

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ENGENHARIA DE ENERGIA

ANÁLISE DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM SISTEMA  
DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO O OPENDSS

por

José David Anzanello Júnior

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Engenheiro de Energia.

Porto Alegre, Dezembro de 2016

ANÁLISE DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM SISTEMA  
DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO O OPENDSS

por

José David Anzanello Júnior

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS  
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE  
**ENGENHEIRO DE ENERGIA**  
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne  
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner

Banca examinadora:

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos - DELAE / UFRGS

Eng<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Mariana Resener - CEEE-D

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner - DELAE / UFRGS

Porto Alegre, 9 de dezembro de 2016.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente ao meu orientador, Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner, pela disponibilidade e excelência na orientação do presente trabalho.

Agradeço ao Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos pelo auxílio no planejamento inicial e estruturação do TCC durante a disciplina de Projetos em Energia VIII.

Agradeço ao colega Rafael Possebon e ao pessoal do Labsol pelo auxílio na aquisição e utilização dos dados do Sistema Fotovoltaico.

Agradeço ao povo brasileiro pelo seu hercúleo esforço em manter a Universidade Federal do Rio Grande do Sul como universidade pública, gratuita e de qualidade.

Agradeço aos meus amigos e aos colegas de engenharia e por fim, agradeço aos meus Pais pela educação e o apoio de sempre.

ANZANELLO JÚNIOR, J. D. **Análise de Microgeração Fotovoltaica em um Sistema de Distribuição utilizando o OpenDSS**. 2016. 32f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

## RESUMO

Este trabalho de conclusão de curso tem por finalidade a análise da inserção de microgerações fotovoltaicas em um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica utilizando um modelo de testes de 13 barras do IEEE. São utilizados dados de irradiação, temperatura e as especificações de um sistema fotovoltaico conectado à rede, situado no Laboratório de Energia Solar (Labsol) da UFRGS, para validar um modelo de gerador fotovoltaico do *software OpenDSS*. Cenários com a inserção de diferentes quantidades de Sistemas Fotovoltaicos (SFVs) múltiplos do sistema do Labsol são simulados a fim de obter a variação diária das tensões nas barras do sistema, considerando que o sistema tem cargas residenciais e industriais, bem como prever o fluxo de potência instantâneo entre o alimentador e as cargas. Na sequência são estimadas as perdas no sistema de distribuição para a inserção de 20, 50 ou 80 SFVs por barra, onde são contabilizadas as perdas em unidades de energia e o valor monetário decorrente, considerando a tarifa aplicável aos consumidores residenciais.

**PALAVRAS-CHAVE:** Geração Distribuída, OpenDSS, Energia Solar Fotovoltaica.

ANZANELLO JÚNIOR, J. D. **Analysis of Photovoltaic Microgeneration in a Distribution System using OpenDSS**. 2016. 32f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

## ABSTRACT

This undergraduation project aims to study the insertion of photovoltaic microgenerations in an Electric Energy Distribution System using an IEEE 13-bus test feeder model. It is used data of irradiation, temperature and specifications of a photovoltaic system connected to the grid, located at the Solar Energy Laboratory (Labsol) of UFRGS to validate a photovoltaic generator model of the *OpenDSS* software. Scenarios with the insertion of different quantities of multiple Photovoltaic Systems (SFVs) of the Labsol system are simulated in order to obtain the daily variation of voltages in the system buses, considering that the system has residential and industrial loads, as well to predict the power flow between feeder and the loads. Power losses are estimated in the distribution system considering the insertion of 20, 50 or 80 SFVs per bus, where losses are recorded in energy units and the resulting monetary value, considering the tariff applicable to residential consumers.

**KEYWORDS:** Distributed generation, OpenDSS, Solar Photovoltaic Energy.

## SUMÁRIO

|     |  |    |
|-----|--|----|
| 1   | INTRODUÇÃO .....                             | 1  |
| 1.1 | Contexto .....                               | 1  |
| 1.2 | Motivação .....                              | 1  |
| 1.3 | Proposta .....                               | 2  |
| 2   | FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....                  | 3  |
| 2.1 | Regulamentação da Geração Distribuída.....   | 3  |
| 2.2 | Geração Solar Fotovoltaica .....             | 4  |
| 2.3 | OpenDSS .....                                | 4  |
| 3   | SISTEMA FOTOVOLTAICO .....                   | 6  |
| 3.1 | Descrição .....                              | 6  |
| 3.2 | Aquisição de Dados.....                      | 8  |
| 4   | VALIDAÇÃO DO MODELO NO SOFTWARE OPENDSS..... | 8  |
| 5   | INSERÇÃO NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO .....    | 14 |
| 5.1 | Sistema de 13 barras do IEEE .....           | 14 |
| 5.2 | Metodologia utilizada.....                   | 15 |
| 5.3 | Variação das Tensões nas barras.....         | 16 |
| 5.4 | Perdas.....                                  | 21 |
| 6   | CONCLUSÃO .....                              | 23 |
| 6.1 | Trabalhos Futuros .....                      | 24 |
|     | REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....              | 24 |
|     | ANEXOS.....                                  | 26 |
|     | APÊNDICE.....                                | 27 |

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Contexto

Nos primórdios da geração de energia elétrica, essa se dava em pequenas unidades geradoras, localizadas nos arredores dos centros de consumo. A primeira geração comercial foi realizada em Manhattan e atendia inicialmente 59 clientes em corrente contínua, através da usina termelétrica Pearl Street Station. No entanto, com o aumento da população e da demanda de eletricidade, essa passou a adquirir importantes economias de escala, favorecendo os grandes empreendimentos geradores. Com o passar dos anos a consolidação dos setores secundários e terciários da economia se deu em torno do paradigma das grandes centrais geradoras, ligadas aos grandes centros consumidores através de extensas linhas de transmissão.

A geração distribuída, tema deste trabalho, relembra o princípio da utilização da eletricidade, por tratar de unidades geradoras menores e normalmente situadas no entorno do consumidor final. Essas são conectadas diretamente nas linhas de distribuição, o que pode retardar gastos com ampliação de linhas de transmissão, reduzir perdas nas redes e servir como complemento às grandes centrais geradoras.

Um expressivo incentivo ao crescimento da geração distribuída têm sido dado pela agência reguladora do setor elétrico nacional, na qual a criação do sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012) foi o marco inicial para o desenvolvimento das micro e minigerações de energia elétrica. Atualmente a regulação do setor é realizada com base na Resolução Normativa Nº 687 (ANEEL, 2015b). A regulamentação permite que sistemas de micro e minigeração, compostos por fontes renováveis ou cogeração qualificada, possam gerar energia elétrica e promover intercâmbio com a rede de distribuição através do sistema *net metering*, ao fazer uso de medidores bidirecionais e gerar créditos para consumo futuro.

Para aprofundar as ações de estímulo à geração distribuída no Brasil, foi lançado em dezembro de 2015 o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (MME, 2015). Com investimentos de 100 bilhões até 2030, o programa prevê que 2,7 milhões de unidades consumidoras poderão ter energia gerada própria. Juntamente com a atualização na Resolução Normativa que trata da geração distribuída, que alterou os Módulos 1 e 3 do PRODIST (ANEEL, 2016b), foram implementadas importantes melhorias para o setor, incluindo o estabelecimento da modalidade denominada geração compartilhada. Com isso, foi criada a possibilidade da microgeração ou minigeração distribuída ser compartilhada por moradores de um mesmo condomínio ou através da criação de consórcios ou cooperativas (ANEEL, 2015b).

## 1.2 Motivação

Os crescentes incentivos para o desenvolvimento da microgeração distribuída em território brasileiro representam a principal motivação para a realização do presente trabalho. Nesse contexto, o impacto referente ao aumento expressivo do número de instalações ainda não é totalmente compreendido, sendo objeto de inúmeros estudos com o intuito de aprimorar a qualidade da energia elétrica.

Conforme dados do Ministério de Minas e Energia (MME, 2016), a geração distribuída tem registrado crescimento expressivo desde as primeiras instalações em 2012, onde foram registrados apenas 3 projetos. Em 2015, foram registrados 1.307 novas adesões de

consumidores, totalizando 1.731 conexões ao final do ano e uma potência instalada de 16,5 MW.

O último levantamento realizado aponta que até o final de agosto de 2016, há 5040 conexões de micro e minigeração de energia elétrica no Brasil, representando uma potência instalada de 47,9 MW (ANEEL, 2016a). A fonte mais utilizada pelos consumidores-geradores é a solar com 4955 adesões, seguida da eólica com 39 instalações. O estado com o maior número adesões é Minas Gerais (1.226 conexões), seguido de São Paulo (711) e Rio Grande do Sul (564).

Um dos principais pilares para a expansão da geração distribuída é o projeto de isenção da cobrança de ICMS e PIS/Cofins sobre a energia exportada pelo consumidor para a rede da distribuidora, sendo tributado apenas sobre a energia recebida da distribuidora. O Governo do estado do Rio Grande do Sul acatou a proposta (MME/RS, 2016) e estabeleceu a isenção da cobrança do ICMS a partir de junho de 2016. Outra medida incentivadora é a redução da alíquota do imposto de importação incidente sobre equipamentos para geração solar fotovoltaica, de 14% para 2%, até o final de 2016 (MME, 2016).

A maioria dos recentes sistemas de microgeração produzem energia elétrica a partir de fontes renováveis, sendo a intermitência da produção um dos maiores desafios para a penetração em maior escala da geração distribuída. Os sistemas de geração solar fotovoltaica correspondem a cerca de 98% das microgerações em território nacional e, aliado ao potencial solar brasileiro, motivaram a escolha dessa forma de energia para as simulações a serem realizadas.

### 1.3 Proposta

Este trabalho de conclusão de curso tem como primeiro objetivo simular a produção de energia elétrica de uma microgeração solar fotovoltaica, confrontando os dados simulados com os valores medidos em um sistema real conectado à rede.

Com o intuito de realizar o estudo dos impactos da inserção da microgeração na rede de distribuição, optou-se por utilizar um modelo padrão de testes. Para tanto, é simulado o modelo de rede de distribuição teste do IEEE com 13 barras (Baughman; Liu; Dugan, 2013), no qual são avaliados os impactos da penetração de múltiplas microgerações fotovoltaicas.

Para a realização dos objetivos, foi selecionado um software voltado para a simulação de sistemas de potência: *The Open Distribution System Simulator*, o *OpenDSS* (EPRI, 2016). Optou-se pela utilização do *OpenDSS* pelo fato de ser um programa executável de utilização livre, desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), empresa norte americana voltada a estudos de sistemas de energia.

O *OpenDSS* disponibiliza um modelo para simular um sistema fotovoltaico, denominado *PVSystem Element Model*, e a partir de dados de irradiação, temperatura e parâmetros do módulo e inversor, pode-se simular a energia gerada para um determinado período de tempo estipulado a partir dos dados introduzidos nas linhas de comando do *software*. Para viabilizar a simulação, os dados de irradiação e temperatura são coletados a partir de um sistema fotovoltaico conectado à rede no Laboratório de Energia Solar (Labsol) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

Por fim, múltiplas simulações são realizadas no *OpenDSS* a fim de obter dados de geração de energia de diferentes dias ao longo do mês de junho de 2016. Busca-se estimar o erro entre os valores obtidos pela simulação e os valores reais injetados na rede de distribuição a partir do sistema fotovoltaico do Labsol.

Com o modelo validado, o impacto da inserção de diferentes quantidades de microgerações no sistema de 13 barras é simulado para avaliar o comportamento das tensões nas barras do sistema para uma distribuição uniforme ou concentrada de sistemas fotovoltaicos. Na sequência, contabilizando os 30 dias do mês de junho, é avaliada a variação das perdas diárias do sistema simulado e o valor monetário decorrente das mesmas.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 Regulamentação da Geração Distribuída

Em 2012, a ANEEL, agência responsável pela regulação e fiscalização do sistema elétrico nacional, estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e implementou o sistema de compensação de energia elétrica através da Resolução Normativa N° 482 (ANEEL, 2012). Visando propor melhorias e promover a expansão da Geração Distribuída em território nacional, foi regulamentada três anos depois a atual Resolução Normativa N° 687 (ANEEL, 2015b).

A resolução autoriza o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada de até 75 quilowatts (kW) e minigeração distribuída - aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica), conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2016a).

Com o sistema de compensação de energia elétrica, quando a quantidade de energia elétrica gerada em determinado período for superior à energia consumida, o consumidor ganha créditos que podem ser utilizados para abater faturas dos meses subsequentes. Os créditos podem ser consumidos em até 60 meses, além da possibilidade de utilizá-los para abater o consumo de unidades consumidoras que estejam registradas sob a titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou mesma Pessoa Física. Essa modalidade é denominada autoconsumo remoto, e atualmente, fica limitada para unidades consumidores localizadas na área de abrangência de uma mesma concessionária de distribuição de energia elétrica.

Os procedimentos para solicitar a conexão à rede da micro ou minigeração distribuída são realizados diretamente com a concessionária local. A ANEEL instituiu formulários padrão para a realização da solicitação de acesso pelo consumidor, onde o prazo total para a distribuidora conectar microgerações de até 75 kW, que na RN 482 era de 82 dias, foi reduzido para 34 dias. Segundo a Agência Reguladora (ANEEL, 2016a), a partir de janeiro de 2017, os consumidores poderão fazer a solicitação e acompanhar o andamento de seu pedido junto à distribuidora pela internet.

As melhorias na regulamentação da Geração Distribuída buscam alavancar a sua expansão, pelo fato de que os benefícios abrangem o consumidor-gerador, a economia do país e os demais consumidores, além de aumentar a solidez e a confiabilidade do sistema elétrico nacional.

## 2.2 Geração Solar Fotovoltaica

De acordo com de Abreu et al. (2010), a geração solar fotovoltaica é uma tecnologia altamente modular, com ausência quase total de emissão de poluentes e de ruídos durante o funcionamento, além da baixa exigência de manutenção. O sistema fotovoltaico (SFV) é constituído por módulos fotovoltaicos que, por sua vez, são constituídos por células fotovoltaicas, responsáveis pela conversão da irradiação solar em eletricidade na forma de corrente contínua.

Em cada módulo, as células são conectadas eletricamente em série, e a quantidade de módulos conectados em série determina a tensão de operação do arranjo fotovoltaico em corrente contínua (CC). A corrente do arranjo é definida pela conexão em paralelo de módulos individuais ou de strings — conjuntos de módulos conectados em série. A potência instalada do SFV, usualmente especificada em CC, é dada pela soma das potências nominais individuais dos módulos.

Por sua vez, o inversor conectado à rede proporciona a interligação com o sistema de distribuição da concessionária, sincronizando sua frequência e tensão de saída em corrente alternada (CA) com a mesma, além de servir como proteção para o sistema, desconectando-se da rede quando essa deixa de fornecer energia (de Abreu et al., 2010).

Por causa da baixa densidade energética envolvida com essa tecnologia, os SFVs adaptam-se melhor à Geração Distribuída do que à geração centralizada, fato que evidencia um ótimo espaço a ser ocupado por ela, principalmente em localidades com altos índices de irradiação (de Abreu et al., 2010).

A utilização da energia solar fotovoltaica está se tornando cada vez mais disseminada em muitos países. Jussi Ekström afirma que devido à sua natureza estocástica, o aumento da quantidade de geração de energia solar na matriz de geração tem de ser levado em conta no planejamento de sistemas de energia elétrica, tanto a nível de distribuição devido às micro e minigerações, quanto a nível de transmissão com as usinas solares (Ekström et al., 2016).

A aplicação crescente da microgeração solar distribuída em áreas residenciais ao redor do mundo exige uma avaliação pormenorizada dos impactos na rede de distribuição. Tanto a geração fotovoltaica, quanto a demanda doméstica de energia elétrica apresentam variações características em escalas de curto e longo prazo e são, em grande parte, negativamente correlacionados, especialmente em regiões de alta latitude (Widén et al., 2010).

## 2.3 OpenDSS

O OpenDSS é um software executável de utilização livre e que tem sido amplamente utilizado para o estudo de sistemas de potência, aplicável ao segmento de distribuição de energia elétrica. Em 1997 foi lançada a sua primeira versão, até então denominado apenas *Distribution System Simulator* – DSS. O DSS foi adquirido pela *Electric Power Research Institute* – EPRI em 2008, ano em que o OpenDSS foi lançado como um software com licença de código aberto.

Em 2014, visando aprimorar o método do cálculo de perdas na distribuição aplicável às distribuidoras de energia elétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da Norma Técnica Nº 0057, adotou o *OpenDSS* para a quantificação das perdas por meio da metodologia de fluxo de carga (ANEEL, 2014). A possibilidade da utilização de recursos analíticos externos ao software, permite que o procedimento de cálculo seja realizado de modo iterativo para a contabilização das perdas técnicas. A utilização do software passou a ser

requisito para as concessionárias de distribuição de Energia Elétrica no processo de Revisão Tarifária Periódica (RTP) e renovação da concessão de suas respectivas áreas de atuação.

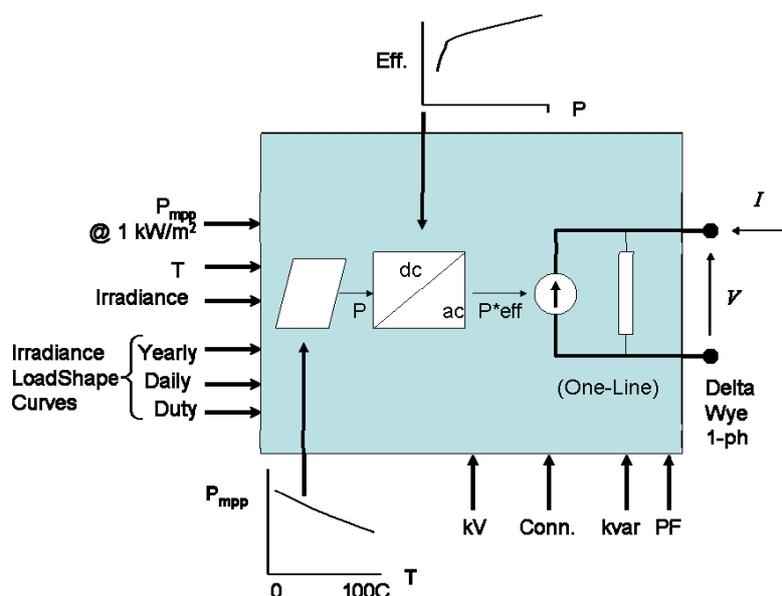
De acordo com a Norma Técnica (ANEEL, 2014), o fato do *OpenDSS* ter sido desenvolvido em código aberto e a possibilidade de ser customizado de acordo com as necessidades dos usuários via programação são alguns dos motivos pelos quais o software tem sido amplamente utilizado.

Segundo o Manual do Usuário do software (Dugan, 2016), o *OpenDSS* não é apenas um programa que tem por finalidade executar estudos de fluxo de carga, tendo sido originalmente desenvolvido para analisar a conexão de geração distribuída às redes de distribuição. Sua área de atuação engloba ainda estudos probabilísticos de planejamento, simulação de geradores solares fotovoltaicos e eólicos, estimação de estado na distribuição, estudos de distorções harmônicas e inter-harmônicas. Atualmente, o *OpenDSS* realiza todos os tipos de análise no domínio da frequência, não suportando simulações de transitórios eletromagnéticos.

O software dispõe de diversos modos de solução para os estudos de fluxo de carga, que foram adicionados à medida que o programa evoluiu para atender à necessidades específicas dos seus usuários. Entre eles estão o fluxo de potência instantâneo (Snapshot), fluxo de potência diário (Daily Power Flow), fluxo de potência anual (Yearly Power Flow), harmônicos e estudo de faltas.

O *OpenDSS* dispõe de um modelo desenvolvido para simular uma geração fotovoltaica, o *PVSystem Element Model*, que reúne um modelo de gerador e de inversor fotovoltaico em um modelo conveniente para realizar estudos de impacto em sistemas de distribuição. O modelo é representado pela Figura 2.1.

Figura 2.1 – Diagrama de blocos do *PVSystem Element Model*



Fonte: OpenDSS User's Manual (Dugan, 2011)

O modelo assume que o inversor é capaz de encontrar o ponto de máxima potência (MPPT) do módulo rapidamente, através da inserção da curva característica de potência versus temperatura do módulo. Isso simplifica a modelagem dos componentes individuais e é adequada para as simulações.

No modelo, a potência ativa ( $P$ ) é função da irradiação, da temperatura do módulo ( $T$ ), e da potência ( $P_{mpp}$ ) na temperatura  $T$  e irradiação de  $1 \text{ kW/m}^2$ , de acordo com a curva característica do módulo. Além disso, é necessário inserir a curva característica de eficiência do inversor de acordo com a potência de operação.

A potência reativa pode ser especificada por um valor de potência reativa fixo ou através do fator de potência (FP). No entanto, como no Brasil as microgerações ainda não tem a possibilidade de compensar reativos na rede de forma remunerada, é utilizado o FP unitário nas simulações.

### 3 SISTEMA FOTOVOLTAICO

#### 3.1 Descrição

A microgeração fotovoltaica, base para as simulações realizadas no presente trabalho, está localizada no Laboratório de Energia Solar (Labsol) da UFRGS. O sistema é fruto de um projeto denominado: 120 telhados Fotovoltaicos no Brasil. Porto Alegre é uma das seis cidades incluídas, onde foram instalados 20 sistemas fotovoltaicos (SFVs) em telhados de um condomínio de residências, além de um SFV no Labsol, que serve como telhado referência para o projeto (Rampinelli et al., 2014).

O SFV é composto por 5 módulos policristalinos com potência nominal de 245 Wp e modelo YL 245P-29b, da fabricante Chinesa Yingli Solar. Os módulos são conectados em série e com isso, o arranjo do sistema resulta em uma potência nominal de 1,225 kWp. As especificações técnicas do módulo fotovoltaico estão representadas na Tabela 3.1, onde as características elétricas em *Standard Test Conditions* (STC) e em *Nominal Operating Cell Temperature* (NOCT) são destacadas. Cada módulo fotovoltaico tem uma área de  $1,62 \text{ m}^2$  e peso de 18,5 kg (Yingli, 2015).

Tabela 3.1 – Especificações do módulo fotovoltaico

| Parâmetro                                   | STC  | NOCT  |
|---|------|-------|
| Potência de Saída (W)                       | 245  | 177,9 |
| Eficiência máxima (%)                       | 15,0 |       |
| Tensão de Máxima Potência – $V_{mpp}$ (V)   | 30,2 | 27,2  |
| Corrente de Máxima Potência – $I_{mpp}$ (A) | 8,11 | 6,54  |
| Tensão de Circuito Aberto – $V_{OC}$ (V)    | 37,8 | 34,5  |
| Corrente de Curto-circuito – $I_{SC}$ (A)   | 8,63 | 6,99  |

Fonte: Yingli Solar (Yingli, 2015)

O inversor utilizado para realizar a conexão à rede elétrica é fornecido pela fabricante Alemã SMA, modelo Sunny Boy 1200, com potência nominal em corrente alternada (AC) de 1,2 kW. A Tabela 3.2 apresenta as principais especificações. O inversor conta com rastreador do Ponto de Máxima Potência (MPPT) e tem um peso de 23 kg (SMA, 2014).

Tabela 3.2 – Especificações do inversor fotovoltaico

| <b>Dados de Entrada (DC)</b> |                |
|------------------------------|----------------|
| Potência máxima              | 1320 W         |
| Tensão máxima                | 400 V          |
| Faixa de tensão MPPT         | 100 V – 320 V  |
| Tensão mínima                | 100 V          |
| Tensão de acionamento        | 120 V          |
| Corrente máxima              | 12,6 A         |
| <b>Dados de Saída (AC)</b>   |                |
| Potência nominal             | 1200 W         |
| Tensão nominal               | 180 – 265 V    |
| Corrente máxima              | 6,1 A          |
| Frequência da rede           | 60(+/- 4,5) Hz |
| <b>Desempenho</b>            |                |
| Eficiência máxima            | 92,1 %         |

Fonte: SMA Solar Technology (SMA, 2014)

Com o intuito de maximizar a geração de energia anual e minimizar os esforços decorrentes do vento, o SFV é orientado para o Norte geográfico e os módulos são posicionados com uma inclinação de 20° em relação à horizontal (Rampinelli et al., 2014). A Figura 3.1 ilustra o SFV no telhado do Labsol.

Figura 3.1 – Sistema Fotovoltaico instalado no Labsol



Fonte: (Possebon, 2016)

### 3.2 Aquisição de Dados

Através do software *Sunny Data Control*, fornecido pela SMA Solar Technology, fabricante do inversor fotovoltaico, são escolhidos os dados a serem armazenados no controlador do inversor (SMA, 2016).

Os parâmetros elétricos do sistema são obtidos a partir da verificação da entrada (corrente contínua) e da saída (corrente alternada) do inversor. Para possibilitar a aquisição dos parâmetros térmicos, o sistema conta com dois sensores do tipo PT-100, utilizados para a medição da temperatura dos módulos além da temperatura ambiente. Um sensor de irradiação é também instalado e, para a obtenção de dados coerentes, a célula possui a mesma inclinação do arranjo dos módulos fotovoltaicos.

A Interface do software *Sunny Data Control* permite definir as variáveis de entrada e saída que forem de interesse para as análises a partir do preenchimento das características do sistema. O tempo de integralização definido para a análise é de 3 minutos e o horário de início e término das medições diárias são definidos em função do funcionamento do inversor, o qual requer uma tensão mínima de 120 V<sub>CC</sub> para entrar em operação.

Os dados oriundos das medições são armazenados junto ao controlador do inversor e transferidos para um computador através do próprio *software* utilizando um cabo de rede. Os parâmetros coletados para a realização das simulações são os seguintes: potência AC, energia produzida, temperatura ambiente, temperatura dos módulos e irradiação no plano inclinado. A Tabela 3.3 representa as principais incertezas de medição dos parâmetros elétricos e térmicos do sistema.

Tabela 3.3 – Valores de incerteza de medição

| Grandeza    | Incerteza |
|-------------|-----------|
| Potência AC | 4%        |
| Irradiação  | 2 – 3 %   |
| Temperatura | 0,12 °C   |

Fonte: (Possebon, 2016)

## 4 VALIDAÇÃO DO MODELO NO SOFTWARE OPENDSS

Pela sua importância no panorama elétrico nacional, e pelo fato de ser um software de utilização livre, o *OpenDSS* foi escolhido para a realização das simulações propostas neste trabalho. Como mencionado anteriormente, o fato do *OpenDSS* realizar tanto a simulação da geração de um SFV, quanto a sua inserção em sistemas de distribuição de energia elétrica, permite explorar uma gama de opções para a análise de seus parâmetros elétricos.

Com o intuito de validar a utilização do modelo *PVSystem Element Model*, são apresentados a seguir algumas análises comparativas levando em conta a potência instantânea e a energia gerada entre o SFV e a simulação pelo *OpenDSS*. Os parâmetros de entrada para as simulações são a irradiação solar e a temperatura nos módulos - valores instantâneos coletados a cada 3 minutos. O número de medidas diárias é função da irradiação solar incidente, levando em conta que é necessária a tensão mínima de acionamento do inversor para que o mesmo passe a contabilizar os valores medidos.

No mês analisado, junho de 2016, foram coletadas entre 206 e 212 amostras diárias. São consideradas também a curva de eficiência do inversor *Sunny Boy* (SMA, 2014) e a curva

de potência versus temperatura do módulo fotovoltaico *Yingli Solar* (Yingli, 2015). O período analisado compreende a primeira quinzena do mês de junho de 2016. A Tabela 4.1 apresenta a irradiação solar diária incidente no SFV do Labsol para esse período.

Tabela 4.1 – Irradiação Solar diária no plano inclinado de 20° orientado para o Norte

| Data   | Irradiação (Wh/m <sup>2</sup> .dia) | Data         | Irradiação (Wh/m <sup>2</sup> .dia) |
|--------|-------------------------------------|--------------|-------------------------------------|
| 01/jun | 4167                                | 09/jun       | 5078                                |
| 02/jun | 3867                                | 10/jun       | 2118                                |
| 03/jun | 2134                                | 11/jun       | 4551                                |
| 04/jun | 1613                                | 12/jun       | 4997                                |
| 05/jun | 3112                                | 13/jun       | 4870                                |
| 06/jun | 2602                                | 14/jun       | 3521                                |
| 07/jun | 4569                                | 15/jun       | 4005                                |
| 08/jun | 5083                                | <b>Média</b> | <b>3752</b>                         |

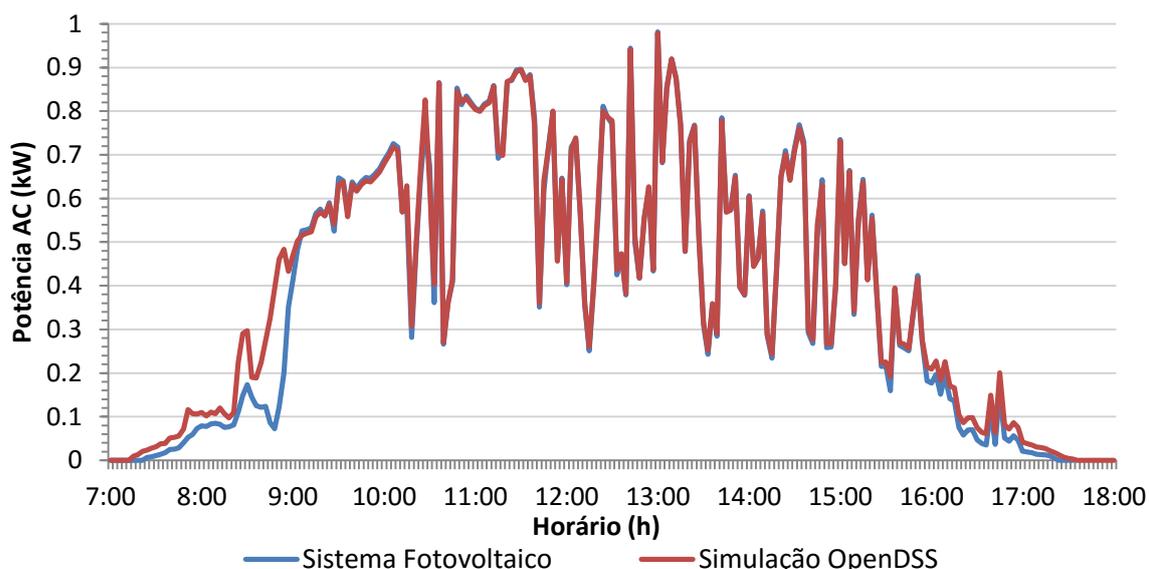
Os 15 primeiros dias do mês de junho tiveram uma irradiação solar diária média de 3752 Wh/m<sup>2</sup>.dia e, considerando que a média se repita na segunda metade do mês, esse valor é considerado como sendo a média mensal para o mês de junho de 2016.

Para mensurar os erros da simulação frente aos valores do SFV do Labsol, são comparados os valores medidos com o resultado das simulações de 3 dias distintos:

- 02/junho: irradiação solar diária mais próxima da média mensal
- 04/junho: menor irradiação solar diária do período analisado
- 08/junho: maior irradiação solar diária do período analisado

As Figuras 4.1 e 4.2 representam a potência AC instantânea e a energia produzida acumulada ao longo do dia 2 de junho, com um intervalo de medição de 3 minutos.

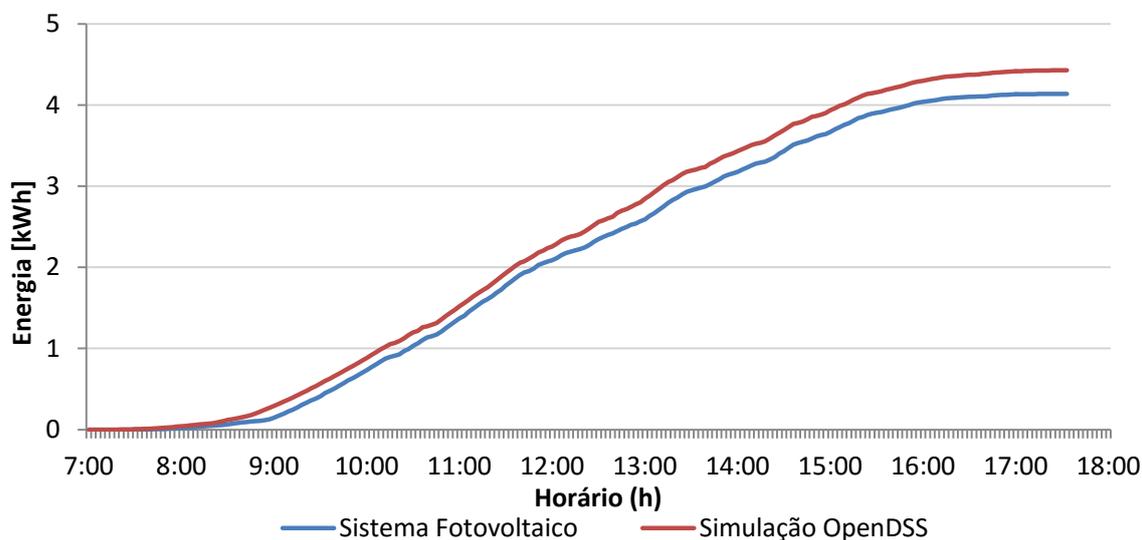
Figura 4.1 – Potência AC instantânea no dia 2 de junho



Fonte: Elaborado pelo autor

Com base nas Figuras 4.1 e 4.2 observa-se que o dia 2 de junho teve uma grande variação da irradiação incidente ao longo do dia, o que reflete no valor da potência AC instantânea de forma direta. Ao final do dia, o erro obtido na contabilização da energia produzida na simulação frente ao SFV foi de 7,03 %.

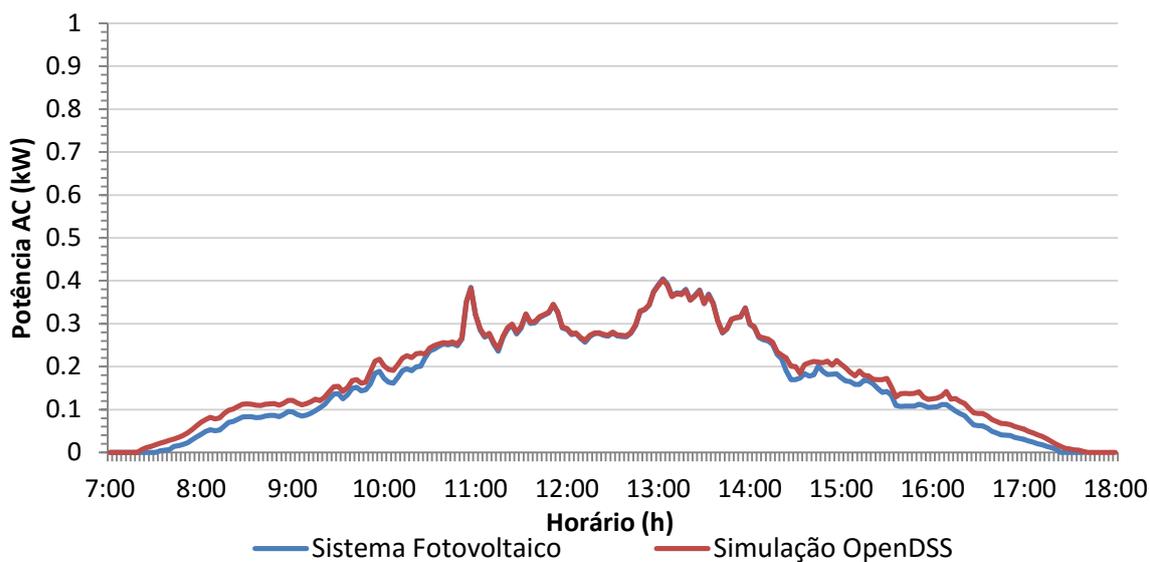
Figura 4.2 – Energia acumulada no dia 2 de junho



Fonte: Elaborado pelo autor

As Figuras 4.3 e 4.4 representam a potência AC instantânea e a energia gerada acumulada ao longo do dia 4 de junho, o dia que teve a menor irradiação diária do período analisado.

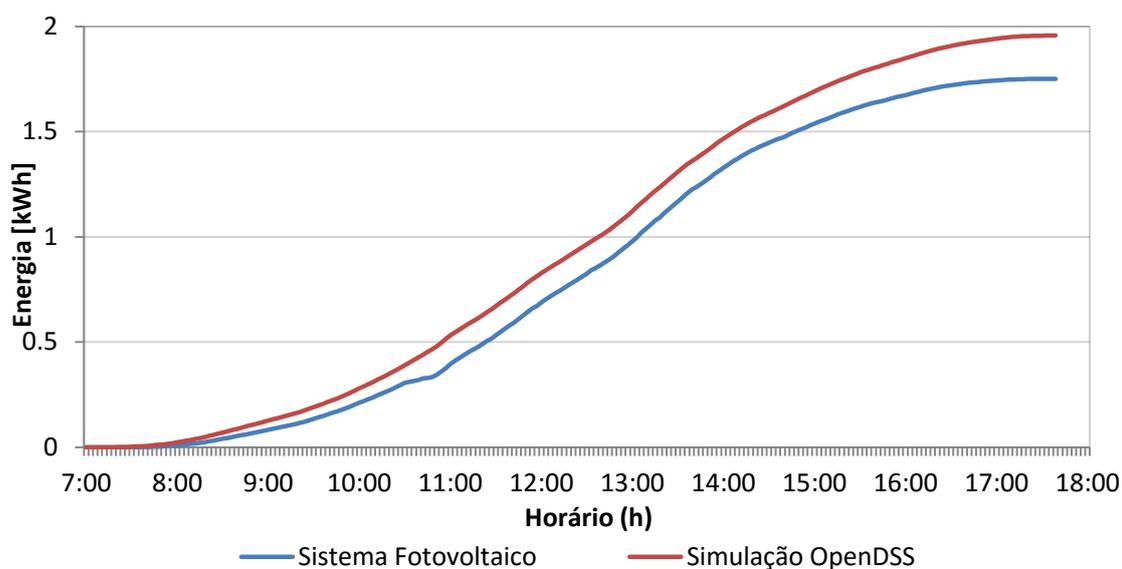
Figura 4.3 – Potência AC instantânea no dia 4 de junho



Fonte: Elaborado pelo autor

O dia 4 de junho foi um dia chuvoso e com grande incidência de nuvens, resultando em uma reduzida irradiação incidente no SFV. Na Figura 4.3 pode-se observar que a potência AC instantânea não ultrapassou 0,4 kW ao longo do dia, sendo que em um dia ensolarado, pode chegar a mais de 0,9 kW para o mesmo SFV nesse período do ano. O erro observado na contabilização da energia produzida ao longo do dia pela simulação no software OpenDSS foi de 11,80%.

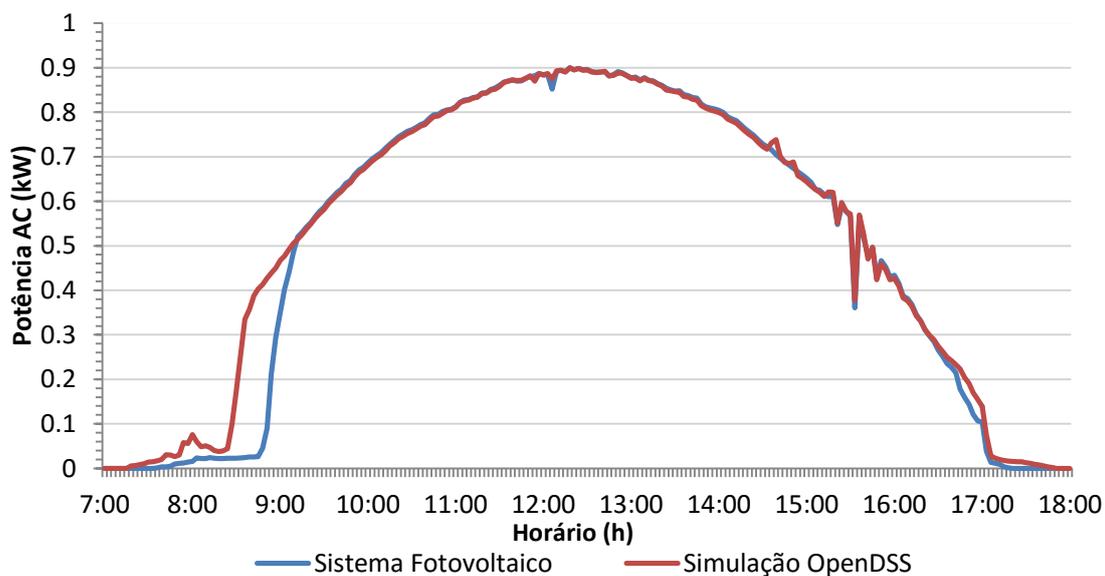
Figura 4.4 – Energia acumulada no dia 4 de junho



Fonte: Elaborado pelo autor

As Figuras 4.5 e 4.6 representam a potência AC instantânea e a energia gerada acumulada ao longo do dia 8 de junho, o dia que teve a maior irradiação diária do período analisado e onde pode-se observar o formato senoidal quase perfeito da irradiação ao longo do dia.

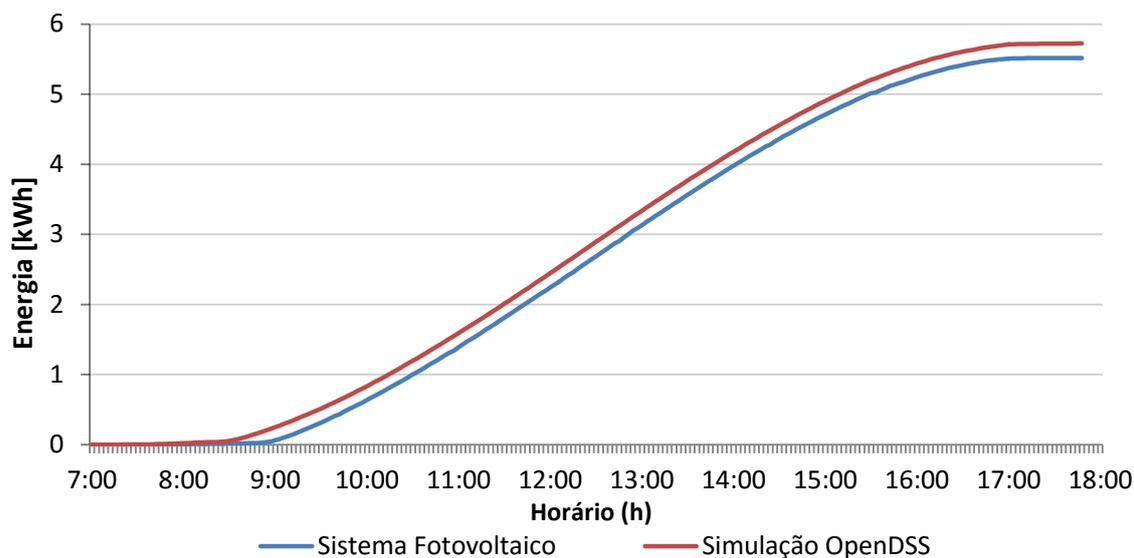
Figura 4.5 – Potência AC instantânea no dia 8 de junho



Fonte: Elaborado pelo autor

O dia 8 de junho foi um dia ensolarado e com uma pequena presença de nuvens entre às 15 e às 16h, como pode ser observado pelo reflexo na potência AC da Figura 4.5. O erro observado na contabilização da energia produzida ao longo do dia pela simulação foi de 3,79%, consideravelmente inferior aos demais casos analisados.

Figura 4.6 – Energia acumulada no dia 8 de junho



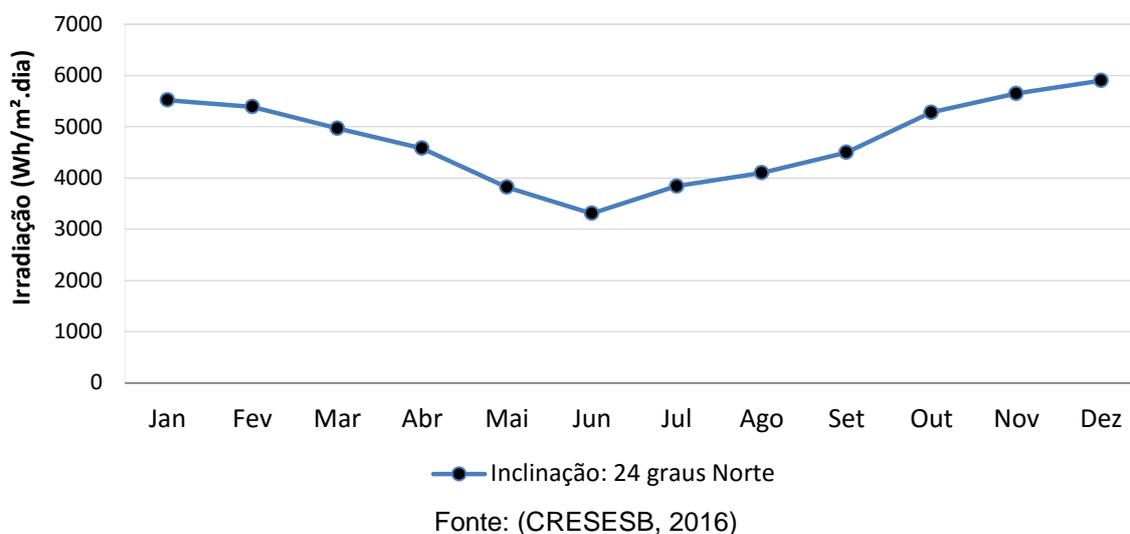
Fonte: Elaborado pelo autor

A partir da análise dos resultados, observa-se que o maior erro apresentado nas simulações ocorreu para baixas potências AC, nitidamente abaixo de 250 W. A provável causa dos erros apresentados é uma divergência entre as curvas de eficiência do módulo fotovoltaico e do inversor fornecidas pelos fabricantes e a curva de eficiência real do SFV do Labsol na condição de baixa potência.

Além disso, outro aspecto visível é a divergência entre as curvas da simulação e do SFV nas duas primeiras horas do dia. O Labsol é cercado por árvores em seus arredores, e, na direção do sol nascente, há árvores com altura considerável que causam um sombreamento significativo no SFV até pouco antes das 9h durante o período analisado, o que não é possível de prever pela simulação no software OpenDSS.

Tendo em vista que o mês de Junho é o mês crítico para a irradiação solar no hemisfério Sul devido a proximidade ao Solstício de Inverno, as simulações envolvem o pior caso possível. Como forma de visualizar a variação da irradiação solar diária média ao longo do ano, a Figura 4.7 representa os dados obtidos do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), que demonstra a irradiação solar no plano inclinado para a cidade de Porto Alegre com uma inclinação de 24° e orientação Norte, a qual gera a maior média anual (CRESESB, 2016).

Figura 4.7 – Irradiação Solar diária no plano inclinado de 24° orientado para o Norte



Considerando que a primeira quinzena do mês de junho de 2016 se repita, o valor aproximado para a irradiação solar diária média no mês é de 3752 Wh/m<sup>2</sup>.dia, um pouco acima da média histórica de 3310 Wh/m<sup>2</sup>.dia para a inclinação próxima. No entanto, considerando a média anual de 4742 Wh/m<sup>2</sup>.dia, é possível inferir que os erros obtidos nas simulações do mês de junho tendem a ser relativamente menores no decorrer do ano, levando em conta que a maior diferença ocorreu para baixas potências instantâneas e que a chance de ocorrência nos demais meses é inferior.

Um ponto importante a destacar é que embora o mês de junho tenha a pior irradiação solar diária mensal, os inversores modernos operam com rastreador do ponto de máxima potência (MPPT), o que torna possível que o SFV opere sempre na melhor eficiência possível para as condições climáticas momentâneas. A Tabela 4.2 representa a eficiência média e o desvio padrão observados nos 3 dias analisados anteriormente.

Tabela 4.2 – Eficiência do SFV ao longo de três dias do mês de junho de 2016

| Eficiência do SFV (%) |        |        |        |
|-----------------------|--------|--------|--------|
| Dia                   | 02/jun | 04/jun | 08/jun |
| Média                 | 10,25  | 10,45  | 10,07  |
| Desvio padrão         | 2,21   | 1,74   | 3,19   |

O dia 8 de junho teve a maior irradiação solar diária média, no entanto, não obteve a melhor eficiência média. A principal causa foi a variação da temperatura dos módulos no período, pois para temperaturas mais elevadas, a eficiência do conjunto decai. O dia 4 de junho, embora tenha sido um dia chuvoso, obteve a melhor eficiência média mesmo com a menor quantidade de irradiação incidente, devido às menores temperaturas observadas nos módulos durante o período.

## 5 INSERÇÃO NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

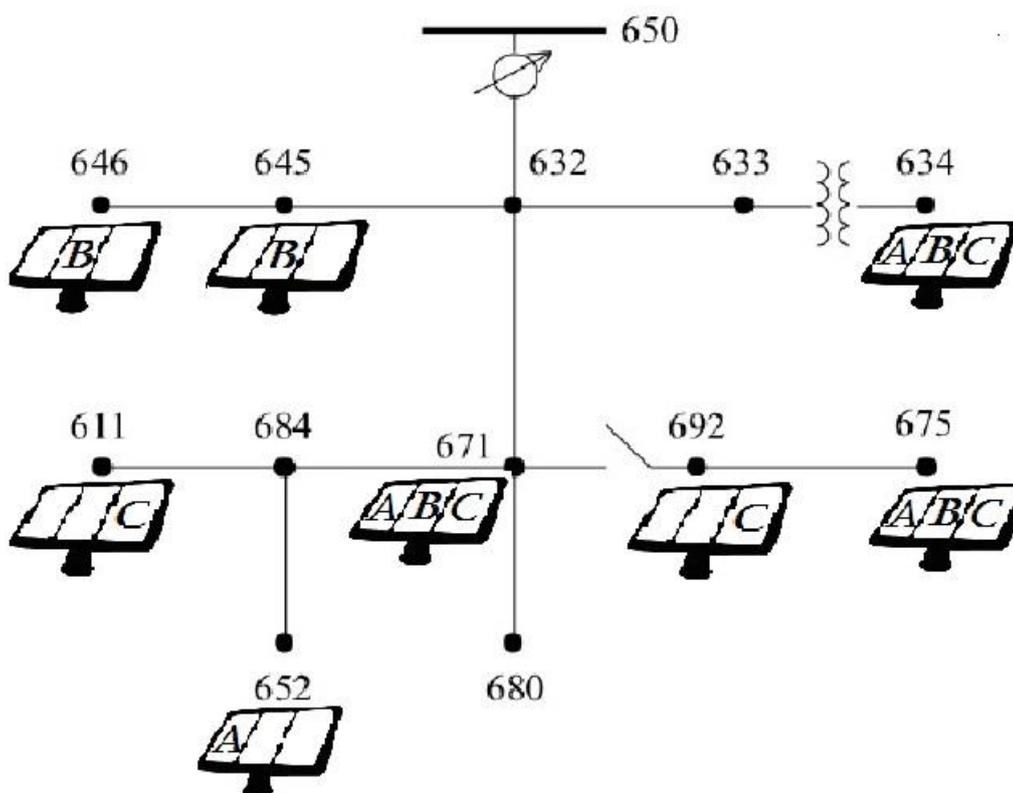
### 5.1 Sistema de 13 barras do IEEE

Para viabilizar as simulações propostas pelo trabalho foi empregado um sistema de testes bastante conhecido na literatura técnica, elaborado pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE). O IEEE dispõe de quatro redes radiais para teste, dentre as quais três apresentam configuração a quatro fios e uma com configuração a três fios (IEEE, 1991).

O sistema teste IEEE de 13 barras foi o selecionado e, apesar de ter tamanho reduzido, fornece um bom teste para a análise de sistemas de distribuição. O sistema é composto por cargas desbalanceadas, dois transformadores trifásicos de distribuição, bancos de capacitores *shunt*, linhas trifásicas aéreas e subterrâneas desbalanceadas, ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos e um regulador de tensão (Baughman et al., 2013).

A Figura 5.1 representa o diagrama unifilar do sistema de 13 barras, onde já foi incluída a representação das microgerações fotovoltaicas conectadas nas barras. Optou-se por simular a inserção de SFVs nas mesmas barras onde há cargas balanceadas e desbalanceadas conectadas. Os SFVs estão identificados de acordo com as fases em que estão conectados.

Figura 5.1 – Sistema de 13 barras do IEEE com microgerações fotovoltaicas



Fonte: Elaborado pelo autor

A Barra 650 representa o alimentador do sistema sucedido pelo regulador de tensão trifásico. As demais barras onde há SFVs conectados são também cargas residenciais, com exceção da Barra 671, onde há uma carga industrial trifásica. Além disso, o sistema opera em três níveis de tensão, sendo que a tensão do alimentador é rebaixada por um transformador

para 4160 V atendendo as demais cargas e, apenas a barra 634 é atendida com tensão diferente das demais (480 V).

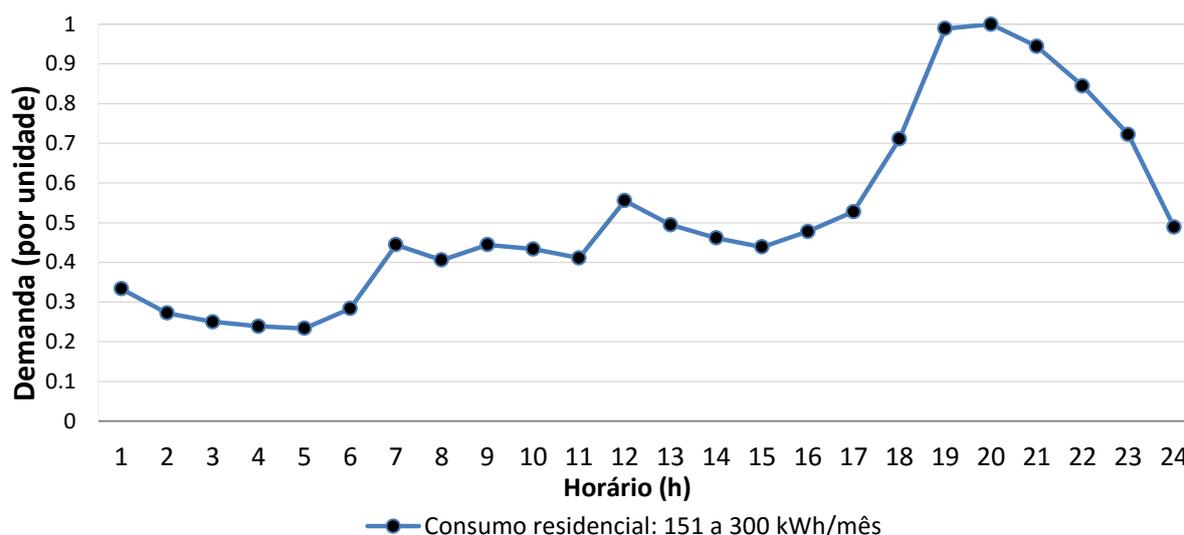
## 5.2 Metodologia utilizada

Após a validação do modelo *PVSystem Element Model* é realizada a inserção do SFV no Sistema de Distribuição de 13 barras do IEEE. A rede de distribuição é modelada no *OpenDSS* através de scripts, visto que o software atua por linhas de comando e a interface gráfica é utilizada apenas para a exibição dos resultados. Com o auxílio do Manual do Usuário do *OpenDSS* (Dugan, 2016) e da dissertação (Radatz, 2015) foi possível modelar o sistema e realizar as simulações imprescindíveis para a análise do presente trabalho.

O *OpenDSS* fornece a comutação dos taps dos reguladores de tensão, onde cada fase do regulador varia o tap do transformador associado conforme os níveis de tensão variam. Há também dois bancos de capacitores associados ao sistema de distribuição, um monofásico com potência de 100 kvar conectado na barra 611 e um trifásico de 600 kvar conectado a barra 675. Cabe salientar que os bancos de capacitores permanecem sempre em funcionamento, não havendo períodos estabelecidos de desligamento.

A curva de carga residencial utilizada nas simulações provém de um levantamento realizado na área de concessão da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D). Conforme a dissertação de mestrado (Rhade, 1998), o segmento residencial na faixa de consumo de 151 a 300 kWh/mês representa o maior percentual de consumo de energia elétrica residencial da CEEE. Visando simular com maior precisão os Sistemas Fotovoltaicos no sistema de distribuição de 13 barras, optou-se por utilizar a curva de carga residencial representada pela Figura 5.2, que provém da mesma região onde o SFV do Labsol está situado.

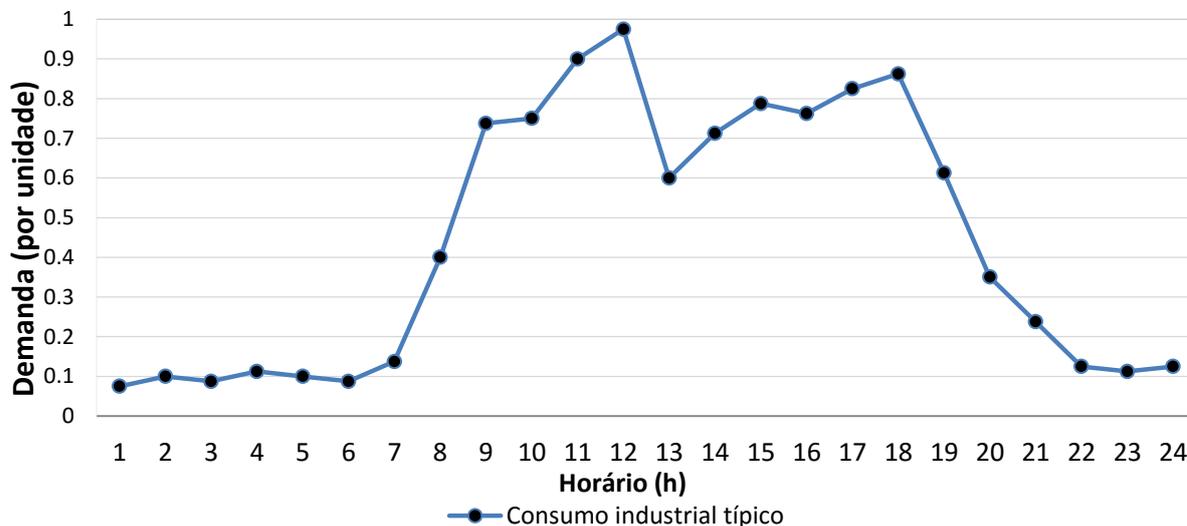
Figura 5.2 – Curva de carga do consumo residencial – 151 a 300 kWh/mês



Fonte: (Rhade, 1998)

O sistema de 13 barras contempla também uma carga trifásica onde há consumo industrial. A Figura 5.3 representa uma curva de carga industrial típica.

Figura 5.3 – Curva de carga do consumo industrial



Fonte: (Rhade, 1998)

### 5.3 Variação das Tensões nas barras

De acordo com Smith et al. (2012), na avaliação do impacto de SFVs nos sistemas de distribuição, a maior preocupação dos planejadores do sistema é a intermitência do recurso solar e como ele pode afetar os outros consumidores, bem como interagir com as operações da rede em larga escala. Isso pode ser em termos de como as microgerações fotovoltaicas impactam a rede com sobretensões e flutuações de tensão, que afetam os reguladores do alimentador, tais como a comutação dos taps dos transformadores, reguladores de tensão e a operação dos bancos de capacitores. Além disso, deve-se considerar qual o impacto que o SFV terá nos picos de demanda e consumo de energia.

Apesar de grande parte dos estudos serem limitados a utilizar modelos de alimentação simplificados e dados genéricos de SFVs, é importante considerar com precisão a natureza variável dos recursos energéticos renováveis e como estes interagem com os sistemas de distribuição. Nesse capítulo é analisado o comportamento da tensão em determinadas barras do sistema ao longo do dia, com a inserção de quantidade variável de SFVs.

O sistema de 13 barras é composto por 3 níveis de tensão nominal: 115 kV, 4,16 kV e 480 V. No entanto, as cargas do sistema e as microgerações apenas estão conectadas nos dois níveis inferiores de tensão, pois a tensão do alimentador (115 kV) é rebaixada por um transformador para o restante do sistema.

A ANEEL regulamenta os procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) e, através do módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica, apresenta a faixa de classificação de Tensões em Regime Permanente (ANEEL, 2015a). Na Tabela 5.1 são apresentadas as faixas de classificação para os níveis de tensão do sistema simulado, classificadas em adequada, precária ou crítica.

Tabela 5.1 – Faixas de Classificação de Tensões – Regime Permanente

| Tensão de Atendimento (TA)                               | Varição da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão de Referência (TR) |
|--|--|
| <b>Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV</b> |  |
| Adequada   | $0,93TR \leq TL \leq 1,05 TR$  |
| Precária   | $0,90TR \leq TL < 0,93TR$  |
| Crítica  | $TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$   |
| <b>Tensão Nominal inferior a 1 kV</b>                    |  |
| Adequada   | $0,92TR \leq TL \leq 1,05 TR$  |
| Precária   | $0,87TR \leq TL < 0,92TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,06TR$                   |
| Crítica  | $TL < 0,87TR$ ou $TL > 1,06TR$   |

Fonte: (ANEEL, 2015a)

O sistema de 13 barras é um sistema altamente desequilibrado com cargas conectadas em fases alternadas. Por esse fato, há um regulador de tensão trifásico junto ao transformador do alimentador principal, que visa manter as tensões dentro dos níveis aceitáveis. A Tabela A.1 do Anexo A representa o fluxo de potência instantâneo do sistema de 13 barras antes da inserção das microgerações e, operando em carga máxima. É possível perceber que em algumas barras, na fase B, o limite superior regulamentado pelo PRODIST (1,05 pu) é ultrapassado. Já a Tabela A.2 representa a distribuição das cargas nas barras do sistema.

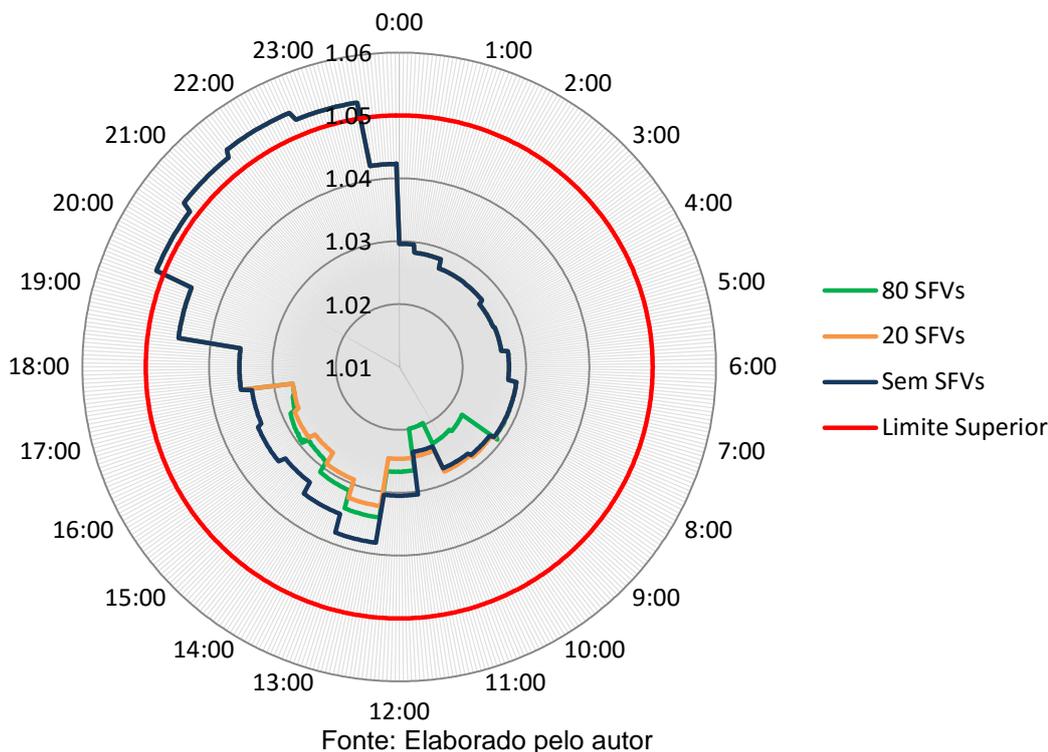
Visando quantificar o impacto da inserção das microgerações fotovoltaicas, são analisados dois dias relevantes do mês de junho de 2016: o dia com a maior produção de energia do período analisado (08/junho) e o dia com a produção mais próxima da média mensal (02/junho).

As análises envolvem a visualização do comportamento das tensões na barras do sistema para o fluxo de carga diário, de acordo com a modelagem das curvas de carga residencial e industrial. É fruto de comparação o caso base sem a inserção de SFVs com os casos onde há a inserção em quantidades uniformes de SFVs, múltiplos do SFV de 1,225 kW<sub>p</sub> do Labsol, em todas as fases das barras onde há cargas conectadas. No caso da carga industrial, por ter uma demanda muito superior as demais, foi definido que haverá a inserção de 10 vezes mais SFVs do que nas cargas residenciais.

Primeiramente é analisado o dia com a maior geração de energia, que como demonstrado anteriormente pela Figura 4.5, tem uma curva de potência AC com formato praticamente senoidal. A Figura 5.4 representa o comportamento da tensão diária na Barra 675 na fase B para o caso sem a inserção de SFVs, com a inserção de 20 SFVs nas cargas residenciais (200 SFVs na carga industrial) e a inserção de 80 SFVs nas cargas residenciais (800 SFVs na carga industrial), além de delimitar o nível de tensão superior adequada conforme o PRODIST. Pela demanda considerável de cada barra residencial, considera-se que a carga seja dividida entre várias unidades consumidoras.

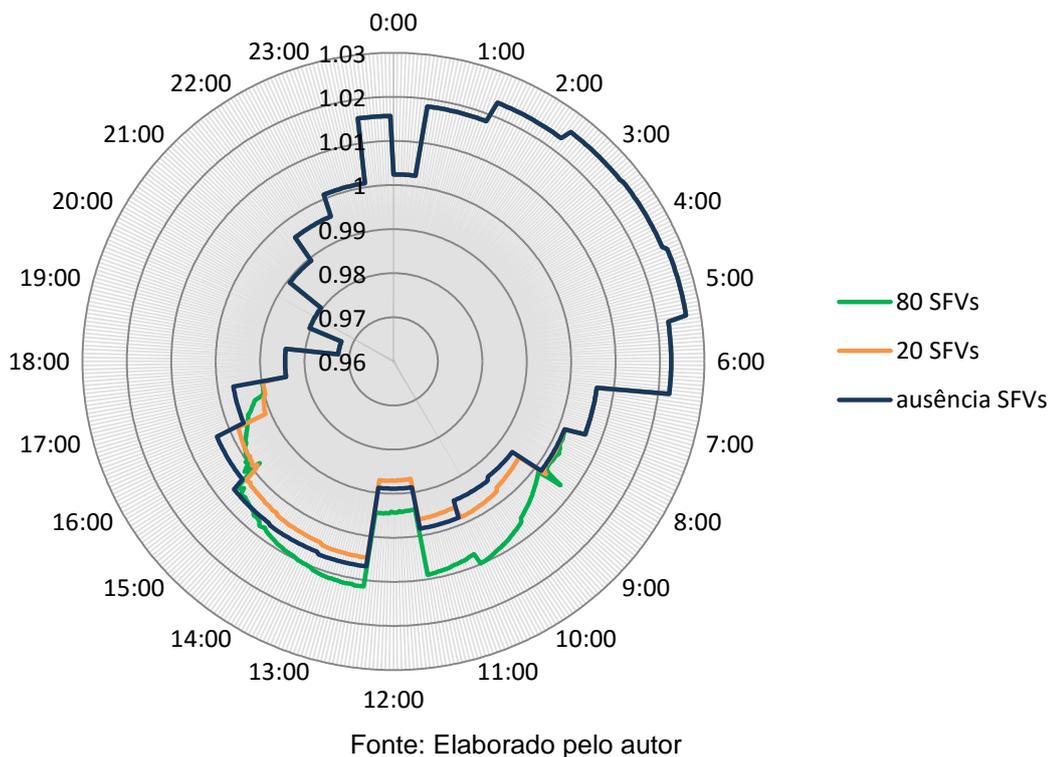
Além disso, a Tabela A.3 do Apêndice demonstra o funcionamento do regulador de tensão modelado, com as trocas de Tap do transformador ocorridas no dia 8 de junho para a inserção de 80 SFVs por carga do sistema.

Figura 5.4 – Variação diária da tensão na barra residencial 675 fase B – 08/junho (por unidade)



A Figura 5.5 representa o comportamento da tensão diária na barra 671 fase C, na qual está conectada a carga industrial do sistema. As condições de simulação são as mesmas do caso anterior, com a inserção uniforme de SFVs nas cargas residenciais e um valor 10 vezes maior na carga industrial.

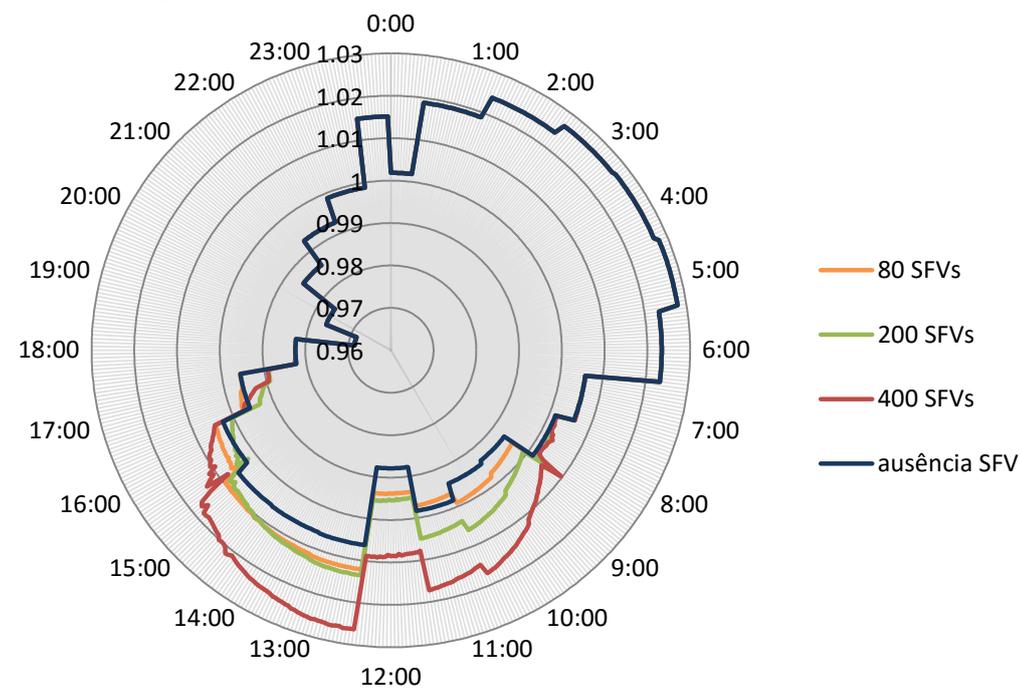
Figura 5.5 – Variação diária da tensão na barra industrial 671 fase C – 08/junho (por unidade)



Pode-se perceber claramente a variação das tensões na janela solar, entre aproximadamente 8 h e 17 h. As tensões não chegam a variar tanto, apenas na carga industrial pelo fato de os SFVs serem maiores, provocando um aumento de tensão expressivo.

A Figura 5.6 representa a variação da tensão diária na barra 611 fase C para o caso em que SFVs são conectados apenas junto a essa barra, sendo as demais cargas do sistema supridas pelo alimentador ou pelo excesso de energia produzido por esses SFVs.

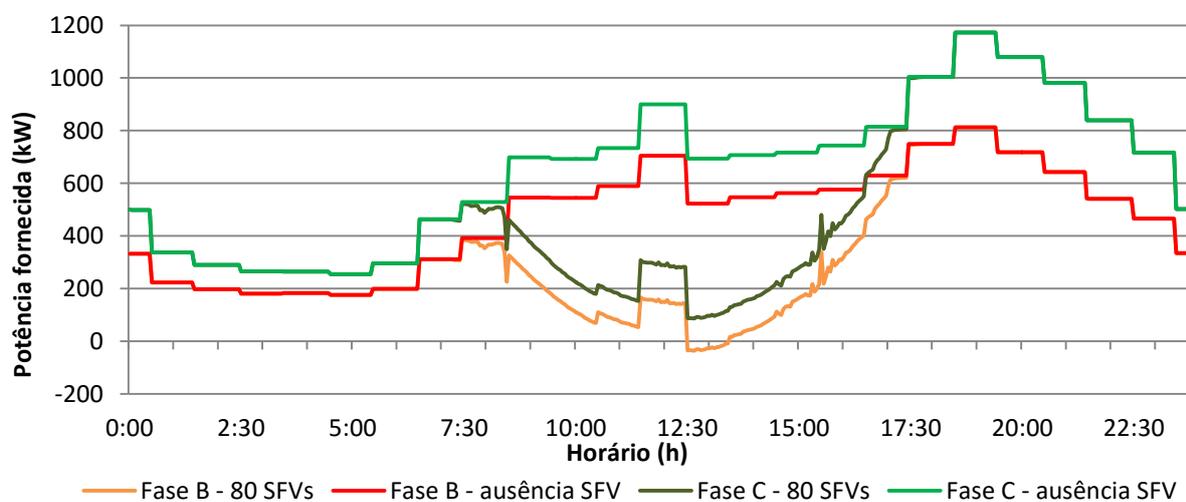
Figura 5.6 – Variação diária da tensão na barra residencial 611 fase C – 08/junho (por unidade)



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 5.7 ilustra o fluxo de potência diário fornecido pelo alimentador do sistema de distribuição, onde foram representadas apenas as fases B e C para melhor visualização.

Figura 5.7 – Potência Ativa por fase fornecida pelo alimentador do Sistema no dia 08/junho

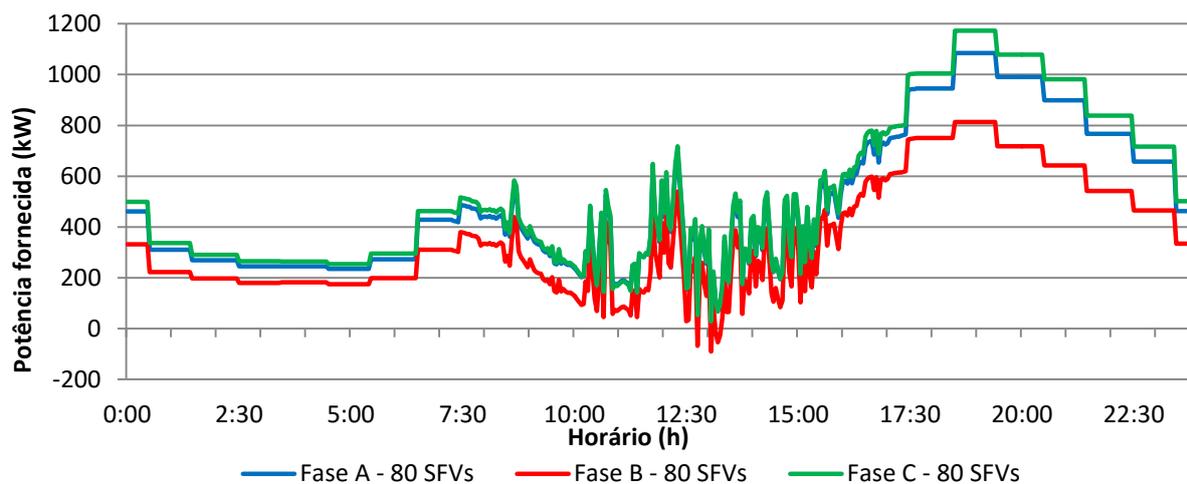


Fonte: Elaborado pelo autor

A inserção dos SFVs foi uniforme em todas as barras com carga do sistema. No entanto, como o sistema é desequilibrado, a fase B teve uma menor demanda e no auge da produção de energia pelos SFVs, houve fluxo de potência reverso em direção ao alimentador justamente na fase B.

A Figura 5.8 ilustra o fluxo de potência proveniente do alimentador para as 3 fases do sistema com a inserção de 80 SFVs no dia 2 de junho, um dia de tempo encoberto com presença de muitas nuvens, o que provocou a demanda extremamente variável de potência do alimentador para complementar a produção de energia dos SFVs.

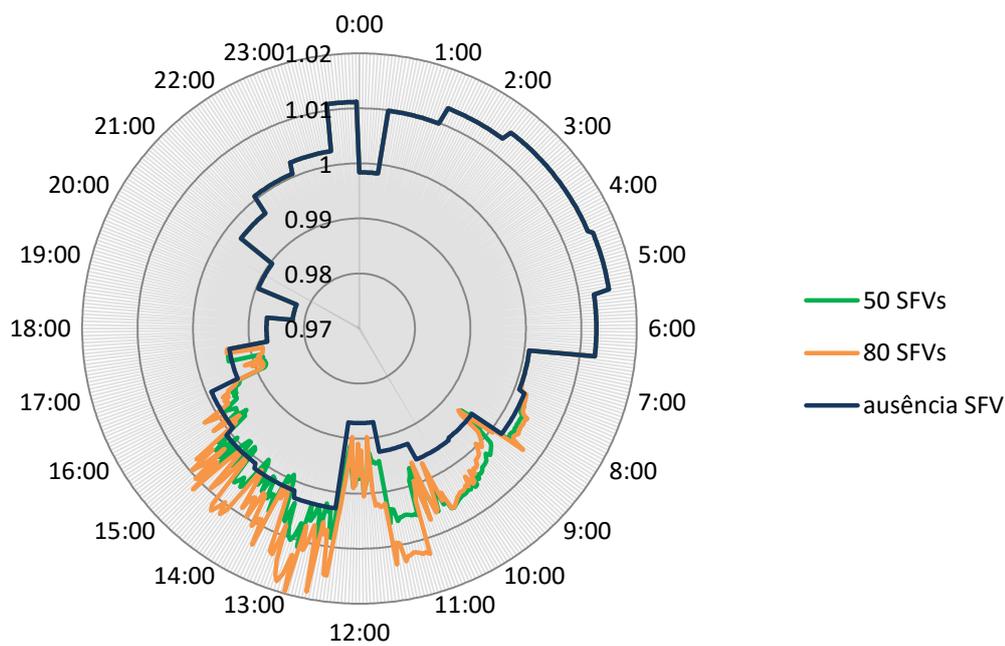
Figura 5.8 – Potência Ativa por fase fornecida pelo alimentador do Sistema no dia 02/junho



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 5.9 representa a variação da tensão diária na barra 652 fase A no dia 2 junho, onde houve inserção uniforme de SFVs em todas as barras. Devido a grande presença de nuvens, nota-se que o incremento de tensão ocasionado pelos SFVs foi muito variável no período, havendo flutuação significativa de tensão ao longo de toda a janela solar do dia.

Figura 5.9 – Variação diária da tensão na barra residencial 652 fase A – 02/junho (por unidade)



Fonte: Elaborado pelo autor

Dentre todas as simulações realizadas, em nenhum caso o limite inferior de 0,93 pu estabelecido pelo PRODIST foi violado. Esse fato se deve a atuação do regulador de tensão, pois ao retirá-lo do modelo em uma simulação, esse limite é violado em algumas barras.

#### 5.4 Perdas

O *OpenDSS* tem sido amplamente utilizado para a estimativa das perdas técnicas em sistemas de distribuição. A ANEEL, através de uma metodologia regulatória, visa uniformizar o procedimento de cálculo das perdas nas concessionárias de distribuição de energia elétrica e reduzir a assimetria de informação, o que possibilita a criação de um mecanismo de incentivo às concessionárias para o correto gerenciamento dos sistemas de distribuição visando o controle do nível de perdas tolerável (ANEEL, 2014).

Tendo como base o sistema de 13 barras do IEEE, são simulados cenários com a inserção de diferentes quantidades de microgerações fotovoltaicas (múltiplas do sistema de  $1,225kW_p$  do Labsol) nas barras onde estão conectadas as cargas residenciais e industriais. Primeiramente são contabilizadas as perdas nas linhas e nos transformadores do sistema ao longo de 10 dias do mês de junho de 2016.

Os cenários simulados envolvem a inserção de 20 SFVs nas cargas residenciais (200 SFVs na carga industrial), 50 SFVs nas cargas residenciais (500 SFVs na carga industrial) e 80 SFVs nas cargas residenciais (800 SFVs na carga industrial). A Tabela 5.2 demonstra as perdas totais no sistema de distribuição para os diferentes cenários citados. No sistema modelado, considerou-se a simplificação de que as curvas de carga diárias são referentes a um dia de semana típico, mantendo a uniformidade para o período analisado.

Tabela 5.2 – Perdas no sistema de distribuição para 10 dias do mês de junho de 2016

| Dia           | Perdas no sistema de distribuição (kWh) |         |         |         |
|---------------|---|---------|---------|---------|
|               | ausência SFVs                           | 20 SFVs | 50 SFVs | 80 SFVs |
| <b>01/jun</b> | 730                                     | 674     | 609     | 565     |
| <b>02/jun</b> | 730                                     | 673     | 609     | 562     |
| <b>03/jun</b> | 730                                     | 699     | 659     | 626     |
| <b>04/jun</b> | 730                                     | 705     | 671     | 642     |
| <b>06/jun</b> | 730                                     | 692     | 647     | 613     |
| <b>08/jun</b> | 730                                     | 659     | 579     | 528     |
| <b>11/jun</b> | 730                                     | 664     | 590     | 540     |
| <b>13/jun</b> | 730                                     | 663     | 587     | 535     |
| <b>14/jun</b> | 730                                     | 680     | 619     | 573     |
| <b>15/jun</b> | 730                                     | 675     | 610     | 560     |

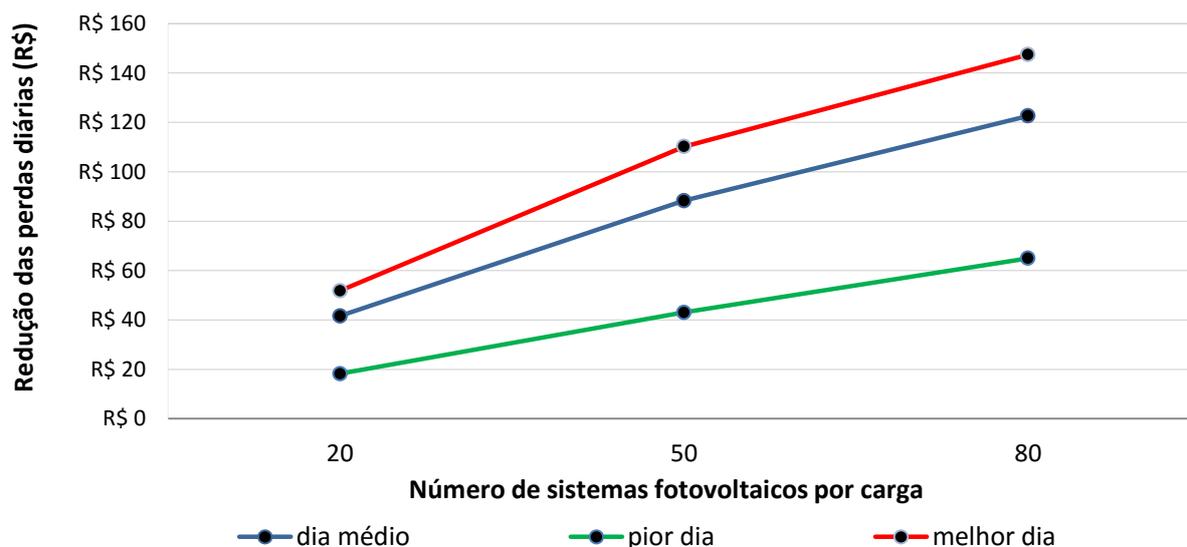
É possível perceber que há uma considerável redução nas perdas diárias nos diferentes dias analisados conforme é incrementado o número de microgerações fotovoltaicas conectadas ao sistema. No dia 8 de junho, o dia com a maior energia gerada no período, há uma redução nas perdas do sistema de 27,7 % no cenário com a maior inserção de SFVs. Já no dia com a menor energia gerada, as perdas foram reduzidas em apenas 12 %. No dia mais próximo da média para o período (2 de junho), a redução máxima das perdas foi de 23 %.

O *OpenDSS* fornece também as perdas discriminadas por classe de tensão, por segmento de linha (monofásicas, bifásicas ou trifásicas, sequência zero, positiva e negativa) e nos transformadores, além das perdas reativas. No sistema analisado, as perdas nas linhas variaram entre 93 e 95 % das perdas totais.

Outra abordagem possível é a representação das perdas por valor monetário. Para a análise, considera-se a tarifa média aplicada pela concessionária atuante na região onde o SFV do Labsol está instalado. O valor adotado foi de 0,73 R\$/kWh, vigente para os consumidores residenciais.

A Figura 5.10 representa o valor monetário decorrente da redução das perdas em relação ao caso sem gerações distribuídas. São considerados três dias do período analisado: o pior dia, dia médio e o melhor dia. Ambos com a inserção de diferentes quantidades de SFVs.

Figura 5.10 – Redução monetária das perdas diárias



Fonte: Elaborado pelo autor

Um aspecto importante a se considerar é que o sistema de distribuição analisado não é muito extenso, tendo apenas 2,5 km de linhas para a conexão do alimentador com as barras ramificadas do sistema, o que explica o fato das perdas não serem tão elevadas pelo nível de carga das barras.

Em uma análise mensal, considerou-se que os 10 dias analisados se repitam ao longo do mês de junho, ocasionando uma amostra de 30 dias. A Tabela 5.3 resume essas perdas mensais decorrentes da inserção dos SFVs em 3 cenários distintos.

Tabela 5.3 – Perdas mensais estimadas para o mês de junho de 2016

| Inserção de SFVs | Perda Mensal |       |      |
|------------------|--------------|-------|------|
|                  | kWh          | R\$   | %    |
| ausência         | 21900        | 15987 | 100  |
| 20 SFVs          | 20352        | 14857 | 92,9 |
| 50 SFVs          | 18540        | 13534 | 84,7 |
| 80 SFVs          | 17232        | 12579 | 78,7 |

Novamente cabe salientar que o mês de junho é o mês com a menor irradiação solar diária média devido a proximidade do solstício de inverno e, por consequência, a menor energia média gerada pelos SFVs. Ao longo do ano, a tendência é haver uma maior geração de energia, incrementando a redução das perdas no sistema devido à menor dependência de energia proveniente do alimentador. Com menos energia circulando pelas linhas e a maior

geração de energia no local de consumo, as perdas decorrentes da distribuição são reduzidas significativamente durante a janela solar do período.

No entanto, caso a quantidade de SFVs seja incrementada além do consumo das cargas do sistema, a influência sobre as perdas pode ter um caráter negativo no ambiente do alimentador. O excesso de SFVs pode causar o fluxo de potência reverso nas linhas de distribuição, elevando as perdas técnicas, uma vez que haverá um fluxo de potência ativa maior na rede.

Além disso, de acordo com Ogata (2015), outro aspecto que impossibilita uma maior redução nas perdas é o fato de que o pico de geração fotovoltaica não coincide com o pico da demanda de carga, pois a demanda máxima costuma ocorrer ao final do dia e o auge da geração fotovoltaica ocorre no meio do dia. Tal fato torna possível estudos para viabilizar sistemas de armazenamento da energia solar fotovoltaica para posterior suprimento nos períodos em que a demanda é mais elevada.

## 6 CONCLUSÃO

No que diz respeito ao estudo realizado, primeiramente foi desenvolvido o entendimento da situação atual da Geração Distribuída no Brasil, a caracterização do sistema fotovoltaico fruto das análises e uma breve descrição do software *OpenDSS*, onde foram destacadas as principais funcionalidades essenciais para os estudos do impacto de SFVs em sistemas de distribuição.

Foi realizada a etapa de modelagem do SFV e inserção no sistema de 13 barras do IEEE após o conhecimento adequado do software e a implementação dos scripts necessários para as simulações. Por meio das simulações, primeiramente validou-se um modelo de SFV incluído no *OpenDSS* a partir de dados experimentais de irradiação e temperatura coletados no Laboratório de Energia Solar da UFRGS, além das curvas de eficiência dos módulos e inversor. As curvas de potência AC e energia produzida diárias mostraram-se satisfatórias para os distintos dias analisados, onde o erro entre as simulações e os valores reais foi pequeno, proporcionando a satisfatória validação do modelo de gerador fotovoltaico do *OpenDSS*.

A partir disso, foram propostos cenários com a inserção de diferentes quantidades de SFVs, múltiplos do SFV de 1,225 kWp do Labsol, nas barras do sistema de distribuição onde havia cargas conectadas. Foi possível analisar a variação das tensões ao longo de cada dia, considerando que o sistema tem cargas residenciais e industriais, bem como prever o fluxo de potência instantâneo entre o alimentador e as cargas. Na sequência, foram analisadas as perdas no sistema de distribuição para a inserção de 20, 50 ou 80 SFVs por barra, onde foram contabilizadas as perdas em unidades de energia e o valor monetário decorrente, considerando a tarifa aplicável aos consumidores residenciais.

O estudo proposto no presente trabalho fez uso de um sistema de distribuição genérico de testes. No entanto, tendo em vista que muitos fatores externos estão associados a um alimentador real, tais como a qualidade dos equipamentos dos SFVs, condições climáticas do local, qualidade da rede de distribuição, entre outros, um estudo mais detalhado é requerido para prever os impactos no sistema com uma melhor precisão. Apesar disso, as análises realizadas exaltam as características e a potencialidade do software *OpenDSS* para lidar com sistemas reais e, possibilitar o controle da qualidade e o aprimoramento do método de cálculo de perdas na distribuição para fins de pesquisa e principalmente por parte das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

## 6.1 Trabalhos Futuros

O estudo da conexão de gerações distribuídas em sistemas de distribuição de energia elétrica é um assunto vasto, com diversas linhas de pesquisa possíveis. Neste trabalho, o foco foi a inserção de microgerações fotovoltaicas, onde foram analisados alguns tópicos referentes ao desempenho dos mesmos para verificar as consequências trazidas ao sistema de distribuição analisado.

Para futuros trabalhos é interessante utilizar um sistema de distribuição real e de maior porte para validar os resultados obtidos com a inserção dos SFVs no sistema de testes do IEEE. O software *OpenDSS* mostrou-se muito promissor a partir dos estudos realizados e com isso, pode-se explorar funcionalidades adicionais que não puderam ser abordadas no presente trabalho. Os dados experimentais coletados no Labsol foram apenas do mês de junho, um mês com baixa irradiação, e mesmo que a partir desses resultados seja possível estimar o comportamento no decorrer do ano, é interessante validar a análise considerando valores de meses com maior irradiação incidente.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482**. MME 2012.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica nº 0057/2014**. MME 2014.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional** Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica: 33-35 p. 2015a.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa Nº 687**. MME 2015b.

\_\_\_\_\_. **Brasil ultrapassa 5 mil conexões de micro e minigeração**. Brasília: Acessoria de Imprensa 2016a.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**. MME. Brasília 2016b.

BAUGHMAN, M. L.; LIU, C.-C.; DUGAN, R. C. **IEEE 13 Node Test Feeder**. SUBCOMMITTEE, D. S. A. 2013.

CRESESB. Irradiação no Plano Inclinado - Porto Alegre/RS. 2016. Disponível em: < <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata> >.

DE ABREU, Y. V.; DE OLIVEIRA, M. A. G.; GUERRA, S. M.-G. Textos Seleccionados. In: (Ed.). **Energia, Economia, Rotas Tecnológicas**. Brasil: Eumed, 2010.

DUGAN, R. C. **OpenDSS PVSystem Element Model**. EPRI 2011.

\_\_\_\_\_. **OpenDSS Manual**. EPRI 2016.

EKSTRÖM, J. et al. A statistical approach for hourly photovoltaic power generation modeling with generation locations without measured data. **Solar Energy**, v. 132, p. 173-187, 7// 2016.

EPRI. **Simulation Tool – OpenDSS**. CENTER, S. G. R. 2016.

IEEE. Radial Distribution Test Feeders. 1991.

MME. **Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar** 2015.

\_\_\_\_\_. **Número de unidades residenciais com Geração Distribuída quadruplica em 2015** 2016.

MME/RS. **Decreto Nº 52.964**. SUL., S. d. M. e. E. d. R. G. d. Porto Alegre 2016.

OGATA, H. M. **Análise do impacto da Geração Solar Fotovoltaica em um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica** 2015. Escola de Engenharia, Universidade de São Paulo, São Carlos.

POSSEBON, R. **Avaliação do Desempenho de um Arranjo Fotovoltaico Para uma Residência Típica no Sul do País**. 2016. Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

RADATZ, P. R. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015. Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo.

RAMPINELLI, G. A. et al. 20 Telhados Solares em Porto Alegre. **Revista Brasileira de Energia Solar**, 2014.

RHADE, S. B. **Modelagem da curva de carga das faixas de consumo de energia elétrica residencial a partir da aplicação de um programa de Gerenciamento de Energia pelo Lado da Demanda**. 1998. Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade do Rio Grande do Sul

SMA. **Sunny Boy 1200 Inverter**. TECHNOLOGY, S. S. Germany 2014.

\_\_\_\_\_. **Sunny Data Control**. Germany: SMA Solar Technology 2016.

SMITH, J. W.; DUGAN, R.; SUNDERMAN, W. Distribution Modeling and Analysis of High Penetration PV. 2012.

WIDÉN, J. et al. Impacts of distributed photovoltaics on network voltages: Stochastic simulations of three Swedish low-voltage distribution grids. **Electric Power Systems Research**, v. 80, n. 12, p. 1562-1571, 12// 2010.

YINGLI. **YGE 60 Cell 40mm - Data Sheet**. SOLAR, Y. China 2015.

## ANEXO A

Tabela A.1 – Módulo (pu) e ângulo (graus) das tensões nas barras do sistema de 13 barras do IEEE para um fluxo de potência instantâneo no momento de máxima demanda

| Barra | A      |        | B      |         | C      |        |
|-------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|
|       | módulo | ângulo | módulo | ângulo  | módulo | ângulo |
| 650   | 1,0000 | 0,00   | 1,0000 | -120,00 | 1,0000 | 120,00 |
| 632   | 1,0210 | -2,49  | 1,0420 | -121,72 | 1,0174 | 117,83 |
| 633   | 1,0180 | -2,56  | 1,0401 | -121,77 | 1,0148 | 117,82 |
| 634   | 0,9940 | -3,23  | 1,0218 | -122,22 | 0,9960 | 117,34 |
| 645   |        |        | 1,0329 | -121,90 | 1,0155 | 117,86 |
| 646   |        |        | 1,0311 | -121,98 | 1,0134 | 117,90 |
| 671   | 0,9900 | -5,30  | 1,0529 | -122,34 | 0,9778 | 116,02 |
| 680   | 0,9900 | -5,30  | 1,0529 | -122,34 | 0,9778 | 116,02 |
| 684   | 0,9881 | -5,32  |        |         | 0,9758 | 115,92 |
| 611   |        |        |        |         | 0,9738 | 115,78 |
| 652   | 0,9825 | -5,25  |        |         |        |        |
| 692   | 0,9900 | -5,31  | 1,0529 | -122,34 | 0,9777 | 116,02 |
| 675   | 0,9835 | -5,56  | 1,0529 | -122,52 | 0,9758 | 116,03 |

Fonte: (IEEE, 1991)

Tabela A.2 – Cargas no sistema de 13 barras do IEEE

| Barra | Carga  | Fase A |      | Fase B |      | Fase C |      |
|-------|--------|--------|------|--------|------|--------|------|
|       | Modelo | kW     | kvar | kW     | kvar | kW     | kvar |
| 634   | Y-PQ   | 160    | 110  | 120    | 90   | 120    | 90   |
| 645   | Y-PQ   | 0      | 0    | 170    | 125  | 0      | 0    |
| 646   | D-Z    | 0      | 0    | 230    | 132  | 0      | 0    |
| 652   | Y-Z    | 128    | 86   | 0      | 0    | 0      | 0    |
| 671   | D-PQ   | 385    | 220  | 385    | 220  | 385    | 220  |
| 675   | Y-PQ   | 485    | 190  | 68     | 60   | 290    | 212  |
| 692   | D-I    | 0      | 0    | 0      | 0    | 170    | 151  |
| 611   | Y-I    | 0      | 0    | 0      | 0    | 170    | 80   |
|       | Total  | 1158   | 606  | 973    | 627  | 1135   | 753  |

Fonte: (IEEE, 1991)

## APÊNDICE

Tabela A.3 – Ações do Regulador de Tensão no OpenDSS para o dia 8 de junho com a inserção de 80 SFVs por barra

| <b>Hora</b> | <b>Minuto</b> | <b>Regulador de Tensão</b> | <b>Ação</b>                |
|-------------|---------------|----------------------------|----------------------------|
| 0           | 3             | Fase C                     | Trocou 2 TAPS para 1,0125  |
| 0           | 3             | Fase B                     | Trocou 2 TAPS para 1,0125  |
| 0           | 3             | Fase A                     | Trocou 2 TAPS para 1,0125  |
| 1           | 3             | Fase C                     | Trocou 1 TAP para 1,01875  |
| 1           | 3             | Fase A                     | Trocou 1 TAP para 1,01875  |
| 7           | 30            | Fase B                     | Trocou 1 TAP para 1,01875  |
| 7           | 30            | Fase A                     | Trocou 1 TAP para 1,025    |
| 8           | 33            | Fase C                     | Trocou 1 TAP para 1,025    |
| 10          | 45            | Fase B                     | Trocou 1 TAP para 1,025    |
| 10          | 45            | Fase A                     | Trocou 1 TAP para 1,03125  |
| 11          | 48            | Fase C                     | Trocou 1 TAP para 1,03125  |
| 12          | 21            | Fase A                     | Trocou 1 TAP para 1,0375   |
| 12          | 33            | Fase A                     | Trocou -1 TAP para 1,03125 |
| 12          | 48            | Fase C                     | Trocou -1 TAP para 1,025   |
| 16          | 24            | Fase C                     | Trocou 1 TAP para 1,03125  |
| 17          | 21            | Fase A                     | Trocou 1 TAP para 1,0375   |
| 17          | 30            | Fase C                     | Trocou 2 TAPS para 1,04375 |
| 17          | 30            | Fase B                     | Trocou 1 TAP para 1,03125  |
| 17          | 30            | Fase A                     | Trocou 1 TAP para 1,04375  |
| 18          | 33            | Fase C                     | Trocou 1 TAP para 1,05     |
| 18          | 33            | Fase A                     | Trocou 1 TAP para 1,05     |
| 21          | 30            | Fase C                     | Trocou -1 TAP para 1,04375 |
| 21          | 30            | Fase A                     | Trocou -1 TAP para 1,04375 |
| 22          | 33            | Fase C                     | Trocou -1 TAP para 1,0375  |
| 22          | 33            | Fase A                     | Trocou -1 TAP para 1,0375  |
| 23          | 30            | Fase C                     | Trocou -1 TAP para 1,03125 |
| 23          | 30            | Fase B                     | Trocou -1 TAP para 1,025   |
| 23          | 30            | Fase A                     | Trocou -1 TAP para 1,03125 |