado um programa desenvolvido em Matlab que adota a resolução do FPO através do método de pontos interiores. Este método introduz duas variáveis à formulação original do problema, chamadas variáveis de folga, que são responsáveis por transformar restrições de desigualdade em restrições de igualdade:

$$\mathbf{h}(x) - s = 0, \quad s \geq 0 \quad (3.13)$$

onde s é o vetor das variáveis de folga.

Além das variáveis de folga, adiciona-se à função objetivo uma função barreira logarítmica, utilizada para manter as variáveis de folga estritamente positivas, ou seja:

$$f(x) - \mu \sum \ln s_i \quad (3.14)$$

onde s_i é o i – *ésimo* componente do vetor das variáveis de folga e μ é a barreira logarítmica, que tende a zero na solução ótima (SALGADO, 2014).

Desta forma, a solução do problema pode ser modelada da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \min f(x) - \mu \sum \ln s_i \\ \text{sujeito a } g(x) = 0 \\ h(x) - s = 0, \quad s \geq 0 \end{aligned} \quad (3.15)$$

O problema (3.15) é resolvido pelo método de Newton para valores decrescentes do parâmetro “ μ ”. A solução obtida corresponde ao ponto de operação que otimiza o critério $f(x)$.

No capítulo 4 será apresentado o estudo feito a partir modelagem do Complexo Fotovoltaico São Gonçalo e sua introdução no sistema nordeste, analisando-o sob o ponto de vista da resolução do Fluxo de Potência Ótimo para a otimização da transferência de potência para a região nordeste.

4 ESTUDO DE CASO

Neste trabalho de conclusão de curso será analisado o impacto da inserção do parque fotovoltaico São Gonçalo no sistema equivalente nordeste, sob o ponto de vista da maximização da transferência de potência para a região Nordeste. Neste capítulo, será apresentada a metodologia utilizada tanto para a obtenção da geração fotovoltaica, quanto para a análise de sua inserção no sistema.

4.1 COMPLEXO FOTOVOLTAICO SÃO GONÇALO

As usinas utilizarão painéis fotovoltaicos do modelo Eagle PERC HC 72M de 385Wp, produzidos pela empresa JINKO, e inversores do tipo SUNWAY TG2700 TE de 2,855 MW, produzidos pela empresa Sunway. Ao total, serão instalados 1,010240 milhão de painéis fotovoltaicos e 140 inversores, contabilizando uma capacidade instalada de 389 MW. As oito centrais fotovoltaicas que constituem a primeira parte do parque São Gonçalo são compostas por 140 unidades geradoras, onde cada uma possui 7216 módulos fotovoltaicos conectados em série para cada inversor.

A tensão de saída de cada usina será na faixa de 34,5 kV e será elevada para 500 kV na subestação de São Gonçalo. A interligação das usinas ao SIN será feita na Subestação Gilbués II. A linha de transmissão de São Gonçalo à Subestação Gilbués II tem 40 km de comprimento e está atualmente em fase de construção. A Figura 4.1 mostra de forma simplificada o diagrama unifilar do Complexo São Gonçalo e sua interligação ao SIN.

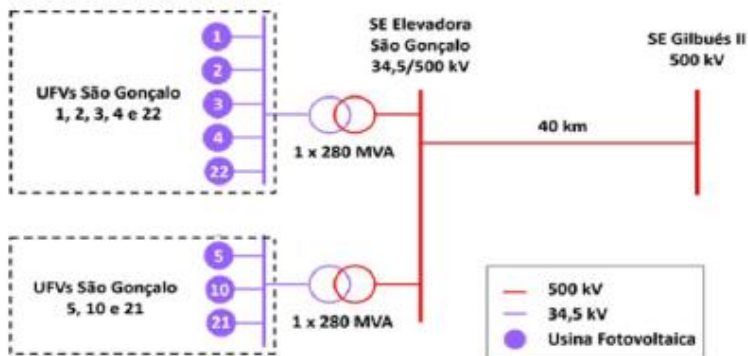


Figura 4.1 – Evolução da Energia Fotovoltaica. Fonte: ONS (2019).

4.2 DADOS METEOROLÓGICOS

Os dados meteorológicos utilizados para o cálculo da geração fotovoltaica foram coletados do banco de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) a partir da estação automática localizada na cidade de Gilbués-PI, à 40km do Parque Solar de São Gonçalo. Estas estações combinam diversos sensores de parâmetros meteorológicos ligados à uma central armazenadora, que disponibiliza os dados automaticamente a cada hora no sistema, utilizando o fuso horário UTC \pm 00:00 (INMET, 2019).

Como visto no capítulo 2 deste trabalho, os dados meteorológicos necessários para o cálculo da geração fotovoltaica de uma célula, de acordo com o modelo dos 5 parâmetros, são essencialmente a irradiação e a temperatura no instante da avaliação. Como é inviável que a análise dos dados seja feita com um intervalo de tempo muito curto, adotou-se o próprio intervalo de disponibilização dos dados pelo INMET, que é de hora a hora. Para os dados de temperatura ambiente, utilizou-se a média da hora analisada, e para a irradiação, utilizou-se o valor medido na hora da disponibilização do dado. Considerou-se então que tanto a temperatura quanto a radiação são constantes em cada intervalo de uma hora.

Os dados disponibilizados pelo INMET, no entanto, não estão prontos para serem utilizados nas equações (2.23) a (2.24), que necessitam que a radiação seja inserida em (W/m^2) e que a temperatura seja a da célula, e não a ambiente. Para a radiação é necessário apenas fazer a conversão de unidades antes de inserir os valores nas equações, entretanto, para a temperatura, adota-se a seguinte relação entre a temperatura ambiente e a temperatura da célula (PINTO, 2016):

$$T = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} G \quad (4.1)$$

Onde T é a temperatura da célula, T_{amb} é a temperatura ambiente medida, G é a irradiância medida e NOCT é a temperatura normal de operação da célula, fornecida pelo fabricante, quando a célula é exposta à uma irradiância de $800W/m^2$ e $20^{\circ}C$ de temperatura ambiente.

4.3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Em posse dos dados meteorológicos e das informações contidas nos *datasheets* das placas fotovoltaicas e inversores, utilizou-se da

implementação do método dos cinco parâmetros feita em Berwanger (2018) para o cálculo da geração do Parque Fotovoltaico de São Gonçalo.

4.4 PATAMARES DE GERAÇÃO

O estudo foi feito para um patamar de carga média, com a região norte exportando energia para a região nordeste. Esse cenário ocorre quando as chuvas na região norte são mais frequentes, o que faz com que as usinas hidrelétricas da região possam despachar mais energia, exportando o excedente para a região nordeste.

Como o cenário de chuvas mais intensas na região norte é verificado todos os anos principalmente em março, tentou-se neste trabalho estabelecer um dia típico de geração fotovoltaica deste período. Entretanto, justamente por ser um mês mais chuvoso inclusive na cidade de Gilbués, o resultado de geração fotovoltaica extraído se mostrou altamente variável, tornando-se inviável adotar um dia como típico. Para contornar esta situação, fez-se um levantamento da geração do parque fotovoltaico do dia 01/03/2019 até o dia 31/03/2019 e se obteve a média de geração de cada dia. Após isto, calculou-se a média das gerações diárias e se escolheu o cenário de geração com o valor total diário mais próximo do patamar de geração fotovoltaica médio. Os dias com geração média menor do que o patamar de geração média foram classificados como geração baixa e o dia com menor geração entre eles foi escolhido como o patamar de geração baixa. Da mesma forma, os dias com média de geração maior que aquele com geração média, foram classificados como gerações altas, e o maior valor foi escolhido como patamar de geração alta. A Tabela 4.1 mostra os valores médios de geração utilizados para a escolha de cada dia analisado.

Tabela 4.1 – Patamares de Geração Fotovoltaica.

Patamar de Geração	Potência Ativa Média Gerada (MWh)	Dia do Mês
Baixa	96,698	05/mar
Média	173,59	22/mar
Alta	208,00	31/mar

Fonte: Elaborado pelo autor.

Sendo a energia fotovoltaica uma fonte intermitente de energia graças às variações de irradiância e temperatura durante um dia, é

esperado que a geração do parque também varie. A Figura 4.2 ilustra os três dias selecionados como patamares de geração baixa, média e alta.

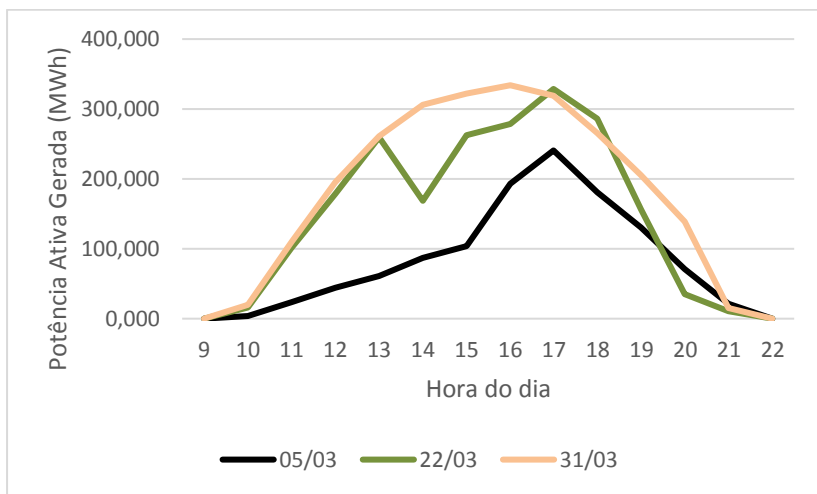


Figura 4.2 – Geração Fotovoltaica Diária. Fonte: Elaborado pelo autor.

4.5 SISTEMA EQUIVALENTE NORDESTE 247 BARRAS

Nas simulações será utilizado um sistema equivalente nordeste, reduzido a partir dos dados disponibilizados pelo Plano Decenal de Expansão do Sistema Elétrico (PDE) para 2023, elaborado pela EPE. O sistema equivalente é composto por 247 barras, 382 linhas de transmissão, por 17 unidades de geração hidrelétrica e 2 unidades de geração termelétrica. As usinas hidrelétricas representadas no sistema são: Itumbiara, Serra da Mesa, Marimbondo, Nova Ponte, São Simão, Emborcação, Paulo Afonso, Luís Gonzaga, Xingó (barra referência do sistema), Estreito, Sobradinho e Tucuruí (I à V). As usinas termelétricas representadas são Camaçari e Miracema.

O sistema equivalente nordeste usado nas simulações foi reduzido a partir de arquivo de dados ANAREDE de um cenário de norte exportador, que ocorre com maior intensidade nos meses de fevereiro e março devido às condições hidrológicas da região nesta época do ano. O Recebimento da Região Nordeste (RNE) nesta época é altamente influenciado pela exportação da região norte do país, tornando-se assim um parâmetro de análise de desempenho das interligações.

De acordo com os procedimentos de rede, o desempenho da interligação neste cenário pode ser avaliado por basicamente 4 parâmetros: o próprio recebimento Nordeste, o fluxo no sentido Norte-Sul (FNS), Fluxo nos Bipolos no sentido Xingu-Sudeste (FXGES + FXGTR) e a exportação total do subsistema norte (EXPN Total) (ONS, 2018). A Figura 4.3 ilustra a interligação entre os sistemas Norte, Sul e Nordeste considerando o cenário de Norte exportador.

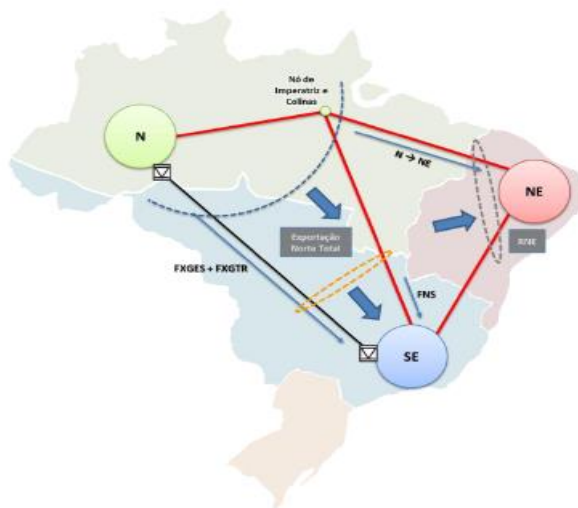


Figura 4.3 – Cenário Norte Exportador. Fonte: ONS (2018).

O sistema equivalente utilizado neste estudo não representa o bipolo Xingu-Sudeste. Sendo assim, o indicador de desempenho usado foi o Recebimento Nordeste (RNE) e o fluxo Norte-Sul (FNS). O RNE é igual à soma da transferência de potência Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste.

A interligação Norte-Nordeste é modelada no sistema equivalente pelas LT 500kV Presidente Dutra – Teresina II (linhas 173, 174 e 175), LT500kV Presidente Dutra – Boa Esperança (linha 151) e LT 500kV Colinas - Ribeiro Gonçalves (linha 325). Já a interligação Sudeste-Nordeste é feita pela LT 500kV Serra da Mesa – Rio das Éguas (linha 22).

A interconexão entre o Complexo Fotovoltaico São Gonçalo e o Sistema Interligado Nacional (SIN) será localizada na subestação de Gilbués. A Figura 4.4 ilustra o sistema nordeste completo, com horizonte de expansão até 2023. As configurações representadas na legenda

representam a situação do sistema em diferentes datas, ou seja, a configuração 2 é esperada por concluída de dezembro de 2019 à maio de 2020, configuração 3 de junho de 2020 à maio de 2021, a configuração 4 de junho de 2021 à janeiro de 2022, a configuração 5 de fevereiro de 2022 à fevereiro de 2023 e a configuração 6 de março de 2023 à dezembro de 2023.

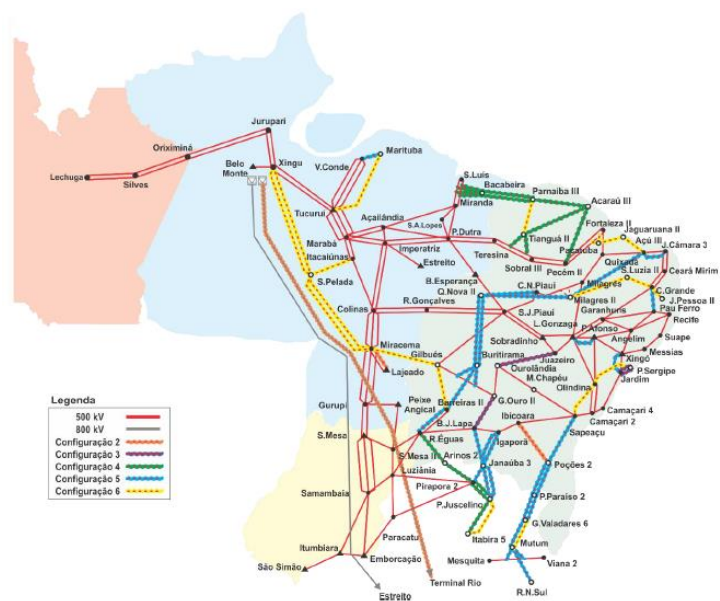


Figura 4.4 – Sistema Nordeste Completo. Fonte: ONS (2018).

4.6 SIMULAÇÕES

As simulações são feitas em quatro etapas distintas. Na primeira etapa são obtidas as soluções do FPO durante o dia de estudo, sem a inserção de geração fotovoltaica. Estas soluções constituem o caso base. Na segunda, terceira e quarta etapa são calculadas as soluções do fluxo de potência ótimo considerando, na barra de Gilbués, geração fotovoltaica leve, média e alta, respectivamente.

Analisando a Figura 4.2, nota-se que podem ocorrer grandes diferenças na geração FV disponível numa mesma hora do dia, em dias diferentes. Percebe-se que às 13h, a geração de potência ativa nos dias 22 de março e 31 de março estão muito próximas entre si, enquanto no dia 05 de março a geração se mostra inferior. No entanto, na hora seguinte, a

potência ativa gerada no cenário de geração média (22 de março) cai abruptamente, distanciando-se do patamar de geração alta. Entende-se esta diferença como um ponto interessante de observação, e por este motivo, as horas 13h e 14h serão analisadas. Da mesma maneira, entende-se que às 16h, onde ocorre o pico de geração do patamar alto, pode ser classificado como um horário de interesse. Portanto, os horários 13h, 14h e 16h serão os horários analisados neste trabalho.

Toda a capacidade de geração de potência ativa disponível na usina, obtida por simulações para cada hora do dia, usando o circuito equivalente da central FV, é inserida diretamente na barra de Gilbués. A capacidade de geração de potência reativa da usina foi calculada respeitando-se os requisitos mínimos para conexão de centrais geradoras ao sistema, definidos nos manuais de procedimento de rede do ONS. Segundo previsto no submódulo 3.6, quadro 6, item 2, nos períodos em que a geração de potência ativa da central fotovoltaica não ultrapassar 20% (ONS, 2019), a usina deve ser capaz de suprir $0,328P_{gerado}$ em potência reativa. Acima de 20%, a central fotovoltaica deve ser capaz de suprir $0,328P_{max}$ (ONS, 2019). A Figura 4.5 ilustra as relações expostas acima.

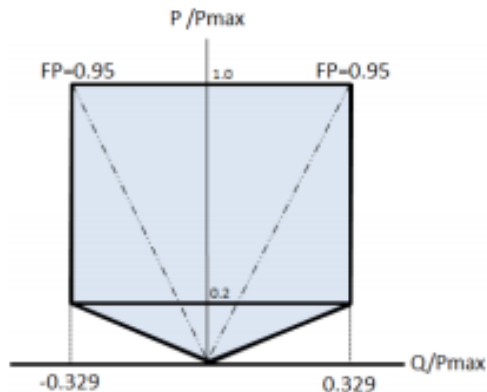


Figura 4.5 – Requisito Mínimo de Conexão. Fonte: ONS (2019).

Segundo dados repassados pelo ONS (ANEXO I), a capacidade total de geração de potência reativa do parque é de $-59,76\text{MVAR}$ e de $75,744\text{MVAR}$. Contudo, com uma capacidade máxima de 390MW , a partir dos 20% da geração total, a central deveria ser capaz de injetar ou consumir $127,92\text{MVAR}$. Como este valor é superior ao que consta como

capacidade máxima de fornecimento de reativo, foi adotado neste trabalho que, quando a geração de potência ativa da usina for superior a 20% da capacidade máxima, os limites de geração de reativo são - 59,76MVAR e 75,744MVAR.

Uma vez que a função objetivo do fluxo de potência ótimo é a maximização do intercâmbio de potência ativa entre regiões, o principal objeto de análise é o recebimento Nordeste. Além disso, são analisados os módulos e ângulos das tensões nas barras do sistema, gerações de potência ativa e reativa, perdas de transmissão e multiplicadores de Lagrange das barras onde os limites de tensão são atingidos.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados e análises para os três cenários de geração FV sugeridos no capítulo 4. São apresentados gráficos comparando os fluxos de potência ativa nas linhas de interligação, barras com limite de tensão atingidos, geração de potência ativa e reativa nas barras geradoras, além das perdas totais de potência ativa. Os resultados são analisados a partir do embasamento teórico apresentado nos capítulos 2 e 3. Valores em pu então na base de 100MVA.

5.1 Fluxo de Potência nas Linhas de Interligação

Definida como função objetivo na resolução do problema de fluxo de potência ótimo, a máxima transferência de potência para a região NE se mostra maior com a inserção da Usina de São Gonçalo. Ao se analisar o fluxo nas linhas de interligação (Tabela 5.1), nota-se que no dia 05/mar há um aumento em todos os horários analisados, em relação ao caso base. Entretanto, às 16h, nas linhas 325 e 151 há uma diminuição do fluxo de potência transferido. Este fato pode ser explicado pelo aumento de potência ativa entre às 14h e 16h, tornando os fluxos nessas linhas desnecessários visto a injeção de potência ativa feita pela usina

fotovoltaica. Este comportamento é visto também nos dias 22/mar e 31/mar.

Nota-se que na linha 151 os fluxos estão todos negativos. Este fato é explicado pela referência utilizada nos dados do sistema, já que, como mencionado anteriormente, a linha 151 representa a LT500kV Presidente Dutra – Boa Esperança e nos dados do sistema foi considerado como LT500kV Boa Esperança - Presidente Dutra.

Tabela 5.1 – Fluxo de Potência Ativa nas Interligações.

		Fluxo de Potência Ativa nas Interligações (p.u)								
Linha	Caso Base	05/mar			22/mar			31/mar		
		13:00	14:00	16:00	13:00	14:00	16:00	13:00	14:00	16:00
22	4,658	4,703	4,795	4,805	4,811	4,803	4,812	4,811	4,814	4,816
151	-0,594	-0,633	-0,753	-0,725	-0,705	-0,731	-0,699	-0,705	-0,691	-0,682
173	3,514	3,540	3,586	3,597	3,603	3,594	3,605	3,603	3,607	3,609
174	3,514	3,540	3,586	3,597	3,603	3,594	3,605	3,603	3,607	3,609
175	3,467	3,493	3,538	3,549	3,555	3,546	3,557	3,555	3,559	3,561
325	3,017	3,081	3,259	3,229	3,207	3,236	3,201	3,207	3,191	3,181

Nota-se que o fluxo de potência nas linhas aumentou no sentido Norte-Nordeste, conforme pode ser visto na Figura 5.1. Percebe-se que no dia 05/mar, até às 13h, a transferência de potência é de aproximadamente 0,5 p.u menor que nos dias 22 e 31 de março. Contudo, a partir das 14h, observa-se que a transferência de potência é muito próxima nos três cenários. Este aumento pode ser explicado pela inserção máxima de potência reativa pela fotovoltaica, que será abordado com maior profundidade na seção 5.2.

É interessante notar que no dia 31/mar há uma transferência de potência ativa menor do que nos demais dias, das 14h às 19h. Este comportamento pode ser explicado pela inserção maior de potência ativa por parte da fotovoltaica, fazendo com que o fluxo de potência nas interligações diminua. Deve-se destacar que de forma análoga ao que se foi observado acima, a transferência de potência no dia 22/mar se mostrou superior às 14h em relação às 13h, evidenciando o fato de que ao cair abruptamente a geração fotovoltaica às 14h (Figura 4.2), necessitou-se um maior fluxo nas interligações para suprir a carga.

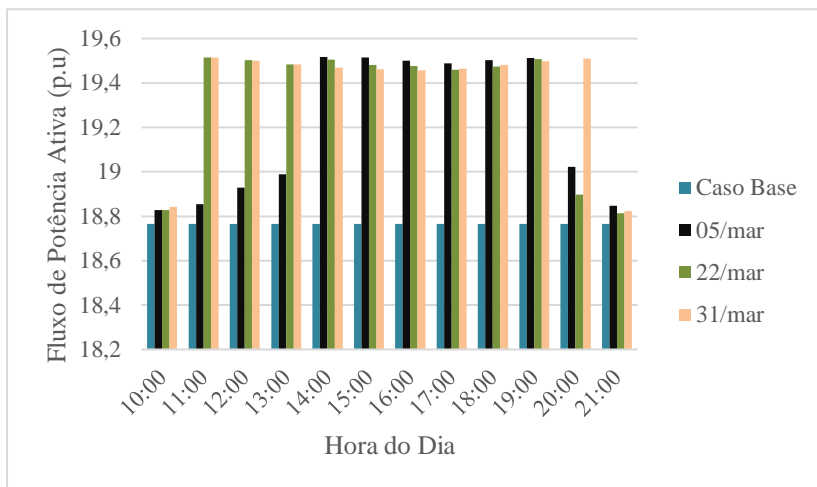


Figura 5.1 – Transferência de Potência para o NE. Fonte: Elaborado Pelo Autor.

Nota-se na Figura 5.2 que durante as doze horas de simulação da inserção das usinas fotovoltaicas, a energia transferida do sistema Norte para o sistema Nordeste aumentou progressivamente entre o caso base e os patamares de geração baixa, média e alta. O aumento dos patamares em relação ao caso base foi de 532,71MWh, 677,03MWh e 732,66MWh para os patamares de geração baixa, média e alta, respectivamente.

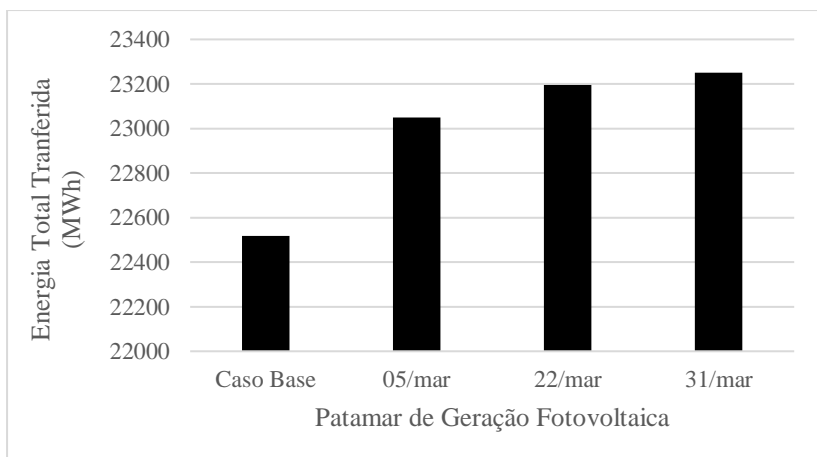


Figura 5.2 – Energia Total Transferida. Fonte: Elaborado Pelo Autor.

5.2 Limites de Tensão nas Barras do Sistema

Um das principais vantagens em se utilizar o fluxo de potência ótimo, é a possibilidade de se utilizar os multiplicadores de Lagrange como parâmetros de análise. Os multiplicadores de Lagrange associados aos limites nas tensões nas barras indicam se esses limites são atingidos na solução ótima. É importante notar, que quanto maior o módulo do multiplicador, mais severo é o limite de tensão na barra, ou seja, caso o este limite não fosse uma restrição do sistema, ocorreria um aumento da transferência de potência para o NE.

A Figura 5.3 mostra os multiplicadores de Lagrange das barras que atingiram o limite máximo de 1,1 p.u, às 13h. Nota-se que os multiplicadores de Lagrange nas barras 9, 109, 143, 144 e 145, são menores nos dias 22 e 31 de março, comparado com o dia 05 e o caso base. Este resultado pode ser explicado pela inserção de potência reativa ocasionada pela usina fotovoltaica, já que nos dias 22 e 31 de março, a usina gerou a capacidade máxima de reativo, enquanto no dia 05 de março, a geração de reativo foi de 20MVar e no caso base, não há injeção de reativos na barra de Gilbués.

Outro ponto que merece ser destacado na Figura 5.3 é a barra 30. No caso base, seu multiplicador de Lagrange possuía um valor de 7,07, indicando que o limite de tensão nesta barra havia sido atingido. Nos dias 05, 22 e 31 de março o multiplicador de Lagrange passou a ser zero. Por outro lado, a tensão na barra 16, que não havia atingido seu limite no caso base, passa a ter valor máximo nos demais patamares de geração fotovoltaica.

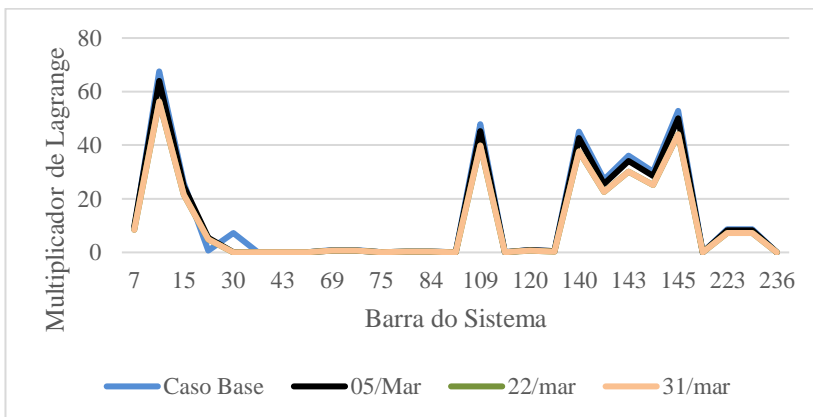


Figura 5.3 – Multiplicadores de Lagrange nas Barras (13h). Fonte: Elaborado Pelo Autor.

Às 14h, o mesmo comportamento das 13h é mantido, porém com diminuições dos multiplicadores de Lagrange nas barras citadas anteriormente. Contudo, no dia 05 de março, que às 13h ainda tinha mantido os multiplicadores maiores em relação aos dias 22 e 31, passou a apresentar valores muito próximos aos demais patamares de geração FV. O importante da comparação entre as 13h e às 14h é constatar que, apesar da variação brusca de injeção de potência ativa nesses horários nos dias 22 e 31 de março, o que realmente impactou nos limites de tensão nas barras foi o aumento de geração de potência reativa no dia 05/mar, que passou a ser limitada pela capacidade de geração disponível na usina fotovoltaica. A Figura 5.4 mostra o gráfico dos multiplicadores de Lagrange às 14h.

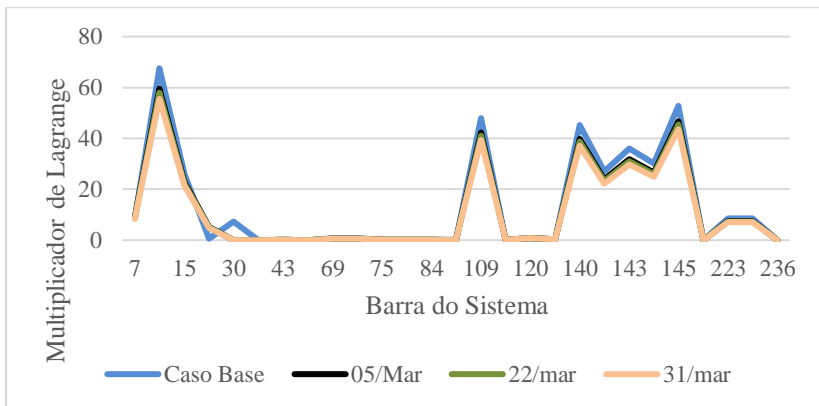


Figura 5.4 – Multiplicadores de Lagrange nas Barras (14h). Fonte: Elaborado Pelo Autor.

No pico de geração fotovoltaica, no patamar de geração alta, o mesmo comportamento das demais horas é observado em relação aos multiplicadores de Lagrange. É válido salientar, que às 16h horas a injeção de potência reativa por conta da usina fotovoltaica permaneceu exatamente igual à das 14h para os três patamares, e, mesmo assim, percebe-se ainda uma leve diminuição do módulo dos multiplicadores de Lagrange. Este fato evidencia que os módulos de tensão possuem influência de ambos fluxos de potência ativa e reativa, apesar da relação entre o módulo da tensão e a potência reativa ser mais intensa. A Figura 5.5 mostra este comportamento.

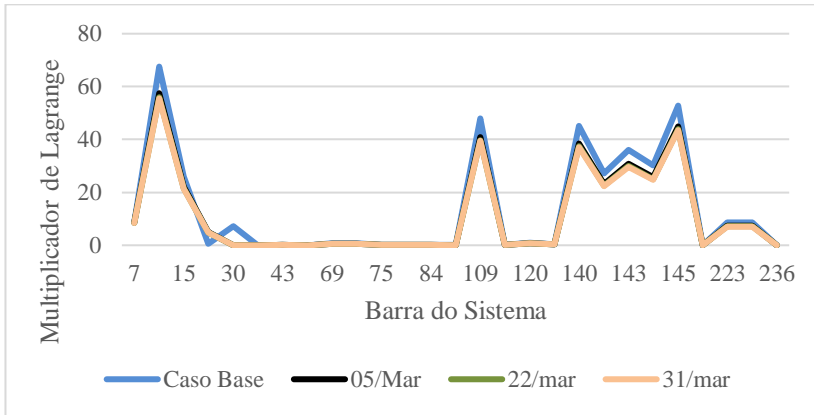


Figura 5.5 – Multiplicadores de Lagrange nas Barras (16h). Fonte: Elaborado Pelo Autor.

5.3 Geração de Potência Reativa

Como mencionado no capítulo 4, através dos procedimentos de rede, o ONS estabelece um limite mínimo para a capacidade de geração de potência reativa para a conexão de geradores com comportamento intermitente.

A injeção de potência reativa pelos geradores foi constante em todos os casos analisados. Destaca-se, entretanto, um leve aumento de geração reativa na barra 1 (sistema Norte) e, obviamente, o aumento na barra 181 (Gilbués). As Figuras 5.5, 5.6 e 5.7 mostram as potências reativas geradas nas barras nos patamares de geração leve, média e alta, respectivamente.

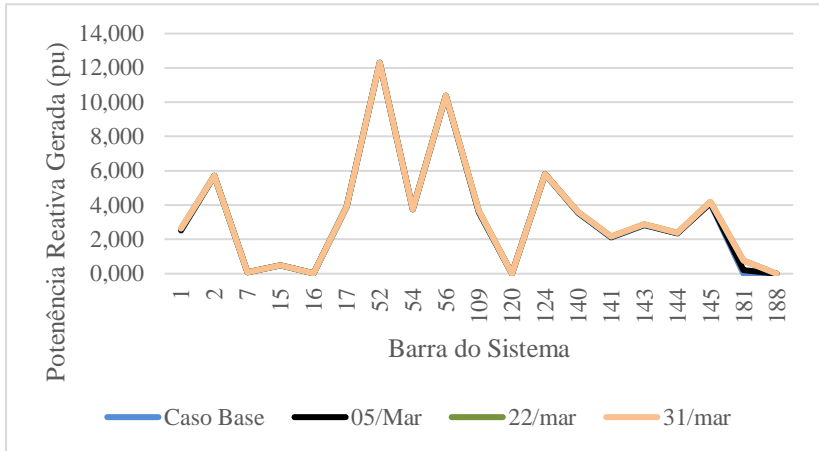


Figura 5.6 – Potência Reativa Gerada (13h). Fonte: Elaborado Pelo Autor.

Como mencionado na seção 5.2, a geração de potência reativa às 13h horas do dia 05/mar é limitada à 0,328 da potência ativa injetada. Portanto, comparando-se as 13h (Figura 5.6) e 14h (Figura 5.7) do dia 05/mar, nota-se que a geração de reativo na barra 181 passa de 0,2 para 0,75 pu.

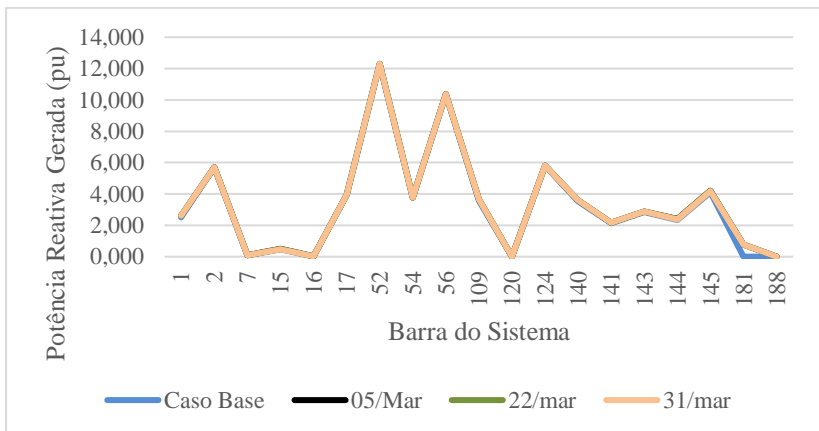


Figura 5.7 – Potência Reativa Gerada (14h). Fonte: Elaborado Pelo Autor.

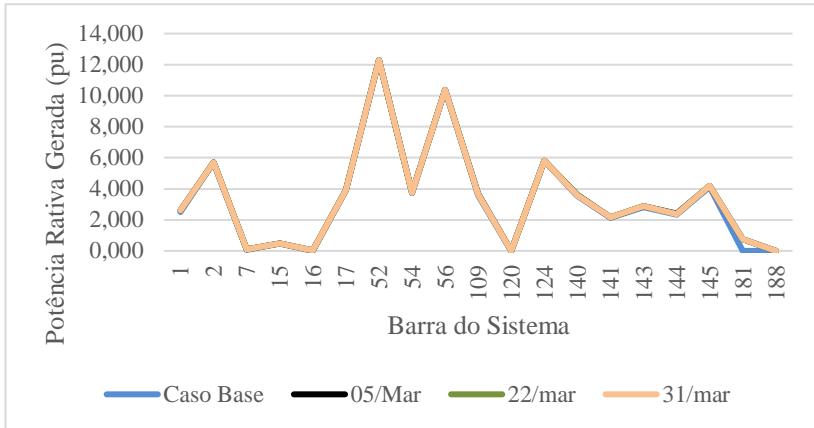


Figura 5.8 – Potência Reativa Gerada (16h). Fonte: Elaborado Pelo Autor.

Nas barras 94, 128, 133, 215, 222, 228 e 247 há a presença de Compensadores Estáticos de Reativo (CER), e para que a análise dos reativos no sistema ficar completa é preciso levá-los em consideração. Nota-se na Tabela 5.2 que a principal diferença na compensação por parte dos CER é nas barras 222 e 228, onde se percebe um aumento entre o caso base e os demais patamares de geração. Percebe-se ainda que, apesar de discreta, há uma diminuição às 16h em relação às 13h e 14h em todos os patamares de geração.

Tabela 5.2 – Compensação de Reativo por CERs.

Barra	Caso Base	Potência Reativa Compensada (pu)								
		05/mar			22/mar			31/mar		
		13:00	14:00	16:00	13:00	14:00	16:00	13:00	14:00	15:00
94	2,798	2,796	2,792	2,792	2,792	2,792	2,792	2,792	2,793	2,793
128	5,863	5,862	5,857	5,859	5,859	5,859	5,859	5,859	5,860	5,860
133	6,730	6,730	6,730	6,730	6,730	6,730	6,730	6,730	6,730	6,730
215	4,287	4,287	4,286	4,286	4,286	4,286	4,286	4,286	4,286	4,286
222	1,303	1,309	1,328	1,324	1,322	1,325	1,321	1,322	1,320	1,319
228	1,025	1,030	1,044	1,042	1,040	1,043	1,040	1,040	1,039	1,038
247	9,090	9,081	9,065	9,061	9,060	9,062	9,059	9,060	9,059	9,058

5.4 Geração de Potência Ativa

As usinas geradoras presentes no sistema equivalente usado nas simulações são indicadas na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Usinas Geradoras Representadas no Sistema.

Barra	Usina	Tipo
1	Itumbiara	UHE
2	Serra da Mesa	UHE
7	Marimbondo	UHE
15	Nova Ponte	UHE
16	São Simão	UHE
17	Emborcação	UHE
52	Paulo Afonso	UHE
54	Luis Gonzaga	UHE
56	Xingó	UHE
109	Estreito	UHE
120	Camaçari	UTE
124	Sobradinho	UHE
140, 141, 143, 144 e 145	Tucuruí	UHE
181	São Gonçalo	UFV
188	Miracema	UTE

A potências ativas geradas nas barras do sistema tendem a ser um importante indicador do comportamento do mesmo sob as condições de otimização adotadas. Ao se analisar a geração de potência ativa nas barras, às 13h, nota-se primeiramente um aumento na barra 1 (Itumbiara) de 6,22 pu, no caso base, para 6,46, 7,14 e 7,14 pu nos dias 05/mar, 22/mar e 31/mar, respectivamente, evidenciando um aumento de geração na região Norte. Além disso, nota-se um aumento da geração nesta mesma ordem de grandeza nas barras 52 (Paulo Afonso) e 56 (Xingó).

Na barra 120, onde está inserida a usina termelétrica de Camaçari, pode-se perceber que no caso base há uma geração de potência ativa de 2,208 pu, e nos demais patamares de geração fotovoltaica, o despacho de energia desta usina foi zero (Figura 5.9). Este fenômeno pode ser explicado pelo objetivo imposto no problema de fluxo de potência ótimo, o qual se deu prioridade pela maximização do fluxo nas interconexões. Desta forma, com o alívio nos limites de tensão ocasionados pela injeção

de potência ativa, evidenciado pelos multiplicadores de Lagrange, a resolução se tornou mais vantajosa se a geração na barra 120 se tornasse nula. A Figura 5.9 mostra a geração de potência ativa às 13h.

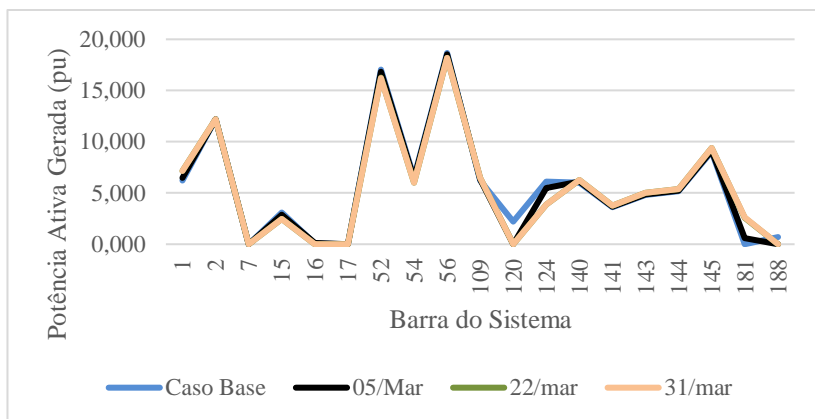


Figura 5.9 – Potência Ativa Gerada (13h). Fonte: Elaborado Pelo Autor.

Entre 13h e 14h, nota-se que há um leve aumento da potência gerada nas barras 1, 52 e 56. Entretanto, nota-se principalmente um decréscimo de geração de potência ativa no dia 05/mar de 5,1 para 4,66 pu na barra 124. É válido lembrar, que nestas duas horas, há um aumento da injeção de potência ativa por parte da usina fotovoltaica, que pode ser visualizado na barra 181 da Figura 5.10.

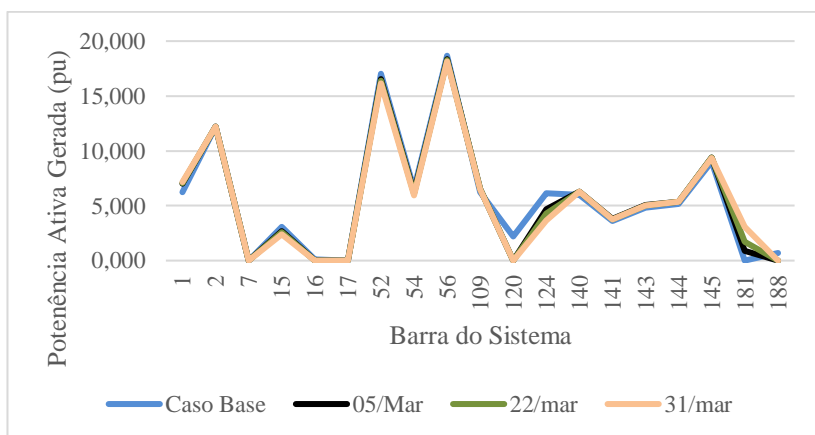


Figura 5.10 – Potência Ativa Gerada (14h). Fonte: Elaborado Pelo Autor.

A Figura 5.11 indica a geração de potência ativa no sistema às 16h nos cenários analisados. Comparando o gráfico dessa figura com os indicados nas Figuras 5.10 e 5.11, nota-se que, apesar desta ser a hora com o pico de geração de potência ativa por parte da usina fotovoltaica, é pouca a alteração na geração das demais barras, em relação às horas analisadas anteriormente.

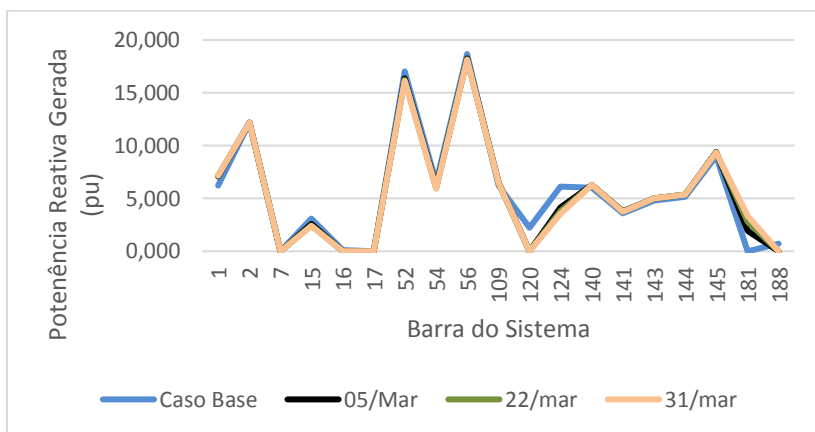


Figura 5.11 – Potência Ativa Gerada (16h). Fonte: Elaborado Pelo Autor.

5.5 Perdas de Potência Ativa no Sistema

Ao serem analisadas as perdas de potência ativa no sistema (potência gerada menos potência demandada), nota-se que às 13h, o dia 05/mar possui praticamente 10MWh a menos perda em relação ao demais patamares de geração fotovoltaica. Este fato pode ser explicado pela menor geração e menor fluxo de potência ativa nesta hora. Percebe-se que nas horas 14h e 16h há um acréscimo de 12MW de perda no dia 05/mar, coincidindo com o aumento de geração da usina fotovoltaica. Entretanto, nos dias 22 e 31/mar, o aumento é praticamente nulo nestes horários, como pode ser visto na Figura 5.12.

Nota-se que os patamares onde a injeção de potência ativa pela fotovoltaica é maior, as perdas também foram maiores. Por exemplo, das 14h às 19h, os patamares de geração média e alta possuíram maiores perdas em comparação ao patamar de geração leve.

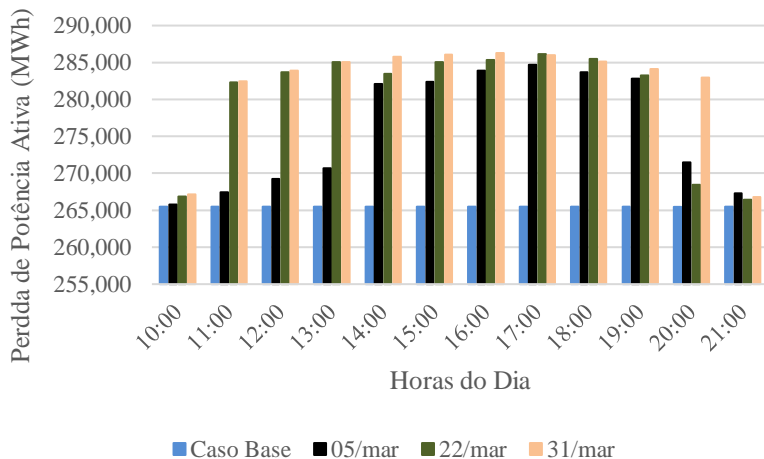


Figura 5.12 – Perdas de Potência Ativa. Fonte: Elaborado Pelo Autor.

5.6 Análise Sem a Inserção de Reativo Pela UFV

Dada a importância da potência reativa injetada pela UFV, conforme verificado nas seções anteriores, julgou-se interessante analisar um cenário em que a fotovoltaica não gerasse reativo, injetando somente a potência ativa gerada na hora. Para isto, selecionou-se o horário das 16h do dia 31/mar (patamar de geração alta), já que este possui o pico de geração de potência ativa dentre todas as horas, e fixou-se a geração de reativo em zero. Comparou-se então o fluxo nas interligações, os multiplicadores de Lagrange, as perdas de potência ativa e a geração de reativo nas barras neste cenário, com a mesma hora, porém com a injeção de potência reativa acontecendo normalmente.

Nota-se na Figura 5.13 que há uma diferença de aproximadamente 0,6 pu na transferência de energia para o sistema Nordeste, contabilizando um acréscimo de cerca de 60MWh entre o cenário sem reativo e com reativo. Novamente, nota-se o impacto da potência reativa injetada pela usina fotovoltaica. A Tabela 5.4 contém os fluxos em cada linha de interligação. Novamente, a barra 151 (LT500kV Presidente Dutra – Boa Esperança) mostra valores negativos. Este fato, conforme já explicada na seção 5.1, é devido à configuração da linha no sistema, que é mapeada como LT500kV – Boa Esperança - Presidente Dutra.

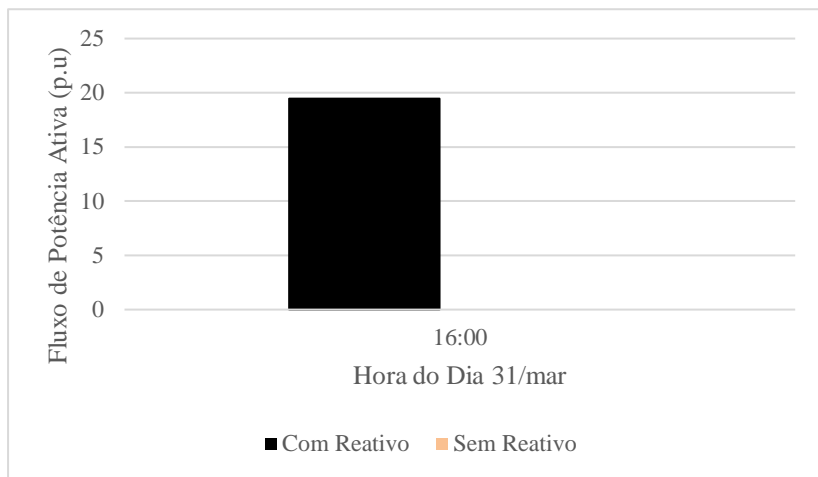


Figura 5.13 – Fluxo de Potência nas Interligações em Cenário Sem Reativo.
Fonte: Elaborado Pelo Autor.

Tabela 5.4 – Fluxo de Potência nas Interligações.

Fluxo de Potência nas Interligações (pu)		
Linha	Com Reativo	Sem Reativo
22	4,816	4,703
151	-0,682	-0,521
173	3,609	3,554
174	3,609	3,554
175	3,561	3,507
325	3,181	2,945
22	4,816	4,703

Os multiplicadores de Lagrange das barras que atingiram os limites de tensão, como esperado, reduziram seus valores com a inserção de reativo pela UFV, conforme ilustra a Figura 5.14. O descongestionamento da rede, ocasionado pela inserção de reativo, possibilitou a importação de mais energia para o sistema Nordeste.

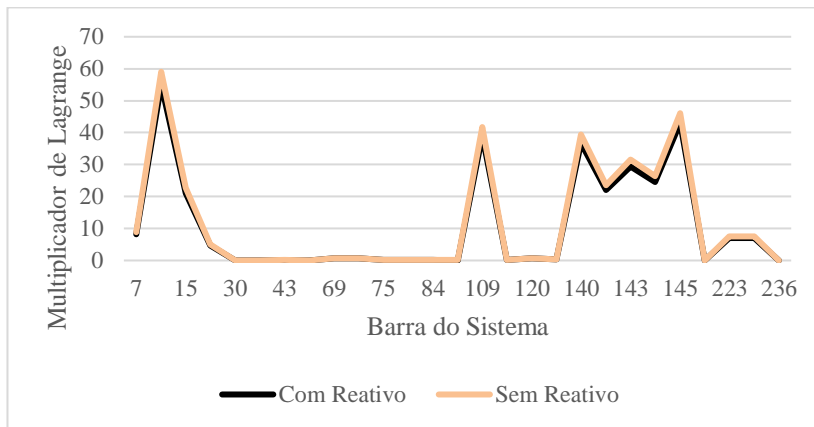


Figura 5.14 – Multiplicadores de Lagrange em Cenário Sem Reativo. Fonte: Elaborado Pelo Autor.

Assim como na seção 5.3, a análise de reativo levou em consideração toda a geração de reativo por parte dos geradores inseridos nas barras do sistema, assim como os CERs representados. Nota-se na Figura 5.15 que a geração de potência reativa nas barras foi pouquíssimo alterada.

A Tabela 5.5 mostra que, assim como na análise feita na seção 5.6, a variação da compensação feita pelos CERs é baixa entre os cenários observados.



Figura 5.15 – Reativo Gerado nas Barras em Cenário Sem Reativo. Fonte: Elaborado Pelo Autor.

Tabela 5.5 – Compensação de Reativo por CERs.

Potência Reativa Compensada por CERs	
Com Reativo	Sem Reativo
2,7927	2,7980
5,8600	5,8644
6,7300	6,7300
4,2864	4,2876
1,3192	1,2969
1,0379	1,0211
9,0585	9,0783

Em relação à potência ativa gerada nas barras, destaca-se o aumento da geração na barra 1 (Itumbiara) e o decréscimo de geração na barra 124 (Sobradinho), do cenário sem reativo para o com reativo. Nota-se também, que mesmo sem reativo injetado pela fotovoltaica, a barra 120 (Camaçari) parou de gerar potência ativa.

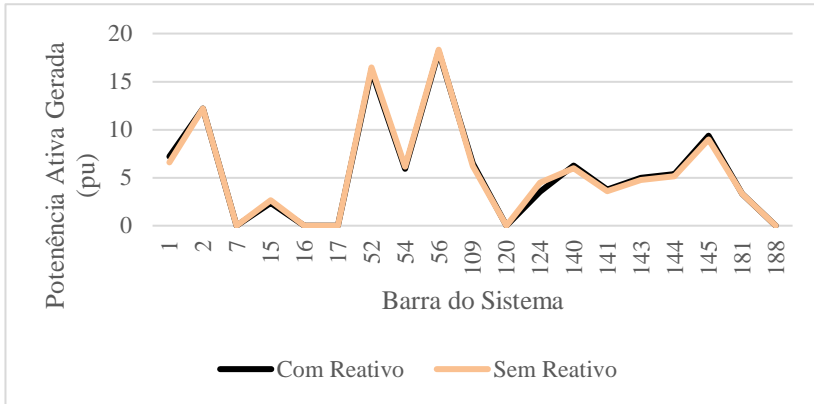


Figura 5.16 – Potência Ativa nas Barras em Cenário Sem Reativo. Fonte: Elaborado Pelo Autor.

Quanto às perdas no cenário sem reativo, observa-se que há um aumento de aproximadamente 6,32MW de perda de potência ativa do caso sem inserção de reativo para o caso com inserção de reativo.

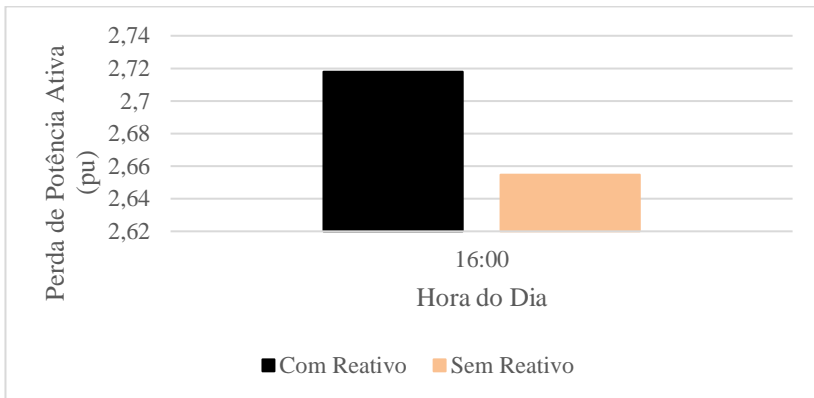


Figura 5.17 – Perda de Potência Ativa em Cenário Sem Reativo. Fonte: Elaborado Pelo Autor.

Com os resultados obtidos nesta análise, evidencia-se ainda mais a influência da inserção de potência reativa por parte das usinas fotovoltaicas, tendo como principal efeito o aumento do fluxo nas interligações, dada a função objetivo utilizada neste trabalho.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho de conclusão de curso foi realizada a análise da inserção do Complexo Fotovoltaico São Gonçalo no sistema nordeste equivalente, sob a perspectiva da solução do problema do fluxo de potência ótimo com objetivo de maximizar a transferência de potência ativa nas linhas de interligação entre os sistemas norte, nordeste e sul.

A simulação de da geração fotovoltaica foi realizada utilizando a solução do método dos cinco parâmetros, com dados de placa coletados do datasheet do modelo de painel fotovoltaico utilizado na construção do parque. Para os dados meteorológicos (irradiação e temperatura), utilizou-se de dados fornecidos pelo INMET no mês de março de 2019. O período de simulação se mostrou altamente variável em relação à geração fotovoltaica, tornando-se imprescindível a criação de três patamares (leve, médio e alto) de geração. Os dados utilizados para o cálculo da geração fotovoltaica possuem algumas limitações, como por exemplo o intervalo de 1h adotado para a temperatura e irradiância fornecidas pelo INMET, além da desconsideração das perdas relacionadas e da não utilização da disposição inclinada dos mesmos.

Ao ser inserida no sistema, a usina impactou principalmente no alívio dos limites de tensão nas barras, e por consequência disto, aumentou-se o fluxo de potência ativa nas linhas de interligação. Notou-se que os multiplicadores de Lagrange das barras com limite de tensão atingido se tornaram menores, evidenciando a forte relação entre o fluxo de potência reativa e o módulo de tensão nas barras do sistema. Observou-se que a solução ótima do sistema com a inserção da geradora fotovoltaica fez com que a barra 120 (Camaçari) parasse de injetar potência ativa, assim como fez com que as barras 1 (Itumbiara), 15 (Nova Ponte), 52 (Paulo Afonso), 56 (Xingó) e 124 (Sobradinho) reduzissem suas produções. Quanto às perdas, percebeu-se que houve um aumento em todos os patamares em relação ao caso base, além de que as horas que possuem maior injeção de potência ativa pela fotovoltaica apresentaram maiores perdas.

Notou-se também que nas horas onde a injeção de potência reativa pela fotovoltaica atingiu a capacidade máxima da usina, o fluxo nas interligações passou a diminuir à medida em que se aumentava a injeção de potência ativa, tornando a transferência de potência no dia 31/mar inferior ao dia 05/mar nessas horas. Conclui-se desta observação que, apesar de menos expressiva, a injeção de potência ativa também interfere na transferência de potência do sistema Norte para o Nordeste.

Com este trabalho de conclusão de curso foi possível verificar a forte influência da potência reativa injetada por empreendimentos fotovoltaicos conectados ao sistema interligado, além do impacto da potência ativa inserida pela mesma. Observou-se que este tipo de estudo é importante dado o número de empreendimentos fotovoltaicos a serem inseridos ao sistema brasileiro nos próximos anos.

Como sugestão para futuros trabalhos, estimula-se que seja considerado a carga do sistema variável, que sejam simulados mais cenários de carga, que sejam consideradas as perdas na geração fotovoltaica e uma discretização maior dos dados de temperatura e irradiância, por exemplo intervalos de 10 minutos. Além disso, seria importante analisar um maior número de cenários de FV e o aumento da inserção deste tipo de usina na região.

REFERÊNCIAS

- [1] A DUFFIE, John; A BECKHAM, William. **Solar engineering of thermal processes**. 4. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2013.
- [2] CRESESB, Centro de Referência Para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, CEPEL. **Efeito Fotovoltaico**. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321>. Acesso em: 30 jul. 2019
- [3] CRESESB, Centro de Referência Para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, CEPEL. **Energia Solar: Princípios e Aplicações**. S.i: Cepel, 2006. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf>. Acesso em: 30 jul. 2019
- [5] APRIL 25, 1954: Bell Labs Demonstrates the First Practical Silicon Solar Cell. **APS NEWS**, v. 18, p. 2, abr. 2009. Disponível em: <https://www.aps.org/publications/apsnews/200904/upload/April-2009-Volume-18-Number-4-Entire-Issue.pdf> Acesso em: 31 de jul. 2019.
- [6] PINTO, Cláudia Sofia Benvindo Soares. **Validação Experimental do Modelo Cinco Parâmetros e Um Díodo de Painéis Fotovoltaicos**. 2016. 72 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Instituto Superior Técnico Lisboa, Lisboa, 2016.
- [7] M. Hejri, H. Mokhtari, M. R. Azizian e L. Söder, “An analytical-numerical approach for parameter determination of a five-parameter single diode model of photovoltaic cells and modules,” **International Journal of Sustainable Energy**, [s.l.], v. 35, n. 4, p.396-410, 3 dez. 2013.
- [8] LENARDIC, Denis (Ed.). **Photovoltaics - Historical Development**. 2019. Disponível em: <<http://www.pvresources.com/en/introduction/history.php>>. Acesso em: 30 set. 2019.
- [9] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA (São Paulo). **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. São Paulo: Abinee, 2012.

[10] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Rio de Janeiro). **Leilão de Energia A-3 / 2013**. Rio de Janeiro: Epe, 2013.

[11] ANEEL. (Org.). **Banco de Informações de Geração**. 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 15 ago. 2019.

[12] GÓMEZ, J.m. Rodríguez et al. A irradiância solar: conceitos básicos. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, [s.l.], v. 40, n. 3, p.1-12, 26 mar. 2018. FapUNIFESP (SciELO). <http://dx.doi.org/10.1590/1806-9126-rbef-2017-0342>. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1590/1806-9126-rbef-2017-0342>>. Acesso em: 14 ago. 2019

[13] Instituto Nacional de Meteorologia (Org.). **Estações Automáticas**. 2019. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesAutomatizadas>>. Acesso em: 03 out. 2019.

[14] BERWANGER, Yuri Matheus Spies. **MODELAGEM DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS PARA ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA**. 2018. 88 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2018.

[15] ALMEIDA, Katia Campos de; BERWANGER, Yuri Matheus Spies. **A Study of the Impact of Solar Self-Generation via Optimal Power Flow**. IEEE, Florianópolis, 2019.

[16] SALGADO, Roberto de Souza; ALMEIDA, Katia Campos. **Otimização Estática Aplicada a Sistemas de Potência**. Florianópolis: 2014. 29 p.

[17] RIBEIRO, P. M. **Remuneração dos Serviços Ancilares de Suporte de Potência Reativa e Reserva de Potência Quando Providos por Geradores**. 144 p. Dissertação (Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.

[18] Operador Nacional do Sistema. **Manual de Procedimento de Rede**. 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%203%2FSubm%C3%B3dulo%203.6%2FSubm%C3%B3dulo%203.6.pdf>>. Acesso em: 22 out. 2019.

ANEXO A – Especificação do Complexo Fotovoltaico São Gonçalo

Fonte	UF	Ponto de Conexão	Tensão	Central (Estação)	MF da Barra	MF de Subestação	Potência (C) (MW)	Potência por Unidade (MW)	Potência Instalada	Potência Média Total (MW)	Módulo do Inversor	Fabricante	Quantidade	Potência Máxima (W)	Módulo	Libelo	Previsão UMSE	Data de Alta Legal
UFV	PI	Gloab II	500	São Gonçalo 1	3818	18	3,05	2,778	44,45	9,468	SUNWAY T32700 TE 64 2.855 MW	JINCO	383	383	Edge SP 72	LEN A-4-2027	01/01/2021	01/01/2021
UFV	PI	Gloab II	500	São Gonçalo 2	3818	18	3,05	2,778	50,00	-7,47	SUNWAY T32700 TE 64 2.855 MW	JINCO	383	383	Edge SP 72	LEN A-4-2027	01/01/2021	01/01/2021
UFV	PI	Gloab II	500	São Gonçalo 3	3818	18	3,05	2,778	44,45	9,468	SUNWAY T32700 TE 64 2.855 MW	JINCO	383	383	Edge SP 72	LEN A-4-2027	01/01/2021	01/01/2021
UFV	PI	Gloab II	500	São Gonçalo 4	3818	18	3,05	2,778	50,00	-7,47	SUNWAY T32700 TE 64 2.855 MW	JINCO	383	383	Edge SP 72	LEN A-4-2027	01/01/2021	01/01/2021
UFV	PI	Gloab II	500	São Gonçalo 5	3818	18	3,05	2,778	50,00	-7,47	SUNWAY T32700 TE 64 2.855 MW	JINCO	383	383	Edge SP 72	LEN A-4-2027	01/01/2021	01/01/2021
UFV	PI	Gloab II	500	São Gonçalo 10	3818	18	3,05	2,778	50,00	-7,47	SUNWAY T32700 TE 64 2.855 MW	JINCO	383	383	Edge SP 72	LEN A-4-2027	01/01/2021	01/01/2021
UFV	PI	Gloab II	500	São Gonçalo 11	3818	18	3,05	2,778	50,00	-7,47	SUNWAY T32700 TE 64 2.855 MW	JINCO	383	383	Edge SP 72	LEN A-4-2027	01/01/2021	01/01/2021
UFV	PI	Gloab II	500	São Gonçalo 12	3818	18	3,05	2,778	50,00	-7,47	SUNWAY T32700 TE 64 2.855 MW	JINCO	383	383	Edge SP 72	LEN A-4-2027	01/01/2021	01/01/2021

Potenciais das Equipamentos			
UFV	PI	X (%)	R (%)
0	1,871	0	0
0	0,518	0,518	41,58
0	0,0370	0,518	41,58

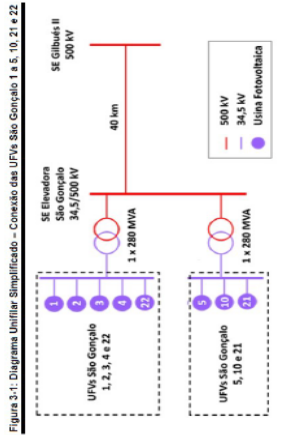


Figura 3-1: Diagrama Unifilar Simplificado - Conexão das UFVs São Gonçalo 1 a 5, 10, 21 e 22

ANEXO B – Dados Dos Módulos Fotovoltaicos

www.jinkosolar.com



Eagle HC 72M

365-385 Watt

MONO CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0→+3%

- Half Cell
- Mono PERC 72 Cell

PERC



KEY FEATURES

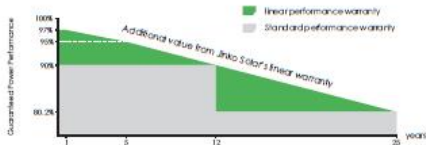
- 5 Busbar Solar Cell:**
 5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offer a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- High Efficiency:**
 Higher module conversion efficiency (up to 19.53%) benefit from Half cell structure (low resistance characteristic).
- PID RESISTANT:**
 Limited power degradation of Eagle module caused by PID effect is guaranteed under strict testing condition (85 °C/85%RH, 96hours) for mass production.
- Low-light Performance:**
 Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- Severe Weather Resilience:**
 Certified to withstand wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- Durability against extreme environmental conditions:**
 High salt mist and ammonia resistance certified by TÜV NORD.



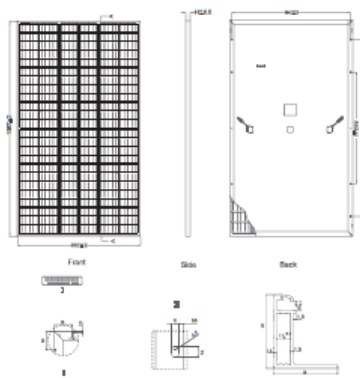
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty - 25 Year Linear Power Warranty

- ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory.
- IEC61215, IEC61730 certified products



Engineering Drawings

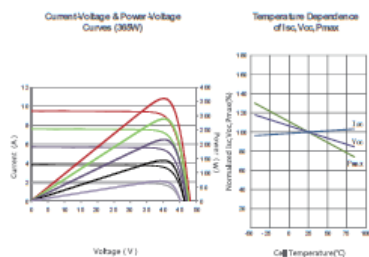


Packaging Configuration

(Two pallets =One stack)

26pcs/pallet, 52pcs/stack, 52 pcs/40HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type Mono-crystalline PERC 156x156mm (6 inch)

No. of Half-cells 144 (12x12)

Dimensions 1987x92x40mm (78.23x39.05x1.57 inch)

Weight 22.5 kg (49.6 lbs)

Front Glass 3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass

Frame Anodized Aluminum Alloy

Junction Box IP67 Rated

Output Cables anode 290mm, cathode 146mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM385M-72H		JKM370M-72H		JKM375M-72H		JKM380M-72H		JKM389M-72H	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	365Wp	274Wp	370Wp	278Wp	375Wp	282Wp	380Wp	286Wp	385Wp	290Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	38.7V	37.9V	39.9V	38.1V	40.2V	38.3V	40.5V	38.6V	40.8V	38.8V
Maximum Power Current (Imp)	9.20A	7.24A	9.28A	7.30A	9.30A	7.36A	9.39A	7.42A	9.44A	7.48A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.2V	46.8V	48.5V	47.0V	48.7V	47.2V	48.9V	47.5V	49.1V	47.7V
Short-circuit Current (Isc)	9.57A	7.68A	9.61A	7.75A	9.68A	7.82A	9.75A	7.88A	9.92A	7.96A
Module Efficiency STC (%)	18.92%		18.77%		19.02%		19.28%		19.53%	
Operating Temperature(°C)					-40°C~+85°C					
Maximum system voltage					1000V DC (IEC)					
Maximum series fuse rating					20A					
Power tolerance					0~+3%					
Temperature coefficients of Pmax					-0.37%/°C					
Temperature coefficients of Voc					-0.29%/°C					
Temperature coefficients of Isc					0.048%/°C					
Nominal operating cell temperature (NOCT)					45±2°C					

STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 🌡 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 🌡 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌪 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-JKM-PERC-385M-72H_v1.0_rev2017